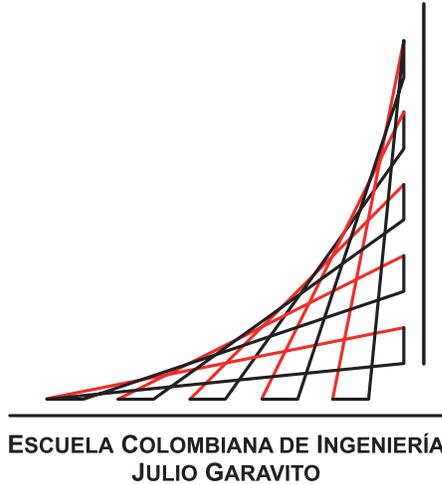


Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito  
Maestría en Ingeniería Eléctrica



# Propuesta de digitalización de una subestación eléctrica convencional existente en Colombia

Autor:

Luis Fabio Cabrera Cruz

Director:

Javier Andrés Ruiz Garzón

Bogotá D.C, Colombia

Octubre, 2021



Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito  
Maestría en Ingeniería Eléctrica

# Propuesta de digitalización de una subestación eléctrica convencional existente en Colombia

**Luis Fabio Cabrera Cruz**

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

**Magíster en Ingeniería Eléctrica**

con énfasis en:

**Sistemas de Potencia**

Director(a):

Javier Andrés Ruiz Garzón, (MSc)

Grupo de Investigación:

Modelación Estratégica de Energía y Potencia

Bogotá D.C, Colombia

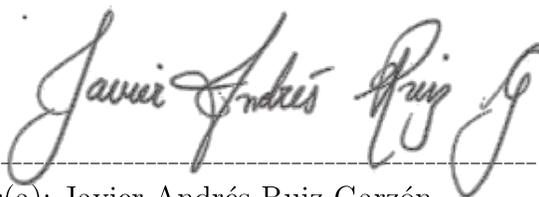
2021, Octubre



# Aceptación del Jurado

---

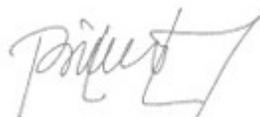
El Trabajo de grado de Maestría titulado **Propuesta de digitalización de una sub-estación eléctrica convencional existente en Colombia**, presentado por **Luis Fabio Cabrera Cruz**, cumple con los requisitos establecidos por la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito para optar al título de Magister en Ingeniería Eléctrica con énfasis en Sistemas de Potencia.



Director(a): Javier Andrés Ruiz Garzón



Jurado: David Felipe Celeita Rodriguez



Jurado: Ricardo Yate Chaparro

Bogotá D.C, Colombia  
Octubre, 2021



*Dedico este trabajo a mi querida Familia y a  
Dios omnipotente.*



# Agradecimientos

---

En primer lugar, quiero agradecer a Dios por permitirme alcanzar con éxito la meta trazada, pese a las dificultades y después de afrontar duros retos, días y noches de arduo trabajo durante todo este tiempo.

En segundo lugar, quiero agradecer a mi familia por la confianza depositada, pese a mis largas y constantes ausencias, me han apoyado incondicionalmente en las alegrías, dificultades y caídas en todo el proceso que implica llegar a cumplir los propósitos y proyectos emprendidos.

En tercer lugar, quiero agradecer a los colegas de trabajo, profesores y demás personas del sector académico y empresarial con los que he estado involucrado y que me han aportado en conocimiento y experiencia para el desarrollo y feliz término del trabajo de grado.

Por último, quiero agradecer al profesor Javier Andrés Ruiz Garzón, por la orientación y acompañamiento a través de cada una de las etapas de este proyecto para alcanzar los resultados que buscaba.



# Resumen

---

El concepto de una subestación digital incorpora una solución basada en la implementación del bus de estación y bus de procesos, acorde al estándar IEC 61850, lo cual plantea un reto en cómo debe ser implementada una solución de este tipo, dado que reemplaza los conexiones eléctricos que se hacían con grandes tendidos de cables de cobre por el uso de fibra óptica y redes Ethernet, implicando evidentemente un cambio de filosofía en cómo se lleva a cabo la automatización y modernización de subestaciones eléctricas y la operación de los esquemas de protecciones eléctricas para conservar la seguridad y confiabilidad de los sistemas de potencia.

Por tanto, este trabajo desarrolla una propuesta de digitalización de una subestación eléctrica convencional existente tipo AIS 230kV en configuración doble barra en Colombia y determina las principales características y los aspectos tanto normativos como técnicos más importantes que deben tenerse en cuenta para el diseño de este tipo de soluciones en Colombia, además de establecer el impacto a las protecciones eléctricas, a la disponibilidad y confiabilidad de todo el sistema; de igual forma, se contribuye al uso de herramientas de simulación de redes de comunicaciones como lo es OMNET++, orientadas al análisis de sistemas de potencia en el entorno académico, que permite dar un acercamiento desde el punto de vista de la interacción de los sistemas de protecciones eléctricas con los sistemas de comunicaciones.

Se investigaron sobre los aspectos técnicos, se identificaron los diferentes productos y soluciones que existen en el mercado actual para la digitalización de una subestación eléctrica y con ello se propuso y desarrolló una solución de digitalización, sobre la cual se evaluó el desempeño de las protecciones eléctricas mediante el uso de un software de simulación de sistemas de potencia mediante DIGSILENT para el análisis desde el punto de vista eléctrico y mediante el software de comunicaciones OMNET++ para el análisis desde el punto de vista de la red de comunicaciones. El impacto sobre la disponibilidad y confiabilidad del sistema se determinó mediante la comparación de los índices de disponibilidad sobre los dispositivos de medida, control y protección de la subestación convencional existente y la subestación digitalizada propuesta.



# Abstract

---

The concept of a digital substation incorporates a solution based on the implementation of IEC 61850 station bus and process bus. The IEC 61850 standard poses a challenge on how a solution of this type should be implemented, because it replaces the electrical connections that were made with large copper cables with the use of fiber optics and Ethernet networks. This idea implies a change in the philosophy of how the automation, modernization of electrical substations, and the operation of protection schemes are performed to maintain the safety and reliability of power systems.

Therefore, this work develops a proposal for the digital transformation of an existing conventional AIS 230kV electrical substation, double bus configuration in Colombia. It determines the main characteristics, the most important regulations, and technical aspects that must be taken into account for the design of digital substations. It establishes the impact on electrical protections based on the availability and reliability of the entire system. Likewise, it contributes to the use of communication network simulation tools, such as OMNET++ oriented to the analysis of power systems in academia.

A digital substation solution was proposed and developed based on technical aspects investigated and available products on the market. Performance of power protection system was evaluated through the use of DIGSILENT (a power system simulation software for the electrical analysis) and OMNET++ (a communication simulation software for the communications network analysis). The impact on availability and reliability of the system was determined by comparing the measuring failure metrics (MTBF,MTTF, MTTR).



# Contenido

---

Agradecimientos . . . . .	III
Resumen . . . . .	VI
Abstract . . . . .	VIII
Contenido . . . . .	XI
Lista de figuras . . . . .	XVII
Lista de tablas . . . . .	XXI
Lista de abreviaturas . . . . .	XXIV
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Planteamiento del problema . . . . .	2
1.2. Estado del arte . . . . .	5
1.3. Objetivos . . . . .	8
1.4. Metodología . . . . .	8
1.5. Organización del documento . . . . .	11
<b>2. Marco teórico</b>	<b>13</b>
2.1. Subestación Digital basada en el Estándar IEC 61850 . . . . .	13
2.1.1. Sincronización de tiempo en una subestación digital . . . . .	16
2.1.2. Tiempo de despeje de falla en una subestación digital . . . . .	17
2.1.3. Desempeño de la red de comunicaciones . . . . .	21
2.1.4. Componentes en una subestación digital . . . . .	23
2.1.5. Confiabilidad en sistemas digitales . . . . .	26
2.2. Sistema de protecciones eléctricas . . . . .	27
2.2.1. Esquema de protección de Líneas . . . . .	28
2.2.2. Protección de Distancia ANSI 21 . . . . .	29
2.3. Requerimientos de los sistemas de protecciones eléctricas en Colombia . . . . .	33
2.3.1. Esquemas de protección Sistema Interconectado Nacional . . . . .	33
2.3.2. Tiempo despeje de falla subestación convencional . . . . .	34
2.4. Índices de disponibilidad y desempeño . . . . .	36

2.5. Requerimientos para una propuesta de S/E Digital en Colombia . . . . .	38
<b>3. Modelos del sistema</b>	<b>41</b>
3.1. Unifilar Subestación existente digitalizada . . . . .	41
3.2. Arquitectura Subestación existente digitalizada . . . . .	45
3.2.1. Arquitectura Nivel de procesos . . . . .	45
3.2.2. Arquitectura Nivel de estación . . . . .	48
3.2.3. Arquitectura bus de ingeniería . . . . .	50
3.3. Selección de equipos Subestación digital . . . . .	52
3.4. Modelamiento del sistema de potencia Subestación convencional existente . .	57
3.4.1. Análisis corrientes de falla . . . . .	58
<b>4. Casos de estudio</b>	<b>59</b>
4.1. Subestación Típica 230kV existente - Doble barra . . . . .	59
4.2. Esquema de protección . . . . .	61
4.3. Arquitectura del Sistema de Control Subestación existente 230 kV . . . . .	62
<b>5. Análisis de resultados</b>	<b>65</b>
5.0.1. Disponibilidad y confiabilidad de la subestación convencional existente	65
5.0.2. Disponibilidad y confiabilidad de la subestación digital . . . . .	68
5.0.3. Comparación Disponibilidad y Confiabilidad de la subestación conven-	
cional vs digital . . . . .	73
5.0.4. Análisis tiempos despeje de falla subestación convencional existente .	90
5.0.5. Análisis tiempos despeje de falla subestación Digital . . . . .	96
5.0.6. Comparación Tiempo total despeje de falla de la subestación conven-	
cional vs digital . . . . .	100
<b>6. Conclusiones</b>	<b>103</b>
6.1. Conclusiones . . . . .	103
6.2. Aportes . . . . .	106
6.3. Trabajos futuros . . . . .	106
<b>Referencias</b>	<b>109</b>
<b>Anexos</b>	<b>115</b>
A. Estándar IEC 61850 . . . . .	116
B. Casos de digitalización de subestaciones eléctricas . . . . .	120
C. Estándares de referencia Diseño Subestación digital . . . . .	125
D. Desarrollo en DigSilent . . . . .	136

E.	Desarrollo en OMNET++ . . . . .	140
F.	Modelamiento dispositivos de red según IEC 61850 . . . . .	151
G.	Gráfica de eventos Despeje de Falla en OMNET++ . . . . .	161
H.	Cálculos Disponibilidad y confiabilidad . . . . .	173
I.	Ventajas y desafíos en una subestación digital basada en el IEC 61850 . . . . .	188



# Lista de figuras

---

<b>1.1.</b> Arquitectura de comunicaciones de una subestación eléctrica basado en el IEC 61850 [1]. . . . .	2
<b>1.2.</b> Evolución de la automatización subestaciones eléctricas. Transición a la subestación digital [2]. . . . .	3
<b>1.3.</b> Diagrama de flujo de la metodología propuesta para el desarrollo del trabajo de grado. . . . .	9
<b>2.1.</b> Servicios de comunicación Subestación digital e IEC 61850 [3]. . . . .	15
<b>2.2.</b> Subestación convencional y digital [4]. . . . .	15
<b>2.3.</b> Interacción sincronización de tiempo Subestación digital. Tomado de Siemens Siprotec 5 Bus de procesos [5]. . . . .	17
<b>2.4.</b> Tiempo de transferencia de acuerdo al IEC 61850-5 [4]. . . . .	18
<b>2.5.</b> Tiempo total despeje de una falla en una subestación digital [4]. . . . .	20
<b>2.6.</b> Pirámide de control y Protección de una subestación Eléctrica (elaboración propia). . . . .	23
<b>2.7.</b> Confiabilidad bus de procesos según topologías de red [6]. . . . .	26
<b>2.8.</b> Principio de operación Protección de distancia [7]. . . . .	30
<b>2.9.</b> Alcance de Zonas de la protección de distancia [8]. . . . .	30
<b>2.10.</b> Efecto Infeed de zona 1 [8]. . . . .	32
<b>2.11.</b> Curva de la Bañera [9]. . . . .	36
<b>2.12.</b> Estructura serie y paralelo para un sistema de control [10]. . . . .	37
<b>3.1.</b> Unifilar propuesto S/E existente digitalizada - Típico bahía de línea. Sistema 1. (Elaboración propia). . . . .	42
<b>3.2.</b> Unifilar propuesto S/E existente digitalizada - Típico bahía de línea. Sistema 2. (Elaboración propia). . . . .	43
<b>3.3.</b> S/E existente digitalizada - Típico Bahía de línea. Arquitectura Bus de procesos Sistema 1. (Elaboración propia). . . . .	46

<b>3.4.</b> S/E existente digitalizada - Típico Bahía de línea. Arquitectura Bus de procesos Sistema 2. (Elaboración propia). . . . .	47
<b>3.5.</b> S/E existente digitalizada - Típico bahía de línea. Arquitectura general Bus de Estación. (Elaboración propia). . . . .	49
<b>3.6.</b> S/E existente digitalizada - Típico bahía de línea. Arquitectura Bus de Ingeniería. (Elaboración propia). . . . .	51
<b>3.7.</b> <i>Merging Unit</i> seleccionada para la S/E digital. . . . .	52
<b>3.8.</b> Protección de línea Siemens 7SL87. . . . .	53
<b>3.9.</b> Protección de barras Siemens 7SS85 [11]. . . . .	54
<b>3.10.</b> Registrador de fallas SIEMENS 7KE85. . . . .	54
<b>3.11.</b> Controlador de estación SICAM AK3. . . . .	55
<b>3.12.</b> Switch SIEMENS Ruggedcom RST2228 . . . . .	56
<b>3.13.</b> GPS sincronizador de tiempo Meinberg M1000. . . . .	56
<b>3.14.</b> Subestación de estudio modelada en Digsilent. . . . .	57
<b>4.1.</b> Unifilar Subestación típica 230kV existente. . . . .	60
<b>4.2.</b> Bahía de Línea 1 - 230kV . . . . .	61
<b>4.3.</b> Red de comunicaciones. Típico 230kV existente. . . . .	63
<b>5.1.</b> Diagrama de bloques confiabilidad y disponibilidad del Sistema. Subestación convencional. (Elaboración propia). . . . .	67
<b>5.2.</b> Diagrama de bloques confiabilidad y disponibilidad del Sistema. Subestación Digital Escenario 1 (Elaboración propia). . . . .	70
<b>5.3.</b> Diagrama de bloques confiabilidad y disponibilidad del Sistema. Subestación Digital Escenario 2 (Elaboración propia). . . . .	72
<b>5.4.</b> Disponibilidad del Sistema Subestación convencional vs Digital-Escenario 1. . . . .	74
<b>5.5.</b> Caída del Sistema en un año (8640 horas). Subestación convencional vs Digital-Escenario 1. . . . .	74
<b>5.6.</b> Confiabilidad del sistema. Subestación convencional vs Digital-Escenario 1 (De 1 a 24 meses). . . . .	76
<b>5.7.</b> Porcentaje incremento de confiabilidad en Subestación Digital-Escenario 1 frente a la convencional (De 1 a 24 meses). . . . .	77
<b>5.8.</b> Confiabilidad ventana de tiempo de hasta 20 años (240 meses) en Subestación Digital (Escenario 1) frente a la convencional. . . . .	78
<b>5.9.</b> Disponibilidad del Sistema Subestación convencional vs Digital-Escenario 2. . . . .	79
<b>5.10.</b> Caída del Sistema en un año (8640 horas). Subestación convencional vs Digital-Escenario 2. . . . .	80
<b>5.11.</b> Confiabilidad del sistema. Subestación convencional vs Digital-Escenario 2. . . . .	82

<b>5.12.</b> Porcentaje incremento de confiabilidad en Subestación Digital-Escenario 2 frente a la convencional. . . . .	83
<b>5.13.</b> Confiabilidad ventana de tiempo de hasta 20 años (240 meses) en Subestación Digital-Escenario 2 frente a la convencional. . . . .	84
<b>5.14.</b> Disponibilidad del Sistema Subestación convencional vs Digital-Escenario 1 y Digital-Escenario 2. . . . .	86
<b>5.15.</b> Caída del Sistema en un año (8640 horas). Subestación convencional vs Digital-Escenario 1 y Digital-Escenario 2. . . . .	86
<b>5.16.</b> Confiabilidad del sistema. Subestación convencional vs Digital-Escenario 1 y Digital-Escenario 2. Tiempo objetivo de 2 años (24 meses). . . . .	87
<b>5.17.</b> Porcentaje de incremento de confiabilidad en la Subestación Digital-Escenario 1 y Digital-Escenario 2 frente a la convencional. Tiempo objetivo de 2 años (24 meses). . . . .	88
<b>5.18.</b> Confiabilidad ventana de tiempo de hasta 20 años (240 meses) en Subestación Digital-Escenario 1 y Digital-Escenario 2 frente a la convencional. . . . .	89
<b>5.19.</b> Flujo de potencia Subestación existente. (Modelado en DigSilent). . . . .	90
<b>5.20.</b> Diagrama R-X. Característica poligonal. Falla trifásica sólida al 10 % de la Línea. . . . .	92
<b>5.21.</b> Diagrama R-X. Característica poligonal. Falla trifásica sólida al 50 % de la Línea. . . . .	92
<b>5.22.</b> Diagrama R-X. Característica poligonal. Falla trifásica sólida al 99 % de la Línea. . . . .	93
<b>5.23.</b> Diagrama R-X. Característica poligonal. Falla trifásica sólida al 105 % de la Línea. . . . .	93
<b>5.24.</b> Tiempo total despeje de falla Bahía de Línea subestación convencional. . . . .	94
<b>5.25.</b> Modelamiento Subestación digital - Bus de procesos en OMNET++ (Elaboración propia). . . . .	96
<b>5.26.</b> Tiempo total despeje de falla Subestación Digital basados en el IEC 61850-5 (Elaboración propia). . . . .	98
<b>5.27.</b> Tiempo total despeje de falla Protección de Distancia Bahía de Línea subestación Digital (Medido en ms). . . . .	99
<b>5.28.</b> Tiempo total despeje de falla Bahía de Línea subestación Digital vs Convencional. . . . .	101
<b>5.29.</b> Comparación porcentaje (%) Tiempo total despeje de falla Bahía de Línea subestación Digital vs Convencional. . . . .	101
<b>A.1.</b> IEC 61850, evolución histórica (Tomado de Rafecas [3]). . . . .	117

<b>A.2.</b> Estructura del IEC 61850 [12]. . . . .	118
<b>A.3.</b> Características del IEC 61850 (Elaboración propia basada en Siemens [13]). . . . .	119
<b>C.1.</b> Panorama general pruebas en una subestación digital. (Elaboración propia en base a Carvalheira [14]). . . . .	134
<b>D.1.</b> Ventana de Digsilent creación y ajuste de parámetros transformadores de corriente, tensión y relé de protección. . . . .	137
<b>E.1.</b> Estructura OMNET++ [15]. . . . .	140
<b>E.2.</b> Archivo .ned - ventana entorno <i>design</i> [15]. . . . .	141
<b>E.3.</b> Archivo .ned - ventana entorno <i>source</i> [15]. . . . .	141
<b>E.4.</b> Archivo .ini - ventana entorno configuración[15]. . . . .	142
<b>E.5.</b> Archivo .cc - ventana entorno configuración[15]. . . . .	142
<b>E.6.</b> Página de descarga OMNET++ . . . . .	143
<b>E.7.</b> Carpeta de extracción archivos de instalación OMNET++. . . . .	143
<b>E.8.</b> Ventana instrucciones de instalación OMNET++ . . . . .	144
<b>E.9.</b> Instrucciones de configuración OMNET++ . . . . .	145
<b>E.10.</b> Instrucción para abrir OMNET++ . . . . .	145
<b>E.11.</b> Ventana de inicio OMNET++ . . . . .	146
<b>E.12.</b> Acceso rápido inicio OMNET++ . . . . .	147
<b>E.13.</b> Nuevo proyecto en OMNET++ . . . . .	148
<b>E.14.</b> Creación archivo .ned en OMNET++. . . . .	149
<b>E.15.</b> Entorno .ned: Design (izquierda) y Source (Derecha) en OMNET++. . . . .	149
<b>F.1.</b> Mecanismos de transmisión mensajes en una subestación digital según la norma IEC 61850. (Elaboración propia tomada de la IEC 61850-8-1). . . . .	151
<b>F.2.</b> Trama mensaje SMV IEC 61850-9-2 [16][17]. . . . .	154
<b>F.3.</b> Red Digital modelada en OMNET++. Bus de procesos Subestación Digital Propuesta (Elaboración propia). . . . .	156
<b>F.4.</b> Red Digital modelada en OMNET++. <i>Merging unit</i> . . . . .	158
<b>F.5.</b> Red Digital modelada en OMNET++. Relé de protección. . . . .	158
<b>F.6.</b> Red Digital modelada en OMNET++. Relé de Control de bahía. . . . .	159
<b>F.7.</b> Red Digital modelada en OMNET++. Switch Ethernet. . . . .	159
<b>F.8.</b> Red Digital modelada en OMNET++. Ajuste de configuración para simulación. . . . .	160
<b>G.1.</b> Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Red modelada en OMNET++. Envío de muestra SMV con valores anormales. . . . .	163

<b>G.2.</b> Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Red modelada en OM- NET++. Mecanismo envío SMV a la red basados en el IEC 61850-8-1 y IEC 61850-9-2. Parte 1. . . . .	164
<b>G.3.</b> Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Red modelada en OM- NET++. Mecanismo envío SMV a la red basados en el IEC 61850-8-1 y IEC 61850-9-2. Parte 2. . . . .	165
<b>G.4.</b> Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Red modelada en OM- NET++. Mecanismo envío SMV a la red basados en el IEC 61850-8-1 y IEC 61850-9-2. Parte 3. . . . .	166
<b>G.5.</b> Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Red modelada en OM- NET++. Mensaje SMV y operación módulo lógico de protección para envío disparo mediante mensaje GOOSE. . . . .	167
<b>G.6.</b> Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Evento publicación mensaje GOOSE señal de disparo en la red de comunicaciones. Parte 1. . . . .	168
<b>G.7.</b> Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Evento publicación mensaje GOOSE señal de disparo en la red de comunicaciones. Parte 2. . . . .	169
<b>G.8.</b> Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Mecanismo envío GOOSE a la red basados en el IEC 61850-8-1. . . . .	170
<b>G.9.</b> Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Recibo mensaje GOOSE en <i>merging unit</i> y controlador de Bahía. . . . .	171
<b>G.10</b> Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Recibo completo del mensaje GOOSE en el controlador de Bahía. . . . .	172



# Lista de tablas

---

<b>2.1.</b>	Clase de tiempo para sincronización. Modificado del IEC 61850-5 [4]. . . . .	16
<b>2.2.</b>	Clases para tiempos de transferencia. Modificado del IEC 61850-5 [18]. . . . .	19
<b>2.3.</b>	Definición tipo de mensaje. Modificado del IEC 61850-5 [4], [18]. . . . .	19
<b>2.4.</b>	Tiempos para el despeje de falla a diferentes niveles de voltaje [4]. . . . .	20
<b>2.5.</b>	Protocolos redundancia de red en aplicaciones de control y protección. . . . .	21
<b>2.6.</b>	Componentes que se ofrecen comercialmente para implementarse en una subestación digital (Elaboración propia). . . . .	25
<b>2.7.</b>	Simbología protección Distancia según Norma ANSI/IEEE e IEC [8]. . . . .	29
<b>2.8.</b>	Características Protección Distancia. (Elaboración propia basada en [8], [19]).	31
<b>2.9.</b>	Requerimientos Esquemas mínimos de protección Regulación colombiana [20].	34
<b>2.10.</b>	Requerimientos tiempos de despeje de falla de las protecciones eléctricas Regulación colombiana [20]. . . . .	35
<b>2.11.</b>	Tiempos de retardo de las muestras IEC 61869-9. . . . .	39
<b>2.12.</b>	Tiempos de recuperación ante pérdida del enlace de comunicaciones. Modificado del IEC 61850-5 [18]. . . . .	40
<b>3.1.</b>	Interfases de comunicaciones 6MU85 Siemens. . . . .	52
<b>5.1.</b>	Parámetros para calculo de disponibilidad y confiabilidad de los elementos del sistema convencional. . . . .	66
<b>5.2.</b>	Parámetros para calculo de disponibilidad y confiabilidad de los elementos del sistema digital. . . . .	68
<b>5.3.</b>	Resultado corrientes de cortocircuito a resistencia de falla de $0\Omega$ . . . . .	91
<b>5.4.</b>	Resultado corrientes de cortocircuito a resistencia de falla de $1.5\Omega$ . . . . .	91
<b>5.5.</b>	Resultado corrientes de cortocircuito a resistencia de falla de $10\Omega$ . . . . .	91
<b>5.6.</b>	Resultado Tiempo despeje de falla Protección distancia. . . . .	94
<b>5.7.</b>	Resultado Tiempo despeje de falla Protección distancia Subestación Digital.	99
<b>B.1.</b>	Solución digitalización subestaciones eléctricas [5]. . . . .	121

<b>B.2.</b> Solución digitalización subestaciones eléctricas [5]. . . . .	122
<b>B.3.</b> Solución digitalización subestaciones eléctricas [21] [22]. . . . .	122
<b>B.4.</b> Solución digitalización subestaciones eléctricas [23]. . . . .	123
<b>B.5.</b> Solución digitalización subestaciones eléctricas [23]. . . . .	124
<b>D.1.</b> Parámetros de las líneas. . . . .	136
<b>D.2.</b> Características transformadores de corriente y de tensión. . . . .	136
<b>D.3.</b> Características transformadores de potencia. . . . .	136
<b>D.4.</b> Ajuste y rangos permitidos función distancia (ANSI 21) en protección 7SA522. Parámetros extraídos del manual del fabricante [24]. . . . .	137
<b>D.5.</b> Ajustes de valores para ser ingresados en el relé 7SA522 modelado en DigSilent.	139
<b>F.1.</b> Parámetros a considerar en el modelamiento OMNET++ para mensajes <i>GOOSE</i> . . . . .	155
<b>F.2.</b> Parámetros a considerar en el modelamiento OMNET++ para mensajes <i>Sampled Measured Values</i> . . . . .	155
<b>F.3.</b> Parámetros a considerar en el modelamiento OMNET++ para latencia en el switch RST2228. . . . .	155
<b>F.4.</b> Configuración de la red Subestación digital. . . . .	156
<b>F.5.</b> Configuración de la Red de bus de procesos de la Subestación digital. (Elaboración propia basada en León [25]). . . . .	157
<b>H.1.</b> Disponibilidad elementos del sistema Subestación convencional y Digital-Escenario 1. . . . .	174
<b>H.2.</b> Cálculo disponibilidad Subestación convencional. . . . .	175
<b>H.3.</b> Cálculo Confiabilidad Subestación convencional. Parte 1. . . . .	176
<b>H.4.</b> Cálculo Confiabilidad Subestación convencional. Parte 2. . . . .	177
<b>H.5.</b> Cálculo disponibilidad Subestación Digital-Escenario 1. . . . .	178
<b>H.6.</b> Cálculo Comparación Disponibilidad resultados Digital-Escenario 1. . . . .	178
<b>H.7.</b> Cálculo Confiabilidad Subestación Digital-Escenario 1. Parte 1. . . . .	179
<b>H.8.</b> Cálculo Confiabilidad Subestación Digital-Escenario 1. Parte 2. . . . .	180
<b>H.9.</b> Cálculo Comparación resultados Confiabilidad Convencional vs Digital-Escenario 1. Parte 1. . . . .	181
<b>H.10</b> Cálculo Comparación resultados Confiabilidad Convencional vs Digital-Escenario 1. Parte 2. . . . .	182
<b>H.11</b> Cálculo disponibilidad Subestación Digital-Escenario 2. . . . .	183
<b>H.12</b> Cálculo Comparación Disponibilidad resultados Digital-Escenario 2. . . . .	183
<b>H.13</b> Cálculo Confiabilidad Subestación Digital-Escenario 2. Parte 1. . . . .	184

<b>H.14</b> Cálculo Confiabilidad Subestación Digital-Escenario 2. Parte 2. . . . .	185
<b>H.15</b> Cálculo Comparación resultados Confiabilidad Convencional vs Digital-Escenario 2. Parte 1. . . . .	186
<b>H.16</b> Cálculo Comparación resultados Confiabilidad Convencional vs Digital-Escenario 2. Parte 2. . . . .	187
<b>I.1.</b> Ventajas y desafíos en una subestación digital (Elaboración propia basado en [3], [5]). . . . .	189



# Lista de abreviaturas

---

GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event
GPS	Global Positioning System
HSR	High-availability Seamless Redundancy
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
IHM	Interface Humano Máquina
IP	Internet Protocol
Mbps	Megabit per second
MTBF	Mean time Between Failures
MTTF	Mean Time To Failure
MTTR	Mean Time To Repair
NCIT	Non-Conventional Instrument Transformer
MMS	Manufacturing Message Specification
MU	Merging Unit
PRP	Parallel Redundancy Protocol
PTP	Precision Time Protocol
SIR	Source to Line Impedance Ratio
SMV	Sampled Measured Value



---

## Capítulo 1

# Introducción

---

La automatización de subestaciones eléctricas hoy en día cuenta con dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) que se interconectan entre sí haciendo uso de las tecnologías de las redes de comunicaciones para facilitar el monitoreo, control y protección de la subestación eléctrica [26], dejando a un lado las tradicionales conexiones eléctricas basada solamente en cable de cobre, que junto al estándar IEC 61850 [18] ha permitido establecer una comunicación rápida y eficiente entre IEDs, además de hacer posible la interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes, utilizando un conjunto de protocolos estandarizados para el intercambio de datos, comandos y valores medidos de corrientes y tensiones [27]-[28]. Por ello, el estándar IEC 61850 se considera la base de las comunicaciones en las subestaciones eléctricas que ha permitido la entrada de nuevos elementos para implementar subestaciones digitales e impulsar el desarrollo de las mismas como actualmente ya se está trabajando en países de Europa, Asia y América [29].

En Colombia se evidencia el interés en este tipo de soluciones, por lo cual, desde 2015 se ha venido trabajando en diferentes proyectos pilotos [30] y estudios [31] en reconocidas universidades como la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín y Empresas del Sector como Empresa Interconexión Eléctrica S.A (ISA) para estudiar el comportamiento de los sistemas de protecciones en las subestaciones eléctricas con bus de proceso, evaluar su impacto y reducir la brecha por el desconocimiento que existe de este tipo de soluciones para la modernización e implementación de nuevas subestaciones eléctricas en el país, debido a que son pocos los proyectos asociados. Según Tobar [32], se conocen de cuatro subestaciones que incorporan parte de este concepto y aunque se espera que el grupo Enel Condesa ejecute dentro de sus proyectos la primera subestación digital en Colombia en la Subestación PORTUGAL 115/34,5/11,4 kV, entre otras, no alcanza ni el 1% a pesar de las más de 500 subestaciones en Colombia.

Por lo anterior, este trabajo está orientado a realizar un estudio para determinar las principales características para la implementación de una subestación digital en Colombia que permita dar a conocer las ventajas, dificultades y los aspectos tanto normativos como

técnicos más importantes que deben tenerse en cuenta para el diseño de este tipo de soluciones de automatización en una subestación eléctrica convencional existente y su implicación en los sistemas de protecciones eléctricas, además que se espera contribuir al uso de herramientas de simulación de redes de comunicaciones orientadas al análisis de sistemas de potencia en el entorno académico que permita dar un acercamiento desde el punto de vista de la interacción de los sistemas de protecciones eléctricas con los sistemas de comunicaciones mediante el uso del software de libre acceso OMNET++ [33].

## 1.1. Planteamiento del problema

La automatización de subestaciones eléctricas a nivel mundial ha evolucionado considerablemente en los últimos 15 años, desde que se liberó el estándar de comunicaciones IEC 61850 en su apartado asociado a redes de comunicaciones y sistemas en subestaciones eléctricas en 2004 [31], dado que permitió la integración e interoperabilidad de dispositivos de diferentes fabricantes, estableció un estándar de comunicaciones basado en una red Ethernet y definió una arquitectura de subestación basada en tres niveles de operación (nivel de estación, bahía y proceso) y dos buses de comunicaciones: bus de proceso y bus de estación [18], lo cual se ha traducido en un diseño de subestaciones eléctricas con disminución de costos de ingeniería, materiales y tiempos de implementación. En la figura 1.1 se muestra la arquitectura de comunicaciones de una subestación eléctrica basado en el IEC 61850, indicando los niveles de operación y los buses de comunicaciones indicados anteriormente.

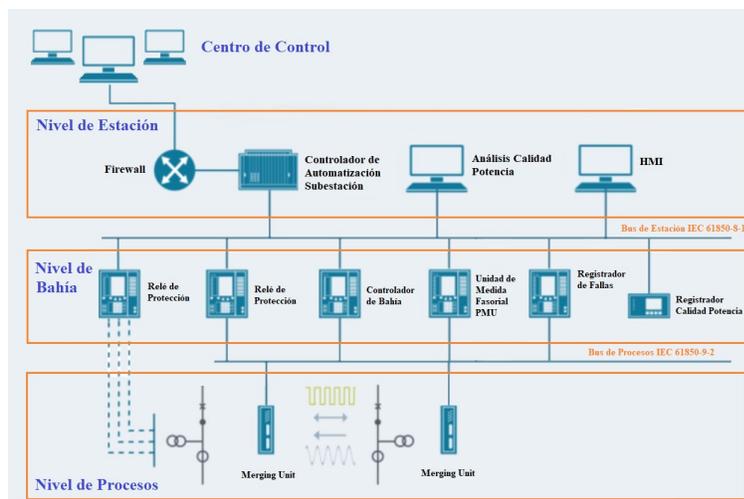


Figura 1.1: Arquitectura de comunicaciones de una subestación eléctrica basado en el IEC 61850 [1].

La modernización y el diseño de nuevas subestaciones eléctricas sigue un rumbo orientado a la incorporación de las tecnologías de los sistemas de comunicaciones, dado que se ha pasado de tener subestaciones netamente cableadas en cobre con diversidad de unidades de terminales remotas (RTU's), con gran número de entradas/salidas digitales y análogas para establecer comunicación hacia un sistema de supervisión, control y adquisición de datos (sistemas SCADA), para ser reemplazadas por un nuevo concepto de bus de estación que permite establecer el intercambio de información mediante una red de comunicaciones basados en el IEC 61850, sustituyendo grandes cantidades de cables entre los equipos de control y protección y medida en este nivel de estación, para seguir una transición hacia una subestación digital que incluya un bus de procesos que permita establecer el intercambio de datos desde los equipos primarios hacia un nivel superior, mediante una red de comunicaciones para recoger las señales de corriente, tensión, emisión de comandos y estados de los mismos. La figura 1.2 resume esta idea plasmada en la transición a la subestación digital.

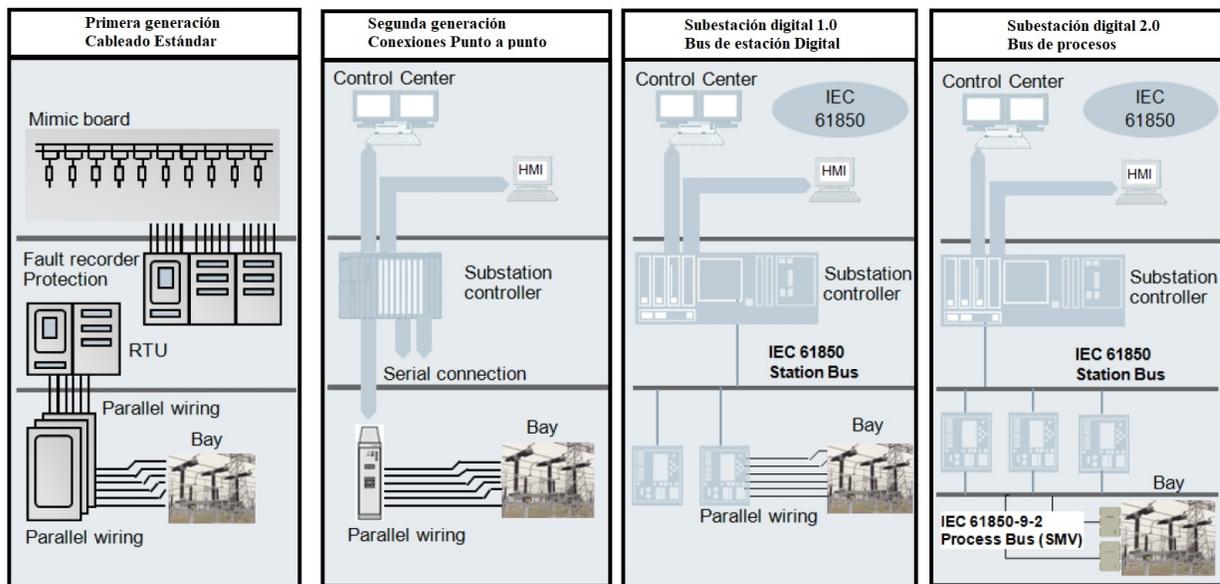


Figura 1.2: Evolución de la automatización subestaciones eléctricas. Transición a la subestación digital [2].

Lo anterior, implementando el concepto de subestación digital, finalmente permitirá adquirir información sin pérdida de calidad de la misma y lo más cercano a la fuente, reduciendo la necesidad de intervención manual en circuitos eléctricos, aumenta el grado de supervisión, con mayor cantidad de información para ser procesada de manera digital y con disponibilidad en distintas bahías de la subestación para facilitar el análisis de la misma y reduciendo el riesgo eléctrico al personal de operación [34].

Sin embargo, surgen interrogantes en cuanto a los sistemas de protecciones y su desempeño inmerso en este nuevo concepto de automatización de subestaciones eléctricas, dado que la función de las protecciones dentro del sistema eléctrico de potencia es preservar la integridad y estabilidad del sistema, monitorear cada uno de los equipos que lo componen, desconectando y sacando las partes del sistema que presenten anomalías, en el menor tiempo posible para evitar daños permanentes en los equipos [34]. Por tanto, pensando en la subestación digital y los esquemas de protecciones, supone un reto importante tanto a nivel normativo como a nivel de ejecución y por tanto, un tema de gran interés para Colombia en cómo debe ser implementada y todo lo que implica para el sector eléctrico colombiano.

El concepto de una subestación digital, incorpora una solución basada en la implementación del bus de estación y bus de procesos, acorde al estándar IEC 61850-5 [18], lo cual plantea un reto en cómo debe ser implementada una solución de este tipo, dado que en este último caso, el bus de proceso requiere digitalizar las señales análogas de corriente y tensiones desde patio hacia los equipos de control y protección en una subestación eléctrica e incorporar comandos y disparos mediante comunicaciones en una red Ethernet [31], reemplazando los conexionados eléctricos que se hacían con grandes tendidos de cables de cobre por el uso de fibra óptica y redes Ethernet [27], lo cual evidentemente implica un cambio de filosofía en cómo se lleva a cabo la automatización y modernización de subestaciones eléctricas y la operación de los esquemas de protecciones eléctricas para conservar la seguridad y confiabilidad de los sistemas de potencia.

En Colombia es incipiente el tema sobre la implementación de subestaciones Digitales y son pocos los proyectos asociados; según Tobar [32], se conocen de cuatro subestaciones que incorporan parte de este concepto, a pesar de las más de 500 subestaciones que existen en el país, por lo cual es claro que existe un desconocimiento sobre cómo incorporar adecuadamente estas tecnologías de comunicaciones en subestaciones eléctricas convencionales, además que se desconoce cómo se ve afectado el desempeño de las protecciones eléctricas ante un evento de falla en la red y por consiguiente, cómo se evaluará la respuesta de dichas protecciones para el despeje de las mismas, bajo este nuevo concepto de automatización.

A partir de lo anterior, se plantean las siguientes preguntas de investigación:

¿Cómo incorporar las tendientes tecnologías de comunicaciones en subestaciones eléctricas convencionales en Colombia para su digitalización mediante el estándar IEC 61850 bus de procesos?

¿Cómo evaluar el desempeño de las protecciones eléctricas en un sistema de potencia incluyendo su interacción con los sistemas de comunicaciones basados en el estándar IEC 61850 bus de procesos?

¿Cómo se ven afectados los esquemas de las protecciones eléctricas y el desempeño de las mismas en una subestación digital comparado con una subestación convencional?

## 1.2. Estado del arte

Desde el año 2007 se han venido trabajando en proyectos pilotos alrededor del mundo que incorporan elementos que hacen parte de la solución de bus de procesos asociados a la implementación de una subestación digital para evaluar la interoperabilidad de fabricantes de equipos de protección, *merging units*, transformadores de instrumentación y comparar resultados respecto a la operación de las protecciones eléctricas con una subestación convencional [29], [35], [3], [36], [37]; de acuerdo con Zapata [29], ya hay proyectos que combinan bus de estación y bus de proceso en China con más de 700 subestaciones digitales entre 110kV y 700kV, además de algunas otras subestaciones alrededor del mundo.

Con relación a la implementación de una subestaciones digital, se destaca el trabajo de Vardhan [38], donde se lleva a cabo el primer piloto de subestación digital en norte américa incorporando los elementos mencionados anteriormente y define una red de comunicaciones basada en separación lógica del bus de estación y bus de proceso mediante segregación de red; sin embargo, si no se dimensiona y segrega el tráfico correctamente puede presentar una sobrecarga de la red, adicionalmente que si llegara a fallar la red de comunicaciones hay afectación total de ambos niveles, tanto el de estación como el de procesos y esto afecta de manera directa la operación de las protecciones eléctricas. Algunos otros trabajos similares donde se estudia el proceso de cambio de los esquemas clásicos al paso de la digitalización los presenta Cokic [39], Riccardo [40] y Iamandi [41].

En la región, sobresalen algunos desarrollos de pilotos de subestaciones digitales en países como Brasil, Perú, Bolivia, Ecuador y Paraguay, donde se evidencia el interés para mejorar el conocimiento técnico sobre lo expuesto en la norma IEC 61850 y su aplicabilidad para automatizar las subestaciones eléctricas y su interacción con las redes de comunicaciones, evaluar la confiabilidad de los sistemas de protección y la durabilidad de componentes sensibles que están expuestos a la intemperie, entre otros bajo este nuevo concepto de subestaciones digitales [42].

En Colombia se ha trabajado en el estándar IEC 61850 en lo que respecta al bus de estación con una madurez significativa, sin embargo, es poco lo que se ha avanzado en lo que concierne al bus de procesos, por lo cual la implementación de subestaciones digitales en el país es bastante incipiente, ya que solamente alrededor de cuatro proyectos se han llevado a cabo, incluso teniendo en cuenta los trabajos que Enel Codensa ha empezado con uno de sus proyectos a ejecutar en los próximos años con su primera subestación digital en la Subestación PORTUGAL 115/34,5/11,4 kV. Lo anterior, a pesar de entre las más de 500 subestaciones que existen, es decir que su implementación es de menos del 1 % [32].

Esta situación se presenta debido a que las empresas mantienen un escepticismo, y con razón, sobre este tipo de soluciones, dado que puede verse afectada la operación de las pro-

tecciones eléctricas si no se concreta una solución de subestación digital que mantenga la eficiencia, disponibilidad y seguridad de la misma.

Por ello, con el fin de atacar esa incertidumbre y evaluar los componentes que hacen parte de un desarrollo de automatización de una subestación eléctrica y analizar el comportamiento de los sistemas de protecciones eléctricas en un entorno de comunicaciones implementadas bajo el estándar IEC 61850, surge el primer Laboratorio de pruebas IEC 61850 en Sudamérica inaugurado en 2014 y que pertenece a la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín, con apoyo de la empresa CODENSA, donde en lo que respecta a la implementación de la subestación digital, han trabajado de la mano con la Empresa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. –ISA para evaluar la interoperabilidad entre diferentes fabricantes, redundancia, confiabilidad y tráfico de red basados en el bus de procesos y todo este esfuerzo con el fin de contribuir para la migración de subestaciones convencionales a subestaciones digitales en Colombia [43].

También se destacan las implementaciones llevadas a cabo por la empresa HVM Ingenieros Ltda, donde pone en marcha una solución de bus de procesos en bahías de línea 115kV, una de la Central Hidroeléctrica San Miguel (42MVA) en 2015 y la otra en la pequeña Central hidroeléctrica el Molino (20 MVA) para evaluar topologías de red, comparación de tecnologías de *merging units*, pruebas y seguridad [30].

A nivel de trabajos de investigación sobre las subestaciones digitales en Colombia, se encuentran los estudios que realiza Serna [44], quien presentó un entorno de simulación sobre OMNET++ para topologías de bus de procesos para ser aplicados en las subestaciones del sistema interconectado Nacional de Colombia con el fin de evaluar retardos, pérdida de paquetes y el desempeño de las arquitecturas y comparar dichos resultados mediante pruebas con equipos físicos en el Laboratorio de pruebas IEC 61850 de la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín.

Así mismo, se destaca el trabajo de Tobar[31], donde evalúa el desempeño de las protecciones eléctricas tipo sobrecorriente basados en bus de procesos, mediante un esquema de pruebas con dispositivos de protección y *merging units* que fueron facilitados por fabricantes como OMICRON, SEL y GE e igualmente haciendo uso del laboratorio de pruebas IEC 61850 de la universidad Nacional sede Medellín. En el anexo B se recopilan los casos de digitalización de subestaciones eléctricas alrededor del mundo.

De lo anterior, se observa que para abordar la implementación de las subestaciones digitales y evaluar el funcionamiento de las protecciones eléctricas se han planteado diferentes alternativas, como lo son:

- Desarrollar proyectos pilotos que incorporan los equipos propuestos para validar el comportamiento de los sistemas de protecciones en una subestación eléctrica bajo este nuevo concepto;

- Realizar estudios de simulación utilizando software de comunicaciones como OPNET [45], [46], [47] y OMNET++ [48], [25], [44] para evaluar las protecciones solamente a nivel de flujo de tráfico en la red;
- Realizar un laboratorio de pruebas real con equipos [49], [50], entre otros;
- Combinar simulaciones a nivel de software con pruebas de equipos para evaluar el funcionamiento de los esquemas de protección interactuando con las redes de comunicaciones [51], [52], entre otros;
- Incorporar un ambiente de co-simulación donde se involucran simuladores de la parte del sistema de potencia y simuladores de redes de comunicaciones como por ejemplo con OPAL/HYPERSIM y Riverbed/MODELER [53], PSLF y NS2 [54], entre otros, para analizar tanto la parte de operación de las protecciones eléctricas en el sistema de potencia como su comportamiento en la red de comunicaciones.

Los trabajos encontrados hasta ahora en Colombia evidencian que existe la necesidad de profundizar en el conocimiento de la norma IEC 61850 y en el bus de procesos como elemento clave para abordar una subestación digital y definir todos los elementos para su correcto funcionamiento y que además se requiere establecer un análisis de las protecciones eléctricas que involucre su interacción con los sistemas de comunicaciones.

Adicionalmente, se requiere facilitar estos estudios en el entorno académico y sean económicos en términos de ejecución, pues lo ideal sería tener un laboratorio con equipos de protección, equipos de inyección y demás, sin embargo, se puede optar por aprovechar las herramientas que ya están y tienen un potencial en cada una de su especialidad, como lo son los software de los sistemas de potencia y los software de comunicaciones. Además, que como lo precisa Santos [53], es claro que lo ideal es hacer pruebas en tiempo real, sin embargo, como un paso previo para el diseño de tales sistemas se hace uso de la simulación.

## 1.3. Objetivos

### Objetivo General

Evaluar las ventajas y desafíos de la digitalización de una subestación eléctrica convencional existente en Colombia, mediante el uso del estándar IEC 61850 y bus de procesos basados en los índices de disponibilidad-confiabilidad y en el desempeño de las protecciones eléctricas.

### Objetivos Específicos

1. Determinar los requerimientos técnicos, normativos y componentes necesarios para implementar una subestación digital en Colombia.
2. Comparar la disponibilidad y confiabilidad de los sistemas de medida, control y protecciones de la subestación digital vs convencional existente mediante los índices de desempeño *Mean Time To Failure - MTTF*, *Mean Time To Repair - MTTR* y *Mean Time Between Failures - MTBF*
3. Comparar los tiempos de respuesta para el despeje de falla de las protecciones eléctricas de la subestación digital vs convencional existente.

## 1.4. Metodología

En la figura 1.3 se presenta en diagrama de flujo el proceso realizado para el cumplimiento de cada uno de los objetivos propuestos que conducen al desarrollo satisfactorio del trabajo de grado.

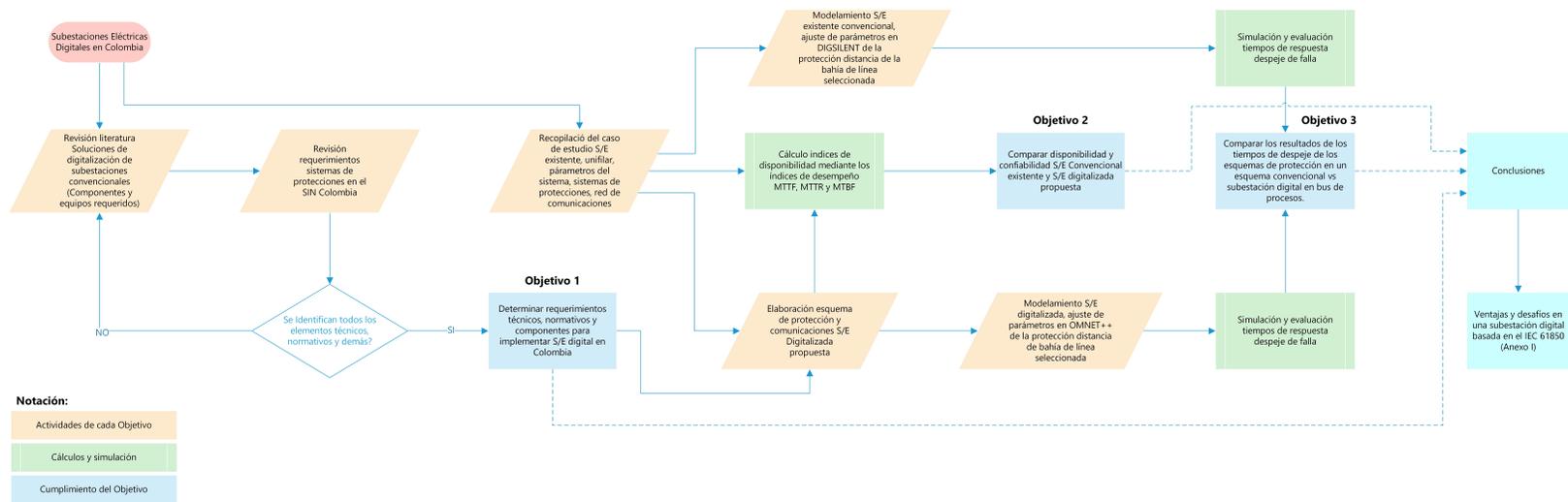


Figura 1.3: Diagrama de flujo de la metodología propuesta para el desarrollo del trabajo de grado.

De esta manera, las actividades que se realizaron para el desarrollo del trabajo, están relacionadas con los objetivos específicos, como sigue:

**Determinar los requerimientos técnicos, normativos y componentes necesarios para implementar una subestación digital en Colombia:** Se investigaron los aspectos técnicos de la norma IEC 61850 edición 2 asociados a la implementación de una subestación digital y se recopilieron casos de estudio sobre las diferentes soluciones que se han llevado a cabo en la digitalización de una subestación eléctrica en el entorno internacional. Lo anterior incluyó la recopilación de la información técnica de todos los dispositivos y demás componentes que se ofrecen comercialmente. Posteriormente se investigaron los requerimientos de los sistemas de protecciones eléctricas en la automatización de una subestación eléctrica en Colombia en el Sistema Interconectado Nacional. Con lo anterior, se llevó a cabo el análisis de la información y se establecieron los requerimientos técnicos, normativos y sus componentes para ser aplicados en una subestación eléctrica en Colombia.

**Comparar la disponibilidad y confiabilidad de los sistemas de medida, control y protecciones de la subestación digital vs convencional existente mediante los índices de desempeño MTTF, MTTR y MTBF:** Se llevó a cabo la recopilación del caso de estudio de una subestación existente (unifilar, parámetros del sistema, sistemas de protecciones y red de comunicaciones). Se diseñó el diagrama unifilar con el nuevo sistema de control, protecciones y medida y se estableció la nueva arquitectura de comunicaciones de la subestación existente contemplando el bus de procesos y se seleccionaron los dispositivos del sistema de protección y del sistema de comunicaciones que se consiguen comercialmente que cumplen los requerimientos para implementar bus de proceso en la subestación digital propuesta. Con la información anterior, por un lado, se realizó el análisis de índice de disponibilidad y confiabilidad de los sistemas de control, protección y medida de la subestación eléctrica convencional; y por el otro, se realizó el análisis de índice de disponibilidad y confiabilidad de los sistemas de control, protección y medida de la subestación digital propuesta. De esta manera se procedió a la comparación de los resultados obtenidos del análisis desempeño disponibilidad y confiabilidad de la subestación convencional vs la subestación digital.

**Comparar los tiempos de respuesta para el despeje de falla de las protecciones eléctricas de la subestación digital vs convencional existente:** Se modeló en el software de simulación de sistemas de potencia DigSilent la subestación eléctrica convencional existente, se ingresaron los parámetros asociados, se calcularon las corrientes de fallas bajos distintos escenarios de falla y se hicieron los ajustes del esquema de protección eléctrica distancia ANSI 21. Se obtuvieron los tiempos de despeje de falla en una bahía de línea de la subestación eléctrica. Por el lado del análisis de la subestación Digital, fue necesario investigar sobre el uso de OMNET++ y la adecuación de nuevos modelos de dispositivos Sistemas de potencia basados en IEC 61850 bus de procesos. Con ello se pudo modelar en el

software de simulación de sistemas de comunicaciones OMNET++ cada uno de los dispositivos que hacen parte de la subestación digital y construir la red de comunicaciones, según la arquitectura propuesta. Se llevó a cabo el análisis de estimación de tiempo total para el despeje de falla del sistema de protecciones en la subestación digital, asociado a los mensajes tipo *sampled values* y GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*). Se realizó la comparación de los resultados de los tiempos de despeje de los esquemas de protección en un esquema convencional vs subestación digital en bus de procesos.

Finalmente se consolidaron las conclusiones de acuerdo a cada uno de los objetivos específicos y se elaboró un cuadro sobre las ventajas y desafíos en una subestación digital basada en el IEC 61850 (Anexo I).

## 1.5. Organización del documento

Con el fin de brindar una orientación más clara en el desarrollo del presente documento, se distribuyen los siguientes capítulos de tal forma que el lector aborde en primera medida los conceptos que involucran el desarrollo de una subestación digital, los elementos que requiere para el sistema de control y protecciones y los requerimientos técnicos que se deben cumplir alineados acorde a las exigencias en el sector eléctrico colombiano que le permita posteriormente entender el proceso de análisis de la disponibilidad y confiabilidad del sistema y las pruebas que se proponen para analizar los tiempos de respuesta y el análisis de los resultados que permita llegar a las conclusiones finales.

De esta manera, los siguientes capítulos de este documento están compuestos por:

Capítulo 2: Marco teórico asociado a las subestaciones digitales, incorporando los aspectos técnicos de la norma IEC 61850 y los diferentes componentes necesarios para su correcta implementación. Se presentan las soluciones que se ofrecen comercialmente, además de abordar los requerimientos de los sistemas de protecciones eléctricas en la automatización de una subestación eléctrica en Colombia. Adicionalmente, se describen las características de la protección distancia seleccionada para el caso de estudio y se introduce sobre el cálculo de los índices de desempeño de disponibilidad y confiabilidad en una subestación eléctrica. Finalmente en este capítulo se determinan los requerimientos técnicos, normativos y componentes necesarios para implementar una subestación digital en Colombia.

Capítulo 3: En este capítulo se presentan los modelos del sistema desarrollados para la propuesta de digitalización de la subestación existente del caso de estudio, con las arquitecturas de red y demás componentes requeridos. Así mismo, se presenta el modelamiento que aplica para el caso de la subestación convencional.

Capítulo 4: En este capítulo se presenta la subestación convencional existente, su esquema de control y protección y arquitectura de red.

Con lo desarrollado en el capítulo 3 y 4 se lleva a cabo el análisis de los índices de disponibilidad y confiabilidad de los sistemas de control, protección y medida de la subestación convencional y digital; se modela la subestación eléctrica existente en el software de simulación de sistemas de potencia DIGSILENT, se realiza el ajuste del esquema de protección eléctrica distancia ANSI 21 en la bahía de línea de configuración doble barra 230kV y se lleva a cabo el análisis de fallas del sistema para obtener los tiempos de despeje de la subestación eléctrica convencional. Adicionalmente, se modela en el software de simulación de sistemas de comunicaciones OMNET++ cada uno de los dispositivos que hacen parte de la subestación digital propuesta y se analiza estimaciones de tiempo total para el despeje de falla del sistema de protecciones en la subestación digital, asociado a los mensajes tipo *sampled measured values* y GOOSE.

Capítulo 5: Análisis de resultados. En este capítulo se exponen los resultados obtenidos, con su respectivo análisis y la comparación de la disponibilidad y confiabilidad de los sistemas de medida, control y protecciones mediante los índices de desempeño MTTF, MTTR y MTBF y la comparación del desempeño de las protecciones eléctricas basados en los tiempos de respuesta para el despeje de falla para la subestación eléctrica existente convencional y digital.

Capítulo 6: Se presentan las conclusiones obtenidas, a partir del análisis de cada uno de los modelos trabajados de la subestación convencional eléctrica y subestación digitalizada, además de mencionar algunas consideraciones a tener en cuenta en el desarrollo de este tipo de soluciones y posibles trabajos futuros que se derivan de esta investigación.

---

## Capítulo 2

# Marco teórico

---

Este capítulo describe el marco teórico asociado a las subestaciones digitales, incorporando los aspectos técnicos de la norma IEC 61850 y los diferentes componentes necesarios para su correcta implementación. Se presentan las soluciones que se ofrece comercialmente, además de abordar los requerimientos de los sistemas de protecciones eléctricas en la automatización de una subestación eléctrica en Colombia. Adicionalmente, se describen las características de la protección distancia seleccionada para el caso de estudio y se introduce sobre el cálculo de los índices de desempeño de disponibilidad y confiabilidad en una subestación eléctrica. Finalmente en este capítulo se determinan los requerimientos técnicos, normativos y componentes necesarios para implementar una subestación digital en Colombia.

### 2.1. Subestación Digital basada en el Estándar IEC 61850

En una subestación digital, las señales de patio como lo son las medidas análogas de corrientes y tensiones, señales de posición de los equipos de patio y demás señalización para el control, comandos y disparos son digitalizados en patio, es decir en el nivel del proceso y por tanto, a través del bus de procesos. Las señales de corriente y tensión se digitalizan, ya sea mediante el uso de transformadores de corriente no convencionales o NCITs (*Non-Conventional Instrument Transformers*, por sus siglas en inglés) o transformadores de corriente y tensión convencionales. Posteriormente, se integran a unos equipos ubicados en patio de maniobras, que se denominan *merging unit* (o *stand alone merging unit*: SAMU), las cuales son capaces de producir los valores muestreados o *sampled measured values (SMV)* bajo el protocolo IEC 61850-9-2 (bus de proceso), enviando 80 muestras por ciclo para las aplicaciones de protección o 256 muestras por ciclo para las aplicaciones de medida [1].

Adicionalmente, en patio de maniobras se incorpora otro dispositivo que se denomina *switchgear control unit* o unidad de control del interruptor (*Breaker IED*: BIED) que es la interface con el interruptor el cual recibe las posiciones del mismo (abierto y cerrado) y realiza los comandos de cierre, apertura que vienen desde el centro de control y también emite los disparos del interruptor que vienen de las protecciones eléctricas por comunicaciones mediante mensajes GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*), haciendo uso del IEC 61850-8-1 [37], [55]. En la figura **2.1** se presenta mayor detalle sobre estos servicios de comunicaciones a los que se refiere e indican los mensajes SMV y GOOSE y la interacción de tipo cliente servidor que aplica en un entorno de subestación digital.

A diferencia de la subestación convencional, la cual se caracteriza por llevar todas las señales eléctricas mediante cableado de cobre hacia las protecciones eléctricas, recibiendo directamente desde patio las medidas análogas de corriente y tensión, posición del interruptor y demás señales para enclavamientos, operaciones de las protecciones y emisión de los disparos, mediante la activación de sus contactos de salida cableados directamente hacia bobinas del interruptor, la subestación digital elimina esas cantidades inmensas de cobre hacia las protecciones eléctricas y las reemplaza por cableados de fibra óptica, pasando de una infraestructura de cables de cobre a una infraestructura de redes de comunicaciones, como se puede apreciar en la figura **2.2**.

Lo anterior, evidentemente indica un cambio de paradigma en las soluciones de automatización de subestaciones eléctricas, trae consigo cambios de filosofía para la modernización y el diseño de subestaciones nuevas, cambios en los esquemas de las protecciones eléctricas, incorpora nuevos equipos y más elementos de comunicaciones, implicando por tanto mayores y nuevas habilidades en los ingenieros a cargo de esta implementación y por tanto requieren ser estudiados para así plantear las mejores alternativas para su correcta implementación que conserve la seguridad y confiabilidad de los sistemas de potencia.

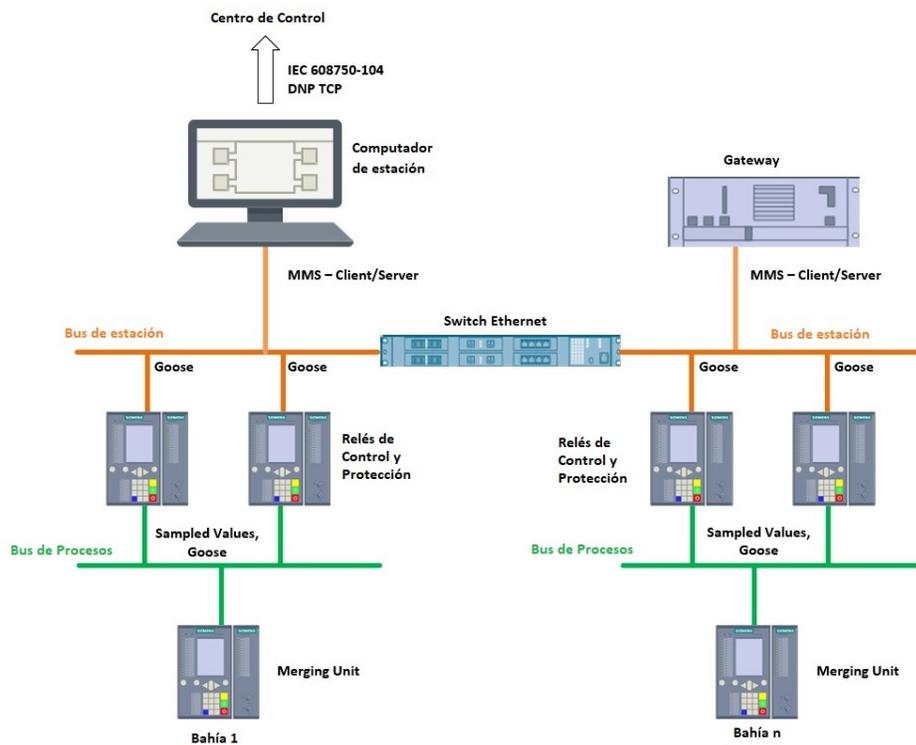


Figura 2.1: Servicios de comunicación Subestación digital e IEC 61850 [3].

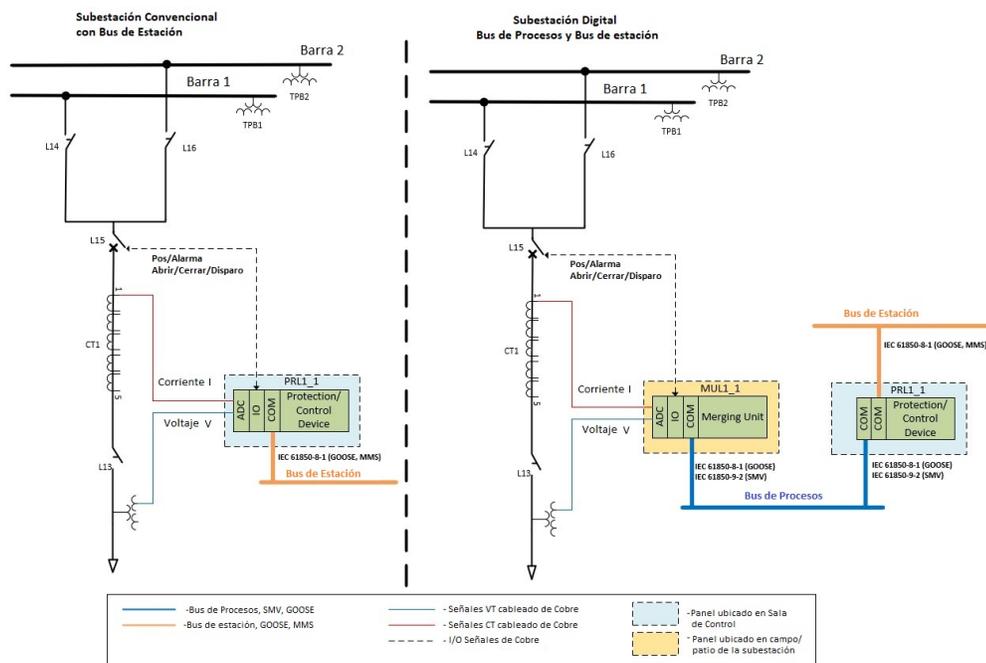


Figura 2.2: Subestación convencional y digital [4].

### 2.1.1. Sincronización de tiempo en una subestación digital

De igual forma, hay un cambio importante para efectos de la sincronización de tiempo, debido a que en la subestación convencional ésta se utiliza para marcar el tiempo correcto en que suceden los eventos ante una falla y no afecta en ningún momento la operación de una protección eléctrica; en cambio, en la subestación digital, como se explicó anteriormente, con los valores muestreados de las medidas análogas de corriente y tensión, si se pierde la sincronización de tiempo hay un impacto fuerte en la operación correcta de las protecciones eléctricas. Esto implica mejorar en temas de precisión y por tanto, la norma IEC 61850 define unas clases de tiempo para la sincronización [18], donde los más importantes aplicables para los sistemas de automatización de subestaciones, control y protecciones son los considerados en la tabla 2.1 [4].

**Tabla 2.1:** Clase de tiempo para sincronización. Modificado del IEC 61850-5 [4].

Clase Sincronización de Tiempo	Precisión [ $\mu s$ ]	Aplicación
T1	1000	Etiquetado de tiempo de eventos con una precisión de 1 ms
T2	100	Etiquetado de tiempo de pasos por cero y de datos para la verificación de sincronización distribuida. Etiquetas de tiempo para apoyar el punto en el cambio de onda
T4	4	Etiquetado de tiempo de muestras sincronizadas
T5	1	Etiquetado de tiempo de alta precisión de muestras sincronizadas

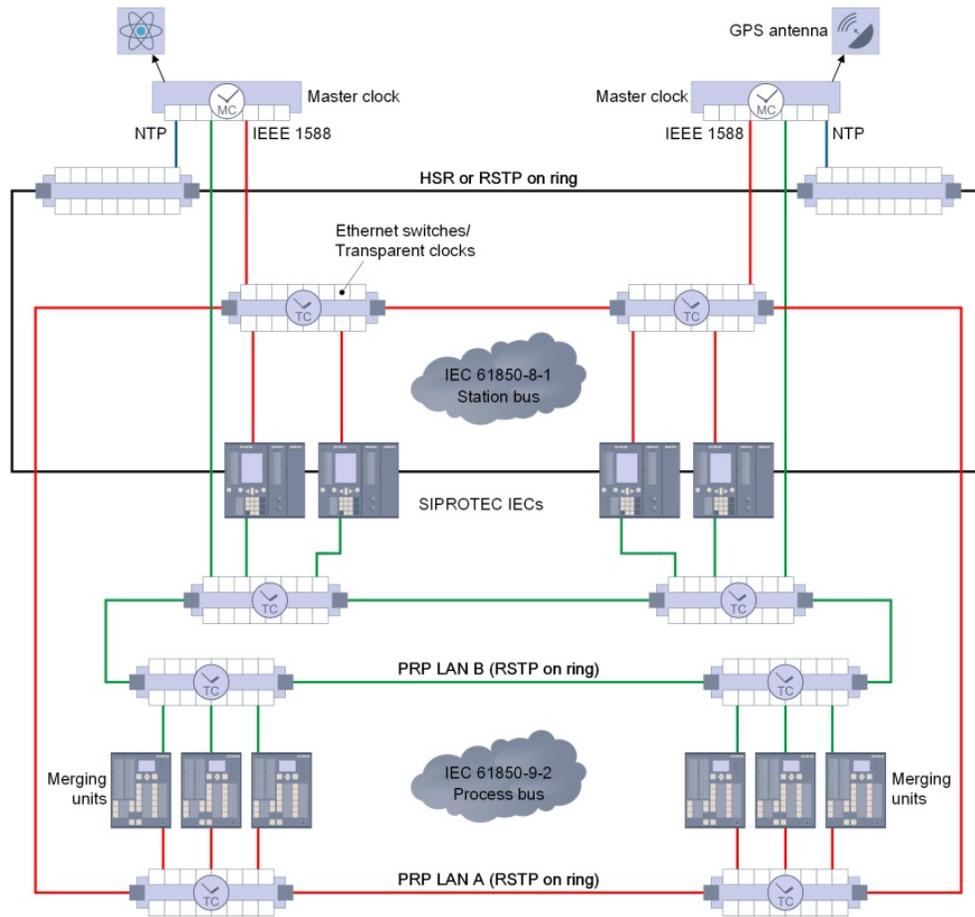


Figura 2.3: Interacción sincronización de tiempo Subestación digital. Tomado de Siemens Siprotec 5 Bus de procesos [5].

Para las aplicaciones de control y esquemas de protección, basados en lo indicado en la tabla 2.1, se requiere considerar la clase T4 como parte de la implementación del bus de procesos indicada en la IEC 61850-9-2LE para la subestación digital.

Un escenario en el cual se detalla la implementación del sistema de sincronización de tiempo en la subestación digital abarcando la interacción de ambos niveles de operación y buses de comunicaciones se presentan en la figura 2.3.

### 2.1.2. Tiempo de despeje de falla en una subestación digital

Como parte de la evaluación del desempeño de una subestación digital, previo a su implementación, se debe analizar los tiempos de despejes de fallas, incorporando tanto el funcionamiento propio de la protección eléctrica, como su interacción e influencia con la red de comunicaciones para la detección y despeje de una falla.

Por tanto, el IEC 61850-5 plantea unos tiempos teóricos de transferencia o la clase de tiempo de transferencia, los cuales corresponden a aquellos intervalos transcurridos entre la acción de comunicar un valor desde un dispositivo de procesamiento lógico en la pila de proceso IEC 61850 (dispositivo físico 1) hasta un segundo dispositivo (dispositivo físico 2), como parte de una aplicación para un posterior procesamiento [4], como se ilustra en la figura 2.4 y que se requieren deben respetarse según el tipo de aplicación.

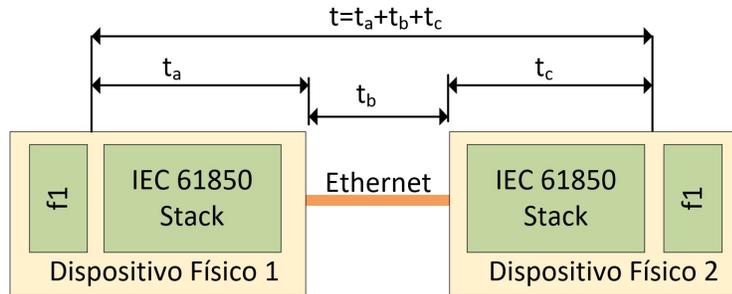


Figura 2.4: Tiempo de transferencia de acuerdo al IEC 61850-5 [4].

De esta manera, el tiempo de transferencia ( $t$ ) se interpreta como la suma del tiempo de procesamiento en cada relé ( $t_a$  y  $t_c$ ) y el tiempo de transferencia de la red ( $t_b$ ) como lo indica la figura 2.4.

Así mismo, en la tabla 2.2. se resumen los tiempos de transferencia [18], según los tipos de mensajes relacionados en el reporte técnico IEC/TR 61850-90-4 [56], donde para el caso de la subestación digital interesa considerar las clases de tiempo de transferencia TT5 para efectos de release y cambios de estado y TT6 para ordenes de disparo (este último el más crítico).

**Tabla 2.2:** Clases para tiempos de transferencia. Modificado del IEC 61850-5 [18].

Clase Tiempo de transferencia	Tiempo de transferencia [ms]	Aplicación (transferencia de:)
TT0	>1000	Archivos, eventos, contenido de registros
TT1	1000	Eventos, Alarmas
TT2	500	Comandos desde operador
TT3	100	Interacciones automáticas lentas
TT4	20	Interacciones automáticas rápidas
TT5	10	Permisivos, cambios de estado
TT6	3	Disparos, bloqueos

De igual manera, estas clases de tiempo, en particular la TT5 y TT6 interesan en la aplicación de la subestación digital, dado que tienen asociados dos tipos de mensajes: tipo 1A “Trip” para ser vinculado a mensajes rápidos tipo “fast GOOSE” mensajes tipo 4 “Raw DATA” asociados a los sampled values o valores muestreados de las medidas análogas de corrientes y tensiones como se resume en la Tabla 2.3 [4].

**Tabla 2.3:** Definición tipo de mensaje. Modificado del IEC 61850-5 [4], [18].

Tipo de mensaje	Clase de desempeño	Tiempo de transferencia		Descripción
		Clase	Tiempo [ms]	
1A “Disparo”	P1	TT6	$\leq 3$	Tiempo total de transmisión para órdenes de disparo
4 - mensajes de datos sin procesar (muestras)	P7	TT6	$\leq 3$	Tiempo total de transmisión para muestras de valores análogos utilizados por funciones de protección

Como se requiere establecer el tiempo de transferencia que debería tomarse para cumplir los 3ms que exige el estándar de acuerdo al IEC 61850-5 aplicados al esquema que indica la figura 2.4, de acuerdo al IEC 61850-10 y el IEC 61850-90-4, el IED o relé de protección puede usar el 80 % ( $t_a + t_c$ ) para el tiempo de procesamiento y el 20 % restante para la transferencia de datos (red de comunicaciones).

Es decir, cumplir con la clase de desempeño P1 con tiempo TT6 ( $< 3$ ms) corresponde a que el tiempo de procesamiento de cada relé es de  $\leq 1,2$  ms ( $\leq 2,4$  ms ambos) y 0,6 ms para transferencia de datos ( $t_b$ ). En la tabla 2.4 se detallan los diferentes tiempos que aplican para el despeje de falla según el nivel de tensión [4].

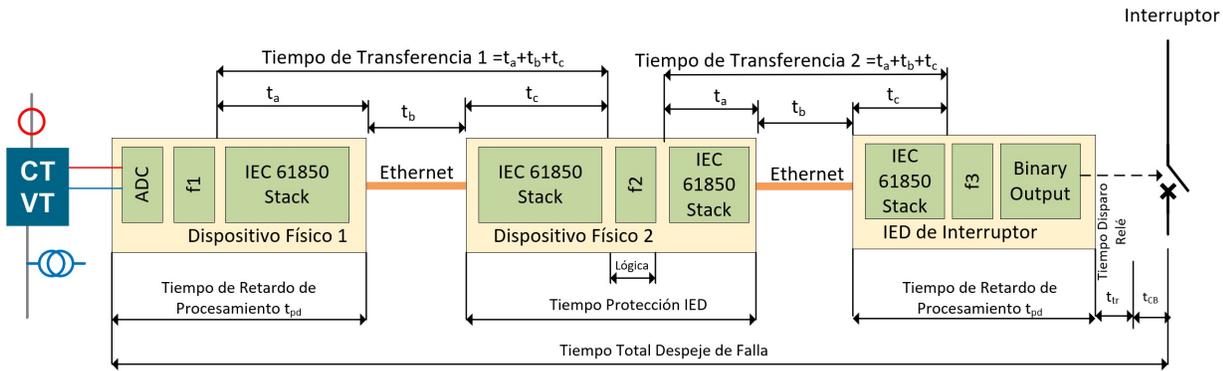


Figura 2.5: Tiempo total despeje de una falla en una subestación digital [4].

Tabla 2.4: Tiempos para el despeje de falla a diferentes niveles de voltaje [4].

Categoría	Descripción	Rango de acuerdo al IEC 60834-1 [ms]	Típico Extra alta Tensión [ms]	Típico Alta tensión [ms]	Típico Media tensión [ms]
Tiempo reconocimiento de falla	Etapa entrada analógica en el relé Ejecución algoritmo de protección	10 .. 30	20	25	35
Tiempo decisión del relé	Decisión de disparo Tiempo de operación salida binaria del relé	0 .. 30	5	5	5
Relé de disparo	Tiempo de operación	n/a	5	5	5
Tiempo de operación equipo primario	Bobina de disparo del interruptor Movimiento mecánico del interruptor	30 .. 80	35	40	40
Total		40 .. 140	65	75	85

Los tiempos de despeje de fallas incluyendo la operación del interruptor están oscilando entre 65 ms para extra alta tensión y 85 ms para media tensión, lo cual se indica que para los esquemas de protección para el despeje de falla corresponde entre 20 ms y 40 ms, dependiendo del nivel de tensión.

Lo anterior ya permite analizar el esquema completo que aplica en una subestación digital para el tiempo total de despeje de una falla, como se ilustra en la figura 2.5, donde se requiere evaluar el tiempo que toma el relé en su aplicación lógica y el tiempo que toma en cerrar los contacto el IED del interruptor (breaker IED: BIED) y que puede ser considerado el tiempo de disparo de un IED convencional desde las entradas analógicas hasta la activación de sus contactos de salida.

### 2.1.3. Desempeño de la red de comunicaciones

Definido con anterioridad las características en tiempo que deben cumplir los diferentes dispositivos para el procesamiento, que abarcan el 80 % del tiempo total de transferencia para el desempeño del sistema, resta entonces el 20 % para la red de comunicaciones, es decir, deberá cumplir o estar debajo de los 600us indicados por la clase de tiempo de transferencia TT6 para el envío de datos de un punto a otro y por lo cual este será afectado dependiendo del diseño de la red y de la topología de red seleccionada.

Por tanto, como parte de la solución para asegurar unos retardos inferiores al límite indicado por el IEC 61850-5 para los esquemas de protección en la subestación digital se deben revisar los diferentes protocolos de red para aplicaciones de control y protección disponibles que cumplan dicho criterio. Como se indica en la tabla 2.5 solamente los protocolos de redundancia en comunicaciones PRP (Parallel Redundancy Protocol) y HSR (High-availability Seamless Redundancy) indicados en la IEC/TR 61850-90-4 aseguran los retardos exigidos dentro de las recomendaciones del Estándar IEC 61850-5, pues ofrecen tiempos de recuperación cero ante la pérdida de un enlace y por ello son los especificados en la IEC 62439-3 para su apropiada implementación en una subestación digital.

**Tabla 2.5:** Protocolos redundancia de red en aplicaciones de control y protección.

<b>Protocolos de red en aplicaciones de Control y protección</b>			
<b>Características</b>	<b>RSTP</b>	<b>PRP</b>	<b>HSR</b>
Tiempo de restablecimiento ante fallas	5 ms por switch	0 ms	0 ms
Niveles de disponibilidad de la red	Medio	Alto	Alto
Ancho de banda efectivo en todos los enlaces	$\geq$ 50 %	100 %	100 %
Posicionamiento en la industria	Alto	Medio	Bajo
Costo	Bajo	Alto	Medio
Escalabilidad	Medio	Alto	Alto
Sincronización	N/A	Requiere	Requiere

La operación correcta de las protecciones eléctricas en la subestación digital implica tener un correcto desempeño de la red de comunicaciones y por tanto esta última requiere sea diseñada teniendo presente el número de saltos máximos para efectos de conseguir la precisión de tiempo, estimar el retardo total y la probabilidad de exceder dicho retardo, considerar la carga y disponibilidad del enlace de comunicaciones [57].

Por tanto, un factor importante que afecta el tiempo de despeje de una falla en una

subestación digital es el tiempo que toma la transferencia de datos end-to-end (el tiempo  $t_b$  de la figura 2.4), pues este se incrementa ya sea por la latencia en la comunicación de los mensajes *sampled values* o por la latencia en los mensajes *GOOSE* de disparo y que son afectados por el tamaño del mensaje, tasa de mensajes, tráfico background y configuración de la red [57].

Por tanto, basados en Santos [57], se debe tener en cuenta los siguientes elementos para el tiempo de retardo o *delay* total de la red, el cual abarcan los siguientes elementos:

- **Retardo del tiempo de procesamiento  $T_{pc}$  (processing time):** corresponde al tiempo en un switch Ethernet que le toma en decidir a cual puerto de salida el paquete de información debería ser entregado.
- **El retardo tiempo de transmisión  $T_t$  (transmission time):** es el tiempo que toma transmitir una trama de ethernet en la tasa de la línea de transmisión en cada salto o hop. Este se calcula como:  $T_t = \frac{Lx8}{R}$ . Donde L es el tamaño del paquete (longitud) en bytes y R es la tasa o velocidad del enlace en bits/s.
- **Retardo tiempo de espera  $T_q$  (queuing time):** es el tiempo que un paquete espera en un switch antes de que empiece a transmitirse y puede variar según la carga de la red.
- **Retardo del tiempo de propagación  $T_p$  (propagation time):** Corresponde al tiempo que demora la señal en propagarse en el medio.
- **Tiempo total de retardo en la transmisión de datos:** Corresponde finalmente a la suma de los retardos debido a los tiempos de procesamiento, tiempo de espera, tiempo de transmisión y tiempo de propagación.

$$T_d = \sum_{h=1}^H T_{pc_h} + T_{q_h} + T_{t_h} + T_{pp_h} \quad (2.1)$$

### 2.1.4. Componentes en una subestación digital

Para diseñar una subestación digital es preciso considerar los niveles en el sistema de control de una subestación eléctrica para identificar los requerimientos de su implementación. De acuerdo con el estándar IEC 61850-5, los niveles en una subestación eléctrica son:

- Nivel de proceso o nivel 0.
- Nivel de bahía/campo o nivel 1.
- Nivel de estación o nivel 2.

Dentro de la solución del diseño de una subestación digital, la filosofía de operación sigue manteniéndose frente a lo que se ve hoy en día en la subestación convencional, básicamente el cambio se da en la manera como se involucran las señales de nivel de procesos hacia el nivel de bahía y de estación haciendo uso del bus de procesos vía un sistema de comunicaciones. La figura 2.6 resume la pirámide de control y protección indicando los elementos que se incorporan como son las *merging units* y el bus de procesos.

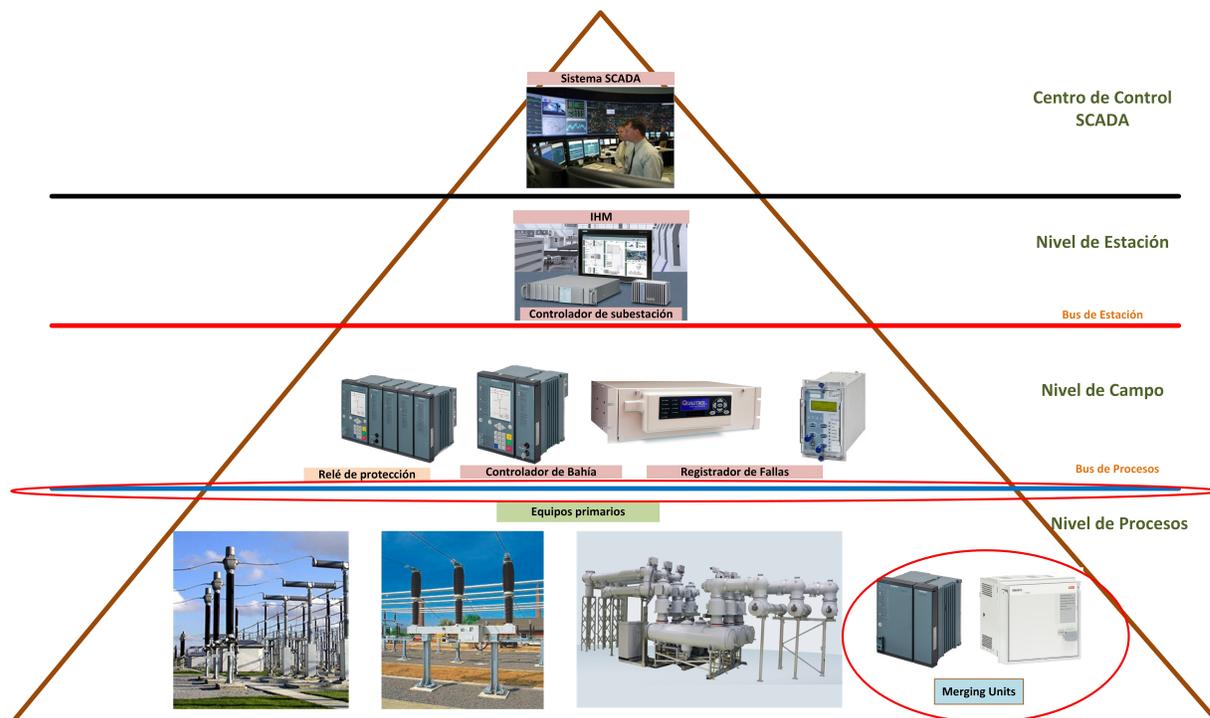


Figura 2.6: Pirámide de control y Protección de una subestación Eléctrica (elaboración propia).

De esta manera se revisa qué componentes son esenciales para la implementación de la subestación digital según cada nivel mencionado:

- **Nivel de proceso o nivel 0:** este se corresponde al nivel de patio o donde se ubican los equipos primarios, es decir, los interruptores, seccionadores, transformadores de medida (tensión y corriente), trampas de onda, transformadores de potencia, entre otros.
- **Nivel de bahía/campo o nivel 1:** corresponde a los equipos de control, protecciones, medida y equipos de sincronización de tiempo GPS.
- **Nivel de estación o nivel 2:** corresponde al controlador de estación, IHM y PC de gestión.

Finalmente, en la tabla 2.6 se indican algunas referencias comerciales de los equipos principales que hacen parte de la implementación del concepto de subestación digital.

**Tabla 2.6:** Componentes que se ofrecen comercialmente para implementarse en una subestación digital (Elaboración propia).

DISPOSITIVOS DE NIVEL 0	Características	Referencias en el mercado
MERGING UNITS	IEC 61850 Edición 2, incluye test mode y simulation	SIEMENS 6MU80 (Compacta) 6MU85 (Modular)
	IEC 61850-9-2 LE Redundancia HSR y PRP Sincronización IEEE1588v2 Entradas análogas expandibles Entradas y salidas digitales expandibles Role-Based Access Control (RBAC) - Ciberseguridad	ABB SMU615 (compacta) SAM600 (Modular)  GENERAL ELECTRIC Reason MU320 (Compacta) Reason MU320E (Modular)
SWITCHES	Para bus de proceso: Servir en una topología de red PRP indicada en el IEC 62439-3.	SIEMENS/RUGGECOM RSG2488 RST2228
	Capacidad de crear VLANs de acuerdo con el IEEE802.1Q. Deben manejar sincronización de tiempo IEEE1588v2 y tener la capacidad de ser Transparent clocks. Soportar protocolos IEC 61850 (MMS server), SNMP IEC 61850-3, IEEE 1613, IEC 61000-6-2, IEC 61800-3.	HIRSCHMANN Greyhound RSP Series CISCO SERIES 4000 Moxa PT-7728-PTP PRP/HSR
DISPOSITIVOS DE NIVEL 1	Características	Referencias en el mercado
SWITCHES	Para bus de estación: - Soporta sincronización SNTP - Redundancia tipo RSTP - Cumple los estándares: a.IEC 61850-3 b.IEEE 1613 c.IEC 61000-6-2 d.IEC 61800-3	SIEMENS/RUGGECOM RSG2488 RST2228 HIRSCHMANN Greyhound RSP Series CISCO SERIES 4000 Moxa PT-7728-PTP PRP/HSR
	Mismas características switches y funcionalidad de firewall, con la posibilidad de configurar VPNs.	SERIE CISCO ISR4331 GARRETTCOM Magum DX940 SIEMENS/RUGGEDCOM RX1500/RX1501 HIRSCHMANN Greyhound Router
RELÉS CONTROL Y PROTECCIÓN	IEC 61850-8-1, IEC 61850-9-2, IEEE1588v2/PTP, PRP, HSR, RSTP, Modular	SIEMENS SERIE SIPROTEC 5 Schneider Electric Easergy MiCOM Px40 ABB SERIES RELION 670, REB500 GENERAL ELECTRIC SERIE MULTILIN
EQUIPOS SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO	Sincronización NTP/SNTP, IEEE1588v2/PTP, IRIG-B	MEINBERG M1000 SELIN SEL 2488 GENERAL ELECTRIC Reason RT430 and RT434

### 2.1.5. Confiabilidad en sistemas digitales

Mediante los índices de desempeño y disponibilidad explicados anteriormente se puede evaluar la confiabilidad en el bus de procesos de una subestación digital, lo cual va a permitir definir la mejor alternativa al momento de establecer la topología de red más robusta para este tipo de aplicaciones y es por ello que se destaca el trabajo realizado por Dutra, Oliveira y Zimath [6], como se resume en la figura 2.7 que resumen las alternativas para consolidar la mejor topología de red que demanda mayor complejidad por el tipo de subestación que se diseña, ya sea barra sencilla, barra doble, interruptor y medio, entre otras.

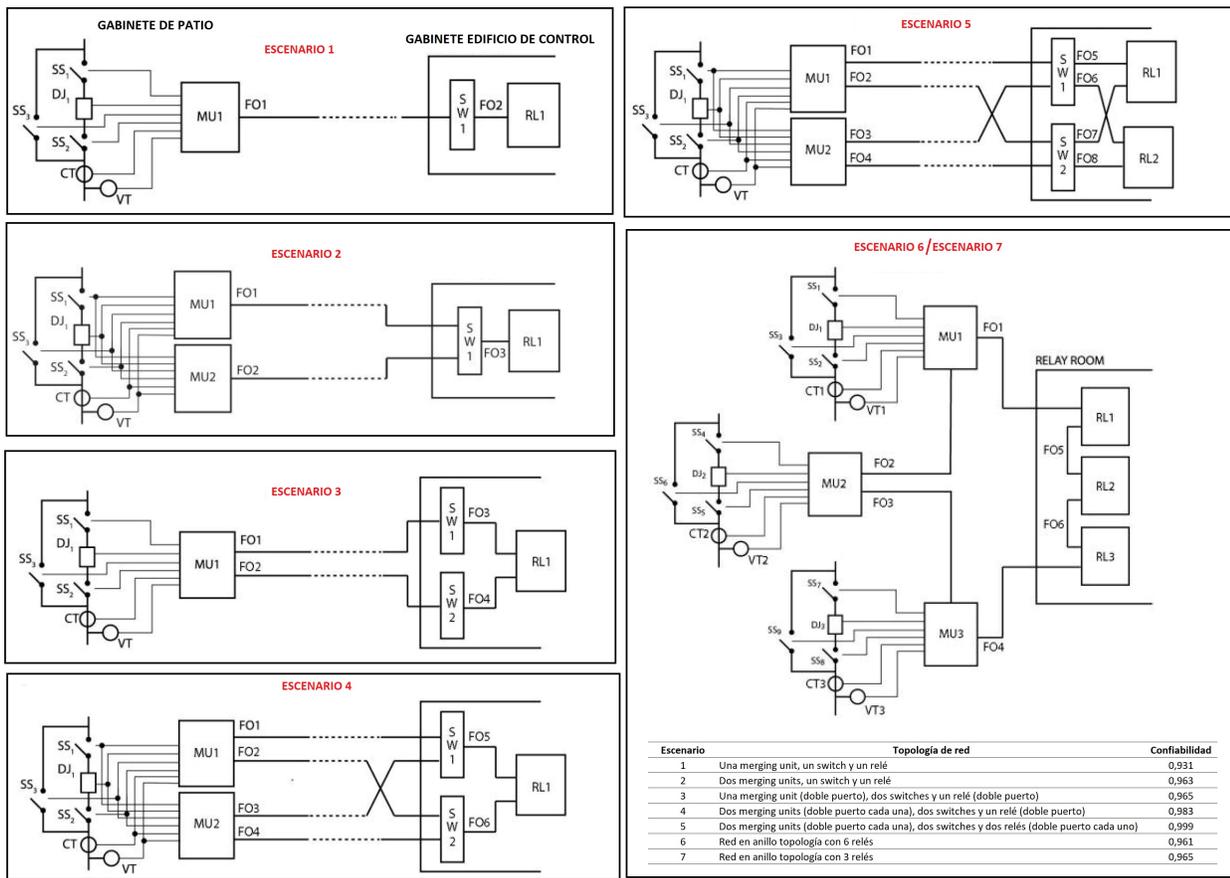


Figura 2.7: Confiabilidad bus de procesos según topologías de red [6].

## 2.2. Sistema de protecciones eléctricas

Un sistema de protecciones eléctricas está diseñado para detectar un cortocircuito del sistema, aislar dicha falla y proteger los equipos eléctricos ante condiciones operativas que están por fuera de los rangos de operación que se consideran normales y que puedan afectar la integridad del equipo y del sistema al cual está conectado [20].

Por tanto, es importante dentro del diseño de un sistemas de protecciones eléctricas contemplar la selección de los relés de protecciones, las funciones de protección para ser habilitadas y su correcto ajuste para que actúen de forma selectiva y secuencial para la adecuada protección de los elementos y del sistema eléctrico de potencia como un todo [20].

Así mismo, dentro de las características a considerar en un esquema de protecciones están la confiabilidad, la selectividad, la sensibilidad, la velocidad y la simplicidad, además de contar con un sistema de respaldo asociado [58].

- **La confiabilidad:** definida como la probabilidad de que un relé o protección no actúe inadecuadamente. Consta de la fiabilidad y la seguridad.
  - **La fiabilidad:** garantiza que un relé o sistemas de protecciones opere cuando corresponda. Es decir, emita disparos cuando hay falla.
  - **La seguridad:** indica que los relés o protecciones no operen incorrectamente ante ausencia de fallas, es decir no emita disparos erróneos.

La fiabilidad en el sistema de protecciones se logra mediante el diseño con redundancia en los equipos y respaldo local y remoto. En el esquema de protecciones la fiabilidad se logra colocando los contactos de salida de las protecciones en paralelo, así cualquiera de las dos que vea la falla opera.

La seguridad implicaría que las protecciones vean las fallas al mismo tiempo, es decir que sus contactos de salida que dan disparo se cableen en serie para asegurar una operación segura.

Sin embargo, como se puede observar el aumentar la fiabilidad disminuye la seguridad y viceversa. Por tanto, debe pensarse en un balance, un punto óptimo que mantenga el sistema de potencia estable y a su vez los elementos del mismo protegidos.

- **La selectividad:** implica el despeje de la falla por las protecciones eléctricas asociadas a esa zona de protección, sin afectación alguna de otros circuitos del sistema de potencia no fallados.

- **La velocidad (tiempo despeje de falla):** requiere ser analizada en detalle ya que si se establecen tiempos muy rápidos, se compromete la seguridad y selectividad del sistema y si se establecen tiempos lentos desestabiliza el sistema y daños más fuertes a los equipos de la zona fallada.
- **La sensibilidad:** está asociada con la mínima cantidad del parámetro ajustado en el relé para considerar una condición anormal.
- **La simplicidad:** busca que el esquema de protecciones solamente tenga habilitadas las funciones de protecciones estrictamente necesarias.
- **Sistema de respaldo:** En caso de falla de la protección principal o el interruptor.
  - **Respaldo local por falla en la protección principal:** Se hace uso de un relé de protección conectado a otro núcleo del CT, con un tiempo de operación mayor al de la protección principal.
  - **Respaldo local contra falla del interruptor:** consta de un relé de falla interruptor en caso que el interruptor propio de la zona protegida no actúe, haciendo operar los interruptores adyacentes a la zona afectada que pueden aportar a la falla.
  - **Respaldo remoto:** Se logra mediante protecciones relativamente selectivas ubicadas en las barras adyacentes. Puede ser la zona 2 de la función de protección distancia.

### 2.2.1. Esquema de protección de Líneas

Para establecer el esquema de protección que se ajusta mejor para una bahía de línea, se debe tener en cuenta uno de los parámetros que es el SIR (Source-to-line impedance ratio) [19]. El SIR es la relación entre la impedancia de la fuente situada detrás de la protección de la línea y la impedancia de la línea ( $SIR = ZG/ZL$ ).

De acuerdo al valor del SIR, la línea se debe clasificar como corta, media o larga y no solamente según su longitud. Por lo anterior, las líneas se clasifican así:

–Líneas Cortas: SIR mayor o igual 4.

–Líneas Medias: SIR entre 0,5 y 4.

–Líneas Largas: SIR menor o igual a 0,5.

De esta manera, para protección de líneas cortas se recomienda el uso de esquemas de protección completamente selectivos como hilo piloto, protección diferencial o comparación de fases, debido a que la diferencia en los aportes de corriente para falla cerca al relé o en

el terminal remoto, es muy pequeña, dificultando identificar la variación de la impedancia con precisión. Así mismo, no se recomienda el uso de protección distancia como protección principal, dado que factores tales como la resistencia de arco o la impedancia de falla pueden causar sub-alcance en el relé.

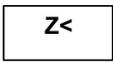
Para la protección de líneas de longitud media, se puede utilizar la protección distancia, dado que la discriminación del relé es más efectiva en líneas con SIR menor que cuatro (4).

Las líneas largas requieren disparos de alta velocidad para evitar problemas de estabilidad en el sistema y debido a que cuenta con otros elementos como condensadores en serie, puede hacer variable la impedancia total de la línea bajo ciertas condiciones y por tanto introducir comportamientos transitorios que hacen difícil la selectividad. Por tanto, los esquemas de protección que más se recomiendan para este tipo de líneas compensadas son la comparación de fases y la comparación direccional, utilizando PLC (Power Line Carrier) o microondas [8].

### 2.2.2. Protección de Distancia ANSI 21

Su principio de operación se basa en la medida de la relación entre el voltaje y la corriente para establecer si la falla está dentro de la zona de protección. En la tabla 2.7 se presenta la función y simbología asociada.

**Tabla 2.7:** Simbología protección Distancia según Norma ANSI/IEEE e IEC [8].

Función	ANSI/IEEE	IEC
<b>Protección de distancia:</b> es un relé que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia se incrementa o decrece superando límites predeterminados.	21	

En operación normal la impedancia es la relación entre el voltaje en el extremo terminal y el flujo de corriente en la línea. Este valor es usualmente alto y con un mayor componente resistivo. Sin embargo, durante fallas este valor es bajo y con alto contenido reactivo. El cambio en la impedancia medida determina la presencia de una falla y a su vez define si se encuentra dentro en su zona de protección o en otra parte del sistema. En la figura 2.8 se esquematiza el principio de operación indicado [7].

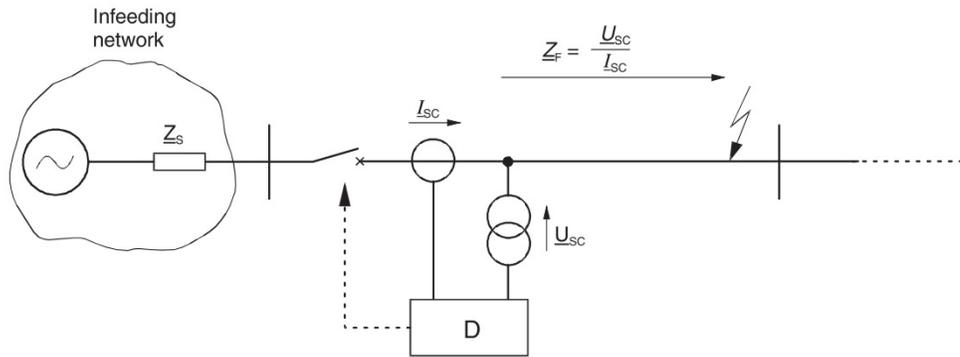


Figura 2.8: Principio de operación Protección de distancia [7].

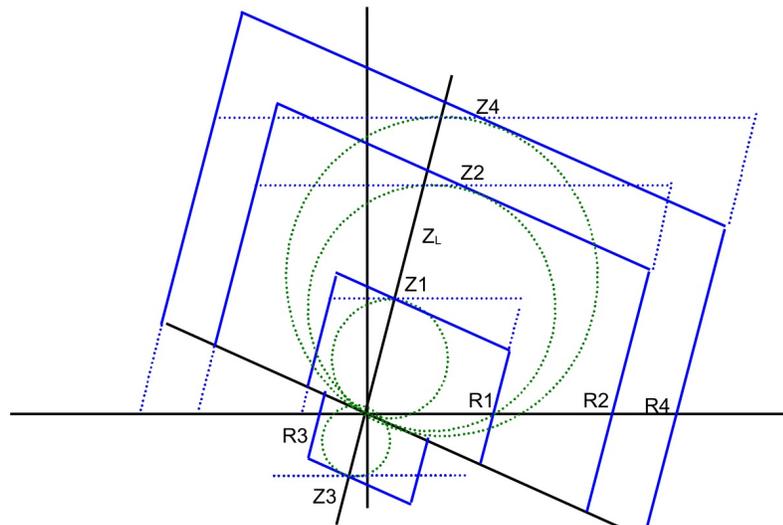
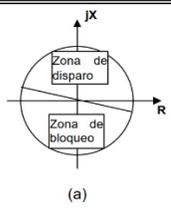
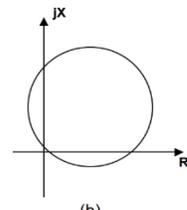
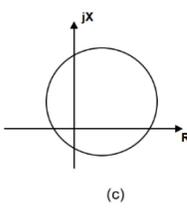
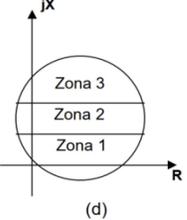
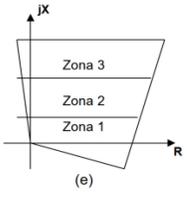
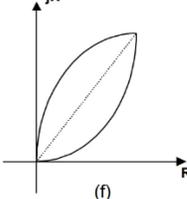


Figura 2.9: Alcance de Zonas de la protección de distancia [8].

La operación de la protección de distancia es en cierto modo una función direccional, puesto que asegura que el relé opere únicamente cuando hay falla hacia delante de la línea protegida. De igual forma, puede operar cuando hay falla hacia atrás de la línea pero como un respaldo de otra protección. Las características de estos relés se pueden representar en el diagrama plano R-X. Estos relés se ajustan de acuerdo con las impedancias de secuencia cero y positiva de la línea de transmisión. En la tabla 2.8 se resumen las características que se encuentran disponibles en el relé de protección distancia. Para el ajuste de zonas se tiene en cuenta la impedancia de la línea a proteger y las de las líneas adyacentes, dado que el ajuste de algunas de las zonas del relé de distancia cubren una parte o la totalidad de la línea adyacente.

En Colombia el Código de Redes establece: zona 1, zona 2, zona 3 y zona reversa. Sin embargo, algunos relés sólo disponen de dos o tres zonas, y existen relés que pueden llegar a tener hasta cinco (5) zonas y una zona adicional llamada zona de arranque.

**Tabla 2.8:** Características Protección Distancia. (Elaboración propia basada en [8], [19]).

ITEM	REPRESENTACIÓN	TIPO	DESCRIPCIÓN	OPERACIÓN
1	 <p>(a)</p>	IMPEDANCIA	La impedancia característica en el plano R-X es un círculo con su centro en el origen. No toma en cuenta el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente que se le aplica.	El relé opera si la impedancia medida es menor que el ajuste
2	 <p>(b)</p>	MHO	Es un círculo cuya circunferencia pasa a través del origen.	El relé opera si la impedancia medida cae dentro del círculo
3	 <p>(c)</p>	MHO OFFSET	Es un círculo desplazado y que incluye el origen, con lo cual se obtiene una mejor protección para las fallas cercanas al relé. Debe ser supervisada por una unidad direccional o ser de tiempo retardado.	El relé opera si la impedancia medida cae dentro del círculo.
4	 <p>(d)</p>	REACTANCIA	Mide la componente reactiva de la impedancia. Debe ser supervisado por alguna otra función para asegurar direccionalidad y para prevenir disparo bajo condiciones de carga.	El relé opera si la impedancia medida cae dentro de la zona demarcada.
5	 <p>(e)</p>	CUADRILATERAL	Combinación de características de reactancia y direccional con dos características de control de alcance resistivo.	El relé opera si la impedancia medida cae dentro de la zona demarcada.
6	 <p>(f)</p>	LENTICULAR	Es similar al relé mho, excepto que su forma es más de lente que de círculo, lo cual lo hace menos sensible a las condiciones de carga.	El relé opera si la impedancia medida cae dentro del área lenticular.

La figura 2.9 muestra los alcances de las zonas de una protección distancia con tres zonas adelante y una reversa, con características Mho y cuadrilateral [8].

Para el ajuste de la zona 1 (Z1) se tiene en cuenta que es de operación instantánea y cubre entre el 80 % a 90 % de la línea.

$$Z1 = K * Z_L \quad (2.2)$$

Donde,

Z1: ajuste de zona 1.

K: Porcentaje de la línea a proteger con la zona 1 (80 a 90 %).

$Z_L$ : Impedancia de secuencia positiva de la línea.

Tiempo de Zona 1: Instantáneo (0 ms).

**Análisis del efecto “Infeed” en Zona 1:** se denomina así cuando del extremo remoto de la línea se inyecta corriente ante una falla con impedancia de falla, lo cual introduce un error de medida en el extremo inicial. La figura 2.10 detalla mejor este caso y permite establecer la impedancia aparente vista con el relé incluyendo este fenómeno.

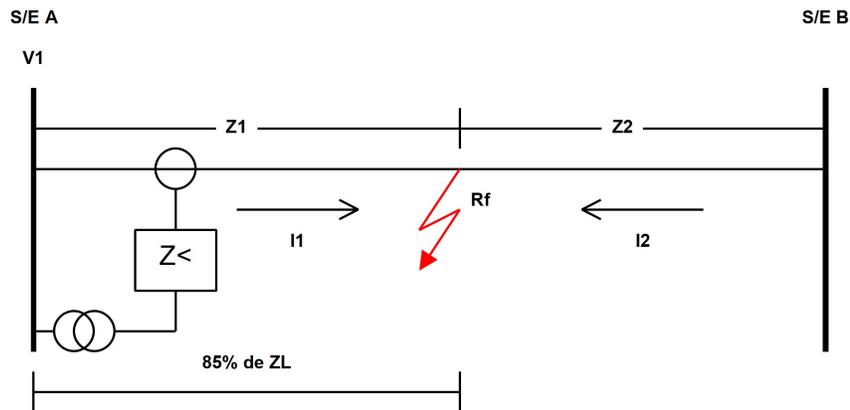


Figura 2.10: Efecto Infeed de zona 1 [8].

Lo anterior resulta en:

$$V_1 = I_1 * Z_1 + (I_1 + I_2) * R_f \quad (2.3)$$

Al dividir la ecuación 2.3 por  $I_1$  se obtiene:

$$\frac{V_1}{I_1} = Z_{aparente} = Z_1 + R_f * \left(1 + \frac{I_2}{I_1}\right) \quad (2.4)$$

Lo anterior permite deducir que si  $\frac{I_2}{I_1}$  es cero o cercano a cero, la impedancia vista por el relé de la subestación A no sería afectada significativamente por el efecto “Infeed”. Si la

corriente  $I_2$  es muy grande o  $I_1$  muy pequeña, el término  $\frac{I_2}{I_1}$  sería alto, ocasionando subalcance en el relé dado que vería un valor de impedancia mayor ó una falla más lejana (dependiendo del valor de la resistencia de falla y las corrientes asociadas).

Para el ajuste de la zona 2 (Z2) se tiene en cuenta que es una zona de respaldo ante la no operación de la Zona 1 de las líneas ubicadas en la subestación remota. El valor mínimo de ajuste se escoge el 120 % de la impedancia de la línea a proteger. Si la línea cuenta con esquema de teleprotección se puede seleccionar un tiempo de 400 ms para esta zona. Si no debe considerarse entre 150 ms y 250 ms, dependiendo de la longitud de la línea y de las condiciones de estabilidad del sistema.

Por último el ajuste zona reversa (Z3) se lleva a cabo para proveer un respaldo a la protección diferencial de barras de la subestación local. Se recomienda ajustar el tiempo de la Zona Reversa en 1500 ms.

## **2.3. Requerimientos de los sistemas de protecciones eléctricas en Colombia**

En Colombia se establecen unos requerimientos mínimos que se deben garantizar para establecer los esquemas de protecciones eléctricas y tiempos de despeje de falla en un sistema de potencia, los cuales se indican a continuación.

### **2.3.1. Esquemas de protección Sistema Interconectado Nacional**

En cuanto a las exigencias mínimas para los esquemas de los sistemas de protecciones se encuentra la normativa correspondiente para Colombia en la Resolución CREG 025 de 1995 Código de Redes, la CREG 070 de 1998 y el RETIE, la cual se resume en la tabla **2.9** basados en la recopilación que lleva a cabo Piñeros [20].

**Tabla 2.9:** Requerimientos Esquemas mínimos de protección Regulación colombiana [20].

SISTEMA	NIVEL DE TENSIÓN	Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional - COLOMBIA		
		CREG 025 DE 1995: CÓDIGO DE REDES	CREG 070 DE 1998: Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL)	<57,5kV	No aplica	Protección Principal Protección Respaldo: Solo si lo requiere el Operador de RED	
SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL (STR)	>57.5kV, <220kV	No aplica		
SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL (STN)	>= 220kV	Líneas: Protección principal 1 (PP1) : 21+Teleprotección, 68, 79; Protección principal 2 (PP2): 67N CD, 67N, 79, 59, 50BF, 25 81 Según se requiera; 87L (Líneas cortas) Barras: 87B de impedancia moderada o porcentual	No aplica	Protección principal, no detalla especificación alguna
Generador SDL	<57,5kV	No aplica	Protección principal (sin detalles)	
Generador STR	>57.5kV, <220kV	No aplica	Protección principal (sin detalles)	
Generador STN	>= 220kV	Protección Principal + Protección de respaldo (Sin detalles) 50BF, 78, 81 Según se requiera	No aplica	

### 2.3.2. Tiempo despeje de falla subestación convencional

En lo que respecta a los tiempos de despeje de fallas, la Resolución CREG 025 de 1995 Código de Redes en el numeral 8.1.2 Equipo de protección del apartado de Código de Conexión indica que los tiempos de despeje de las protecciones primarias por fallas en los equipos del Generador directamente conectado al STN y por fallas en la parte del STN directamente conectada al equipo del Generador, desde el inicio de falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no debe ser mayor que 80 ms en 500 kV y 100 ms en 220 kV.

En el evento de no operación de los sistemas de protección primarios, el Generador debe proveer una protección de respaldo con tiempo de despeje de falla no mayor de 300 ms por fallas en la conexión de alta tensión del Generador.

Si la unidad de generación está conectada a los niveles de 220 kV o tensiones superiores del STN debe incorporar la protección de falla de interruptor que de la orden de disparo a todos los interruptores de potencia locales o remotos que garanticen el despeje de la falla en un tiempo ajustable entre 100 ms y 500 ms después de detectada la condición de falla de interruptor.

Así mismo, en el numeral 9.2. EQUIPO Y ESQUEMA DE PROTECCIÓN se indica el tiempo para despeje de falla de la protección principal en el sistema eléctrico de los distribuidores, grandes consumidores y transportador, desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no debe ser mayor que 80 ms en 500 kV, 100 ms en 220 kV y 120 ms < 220 kV.

Ante la no operación de los sistemas de protección principal, se deberá proveer una protección de respaldo que tendrá un tiempo de despeje de falla no mayor que 300 ms por fallas en sus equipos.

Se debe suministrar una protección de falla de interruptor que dispare los circuitos adyacentes conectados al STN, en un tiempo ajustable entre 200 ms y 500 ms incluyendo los disparos transferidos (remotos) a que dé lugar.

Así mismo, el RETIE en el numeral 23.1 REQUISITOS GENERALES DE SUBESTACIONES indica que el tiempo máximo de despeje de falla de la protección principal, desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no debe ser mayor que 150 ms.

Lo anterior se puede resumir en la tabla **2.10** basados en la recopilación que lleva a cabo Piñeros [20].

**Tabla 2.10:** Requerimientos tiempos de despeje de falla de las protecciones eléctricas Regulación colombiana [20].

SISTEMA	NIVEL DE TENSIÓN	Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional - COLOMBIA CREG 025 DE 1995: CÓDIGO DE REDES		Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE	
		(TIEMPO) PROTECCIÓN PRINCIPAL	(TIEMPO) PROTECCIÓN DE RESPALDO	(TIEMPO) PROTECCIÓN PRINCIPAL	(TIEMPO) PROTECCIÓN DE RESPALDO
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL)	<57,5kV	No aplica	No aplica		
SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL (STR)	>57.5kV, <220kV	120 ms (<220kV)	300 ms (sugerido)		
SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL (STN)	>= 220kV	80 ms 500kV 100 ms 220kV 120 ms <220kV	300 ms	150 ms	No define al respecto
Generador SDL	<57,5kV	No aplica	No aplica		
Generador STR	>57.5kV, <220kV	120 ms <220kV	300 ms (sugerido)		
Generador STN	>= 220kV	80 ms 500kV 100 ms 220 kV	300 ms		

## 2.4. Índices de disponibilidad y desempeño

La disponibilidad de un equipo está definida como la relación entre el tiempo durante el cual el sistema está en estado normal de funcionamiento con respecto al tiempo total de operación [10]. Por lo cual se puede decir que es el valor que expresa la probabilidad que el sistema o función trabaje según lo especificado.

Para el cálculo de disponibilidad se tienen en cuenta las siguientes características las cuales influyen directamente en su valor [59], [60]:

**Tasa de falla:** expresa la probabilidad de que un componente del sistema vaya a fallar después de un tiempo  $t$ . Esta característica presenta tres períodos principales en la vida de un componente: mortalidad prematura, período de operación útil, período de decadencia. En la primera etapa la rata de falla tiene una característica exponencial negativa, hasta llegar a un valor constante en la frontera con el segundo período. Este comportamiento de la rata de falla en la primera etapa se explica por los daños que pueden presentar los componentes al ser transportados, fallas iniciales en diseño, fabricación y ensamblaje. Esta rata constante está dada en número de errores por hora y sirve de base para el cálculo del “Tiempo medio para Fallar (MTTF)” de un componente. La última etapa sucede cuando los componentes se encuentran ya al final de su vida útil y la rata de falla aumenta nuevamente. Debido a su forma a lo largo de estos tres períodos, esta curva es denominada “Curva de la Bañera”. La figura 2.11 resume lo explicado anteriormente.

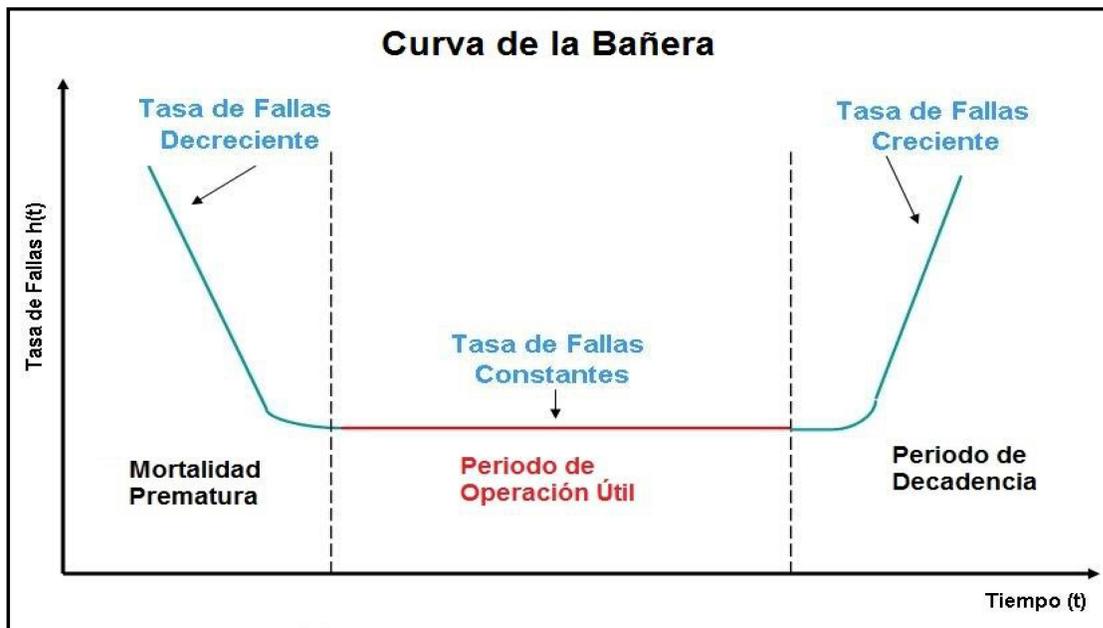


Figura 2.11: Curva de la Bañera [9].

**Tiempo medio para fallar (MTTF):** es igual al tiempo estimado de vida de un componente en el cual este no presenta fallos. Es igual al inverso de la rata constante de fallas ( $\lambda$ ) en la segunda etapa del ciclo de vida útil de un equipo, según lo descrito en el punto anterior.

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (2.5)$$

**Tiempo medio de reparación (MTTR):** es el tiempo desde que sucede un error hasta que el sistema funciona otra vez correctamente. Este tiempo tiene dos componentes principales: el tiempo de reacción ante el reporte de una falla y el tiempo de reparación en sitio del equipo.

**Tiempo medio entre fallas (MTBF):** es el tiempo medio entre dos fallas sucesivas y está dado por la suma del Tiempo Medio para Fallar (MTTF) y el tiempo medio de reparación (MTTR).

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (2.6)$$

**Disponibilidad (A):** a partir de las características enunciadas anteriormente se define que la disponibilidad (A) está dada como:

$$A = \frac{MTTF}{MTBF} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} = \frac{1}{1 + \lambda \cdot MTTR} \quad (2.7)$$

$$A = 1 - \frac{MTTR}{MTBF} \quad (2.8)$$

**Estructuras básicas:** adicionalmente para el cálculo de disponibilidad a nivel de sistemas de control basados en la norma IEC 61850 se pueden tener dos clases de estructuras: serie y paralelo como se indica en la figura 2.12.

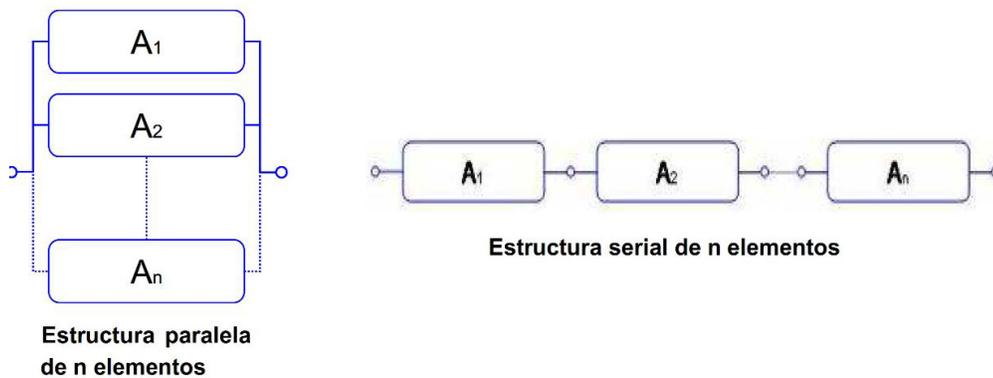


Figura 2.12: Estructura serie y paralelo para un sistema de control [10].

**Estructura paralela:** se dice que dos componentes o más de un sistema están en paralelo cuando solo uno de éstos es necesario para el funcionamiento del sistema. Para el caso de dos componentes en paralelo con disponibilidades  $A_m$  y  $A_n$ , la disponibilidad conjunta está definida por:

$$A_s = A_m + A_n - A_m * A_n \quad (2.9)$$

**Estructura en serie:** se dice que dos componentes o más de un sistema están en serie cuando todos éstos deben estar funcionando correctamente para que el sistema funcione bien. La disponibilidad resultante está definida por:

$$A_s = \prod_{i=1}^n A_i, \quad (2.10)$$

donde  $n$  es el número de componentes con disponibilidad en serie.

## 2.5. Requerimientos para una propuesta de S/E Digital en Colombia

Para la incorporación de soluciones de digitalización de una subestación eléctrica en Colombia, de acuerdo con la revisión documental, el autor considera los siguientes requerimientos generales a ser considerados y en adición a éstos, se deben incluir los estándares de referencia que se describen en el anexo C:

- Se debe garantizar un sistema de protección redundante basados en la CREG 025 de 1995 de la normatividad colombiana para subestaciones eléctricas del Sistema Interconectado Nacional. Es decir, para cada bahía de la subestación se deben considerar dos protecciones: principal 1 y principal 2.
- Cada una de estas protecciones tendrá asociada una *merging unit* conectada a un núcleo distinto de un transformador de corriente de tipo protección, de tal forma que la indisponibilidad de una *merging unit* afecta solamente de manera selectiva a uno de los dos relés de protección y de esta manera continúe operando el sistema de protecciones.
- Para las señales de tensión de los transformadores de voltaje, se asignará un núcleo diferente a cada *merging unit*, los cuales tienen asociados distintos relés de protección y todos los núcleos serán multipropósito.
- Deberá establecerse funciones de protección de respaldo que podrán ser habilitadas en las *merging unit* en caso de una pérdida total de los canales de comunicaciones del bus de procesos hacia el nivel de estación.

- Se deberán garantizar los tiempos de despeje de falla como lo indica la CREG 025 de 1995, es decir, la subestación digital garantizará tiempos menores a 100ms en sistemas de 220kV, 80ms para sistemas de 500kV y menores a 120ms para sistemas inferiores a 220kV.
- A nivel de procesos, las *merging units* cumplirán con tiempos de retardo en el procesamiento de las muestras digitalizadas (desde que se recibe la señal física hasta que se publica el SMV a la red LAN) menores a los máximos permitidos en el IEC 61869-9 sección 6.902.2 y que corresponde con 2ms en el bus de procesos, de acuerdo con la tabla 2.11.

**Tabla 2.11:** Tiempos de retardo de las muestras IEC 61869-9.

Clase de Aplicación	Máximo límite Tiempo Retardo en procesamiento
Calida de medida	10 ms
Protección y medida	2 ms
Control CC Baja velocidad	100 $\mu$ s
Control CC Alta velocidad	25 $\mu$ s

- Se deben diseñar tres tipos de redes de comunicaciones dentro de la arquitectura de red de la subestación digital, las cuales tendrán que ser físicamente independientes entre sí: una red para el bus de procesos, la segunda red para el bus de estación y la tercera para el bus de ingeniería.
- En el bus de procesos se deberá contemplar una red redundante PRP con sincronización de tiempo con reloj redundante mediante sincronización por IEEE1588v2/PTP y solamente se manejarán mensajes tipo SMV y GOOSE, los cuales serán segregados mediante la creación de VLANs dentro de esta red LAN.
- En el bus de estación puede establecerse una red de comunicaciones en configuraciones con redundancia HSR o PRP con tiempos de recuperación cero: además puede establecerse la opción de manejar redes en anillo con RSTP con tiempos cortos de recuperación en el orden de los milisegundos. En todo caso se debe diseñar las redes de comunicaciones en el bus de procesos y bus de estación que permita asegurar los tiempos de recuperación ante la pérdida de la información de acuerdo a lo recomendado por el estandar IEC 61850-5 como se indica en la tabla 2.12.

**Tabla 2.12:** Tiempos de recuperación ante pérdida del enlace de comunicaciones. Modificado del IEC 61850-5 [18].

Comunicación entre Elementos	Tiempo de recuperación de la aplicación	Tiempo de recuperación de la comunicación
SCADA a IED, Cliente Servidor	800 ms	400 ms
IED a IED, enclavamientos	12 ms	4 ms
IED a IED, bloqueo de reversa		
Disparo de protección excluyendo protección de barras	8 ms	4 ms
Protección de barras	<1 ms	Sin interrupción
Valores muestreados de corriente (SMV)	menos que algunas pocas muestras	Sin interrupción

- En el bus de ingeniería se deberán conectar todos los equipos de control y protección del nivel de procesos y nivel de estación para el acceso remoto de los mismos, mediante switches dedicados, con permisos a través de firewalls y con las medidas de seguridad en encriptación para la gestión correspondiente.

---

## Capítulo 3

# Modelos del sistema

---

En este capítulo se presentan los modelos del sistema desarrollados para la propuesta de digitalización de la subestación existente del caso de estudio, con las arquitecturas de red y demás componentes requeridos. Así mismo, se presenta el modelamiento que aplica para el caso de la subestación convencional.

### 3.1. Unifilar Subestación existente digitalizada

La solución de digitalización propuesta se compone de un esquema de redundancia para el control, protección y medida de la bahía de línea asociada, mediante el diseño de dos sistemas: sistema 1 y sistema 2. Cada sistema contempla un bus de procesos para el manejo de señales de corrientes y tensiones mediante la digitalización a *sampled measured values* (SMV) y señales de posiciones de los equipos, estados, disparos y demás señales para supervisión y control mediante mensajes GOOSE basados en el IEC 61850-9-2. El tratamiento de esta información en el bus de procesos se hará asignando VLANs independientes tanto para señales tipo SMV/GOOSE como de sincronización de tiempo PTP.

El sistema 1 que se observa en la figura **3.1** involucra dos *merging units*, la protección principal 1 y un controlador de bahía principal 1 asociados a la bahía de línea. Además, se propone una unidad de registrador de fallas (DFR) principal 1 y una protección diferencial de barras principal 1, los cuales son equipos comunes a toda la subestación. Es decir, estos últimos recolectan las señales pertinentes a su funcionalidad en cada uno de los sistemas 1 de todas las bahías que existen en la subestación eléctrica.

El sistema 2 que se observa en la figura **3.2** involucra dos *merging units*, la protección principal 2 y un controlador de bahía principal 2 asociados a la bahía de línea. Además, se propone una unidad de registrador de fallas (DFR) principal 2 y una protección diferencial de barras principal 2, los cuales son equipos comunes a toda la subestación. Es decir, estos últimos recolectan las señales pertinentes a su funcionalidad en cada uno de los sistemas 2 de todas las bahías que existen en la subestación eléctrica.

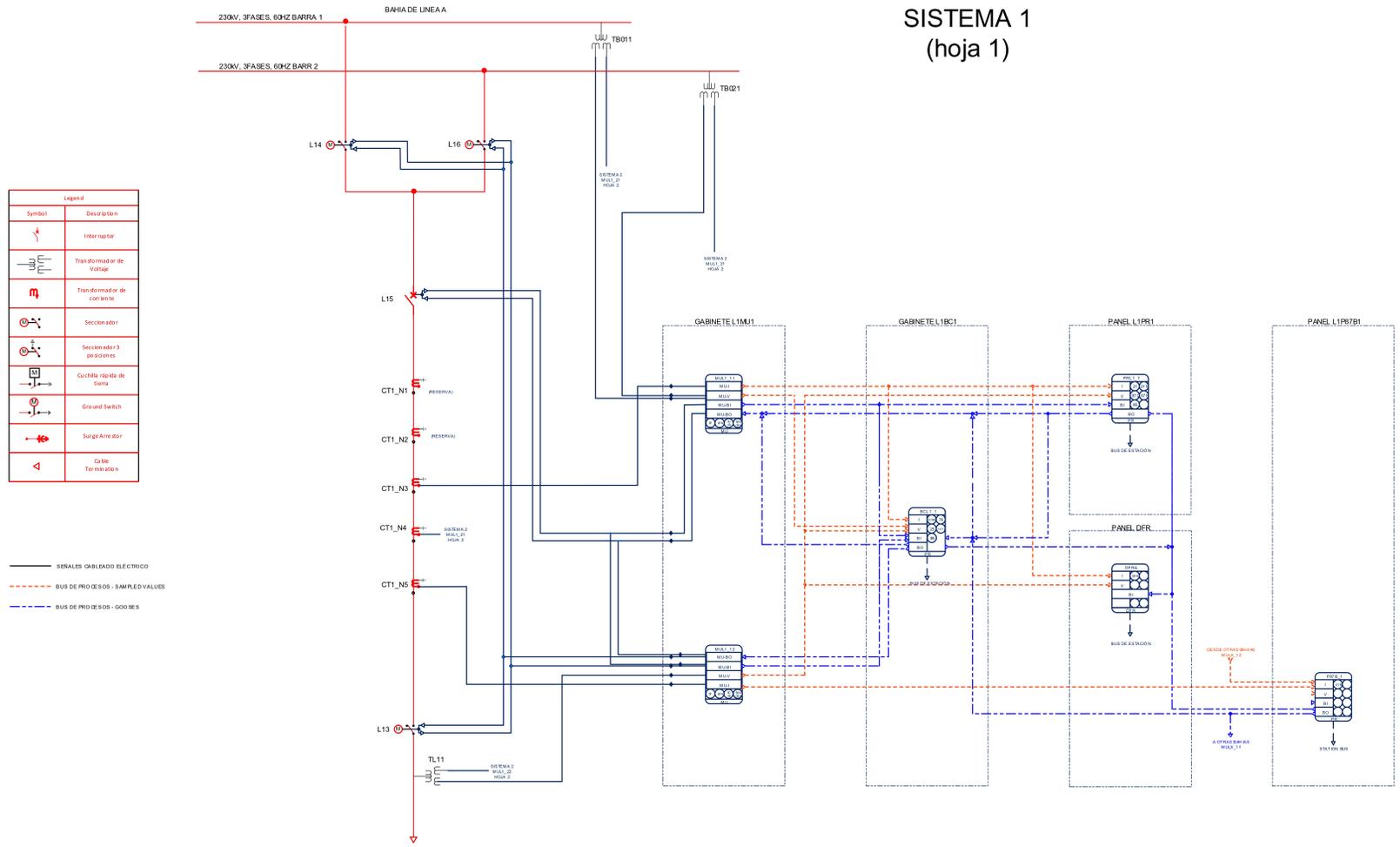


Figura 3.1: Unifilar propuesto S/E existente digitalizada - Típico bahía de linea. Sistema 1. (Elaboración propia).

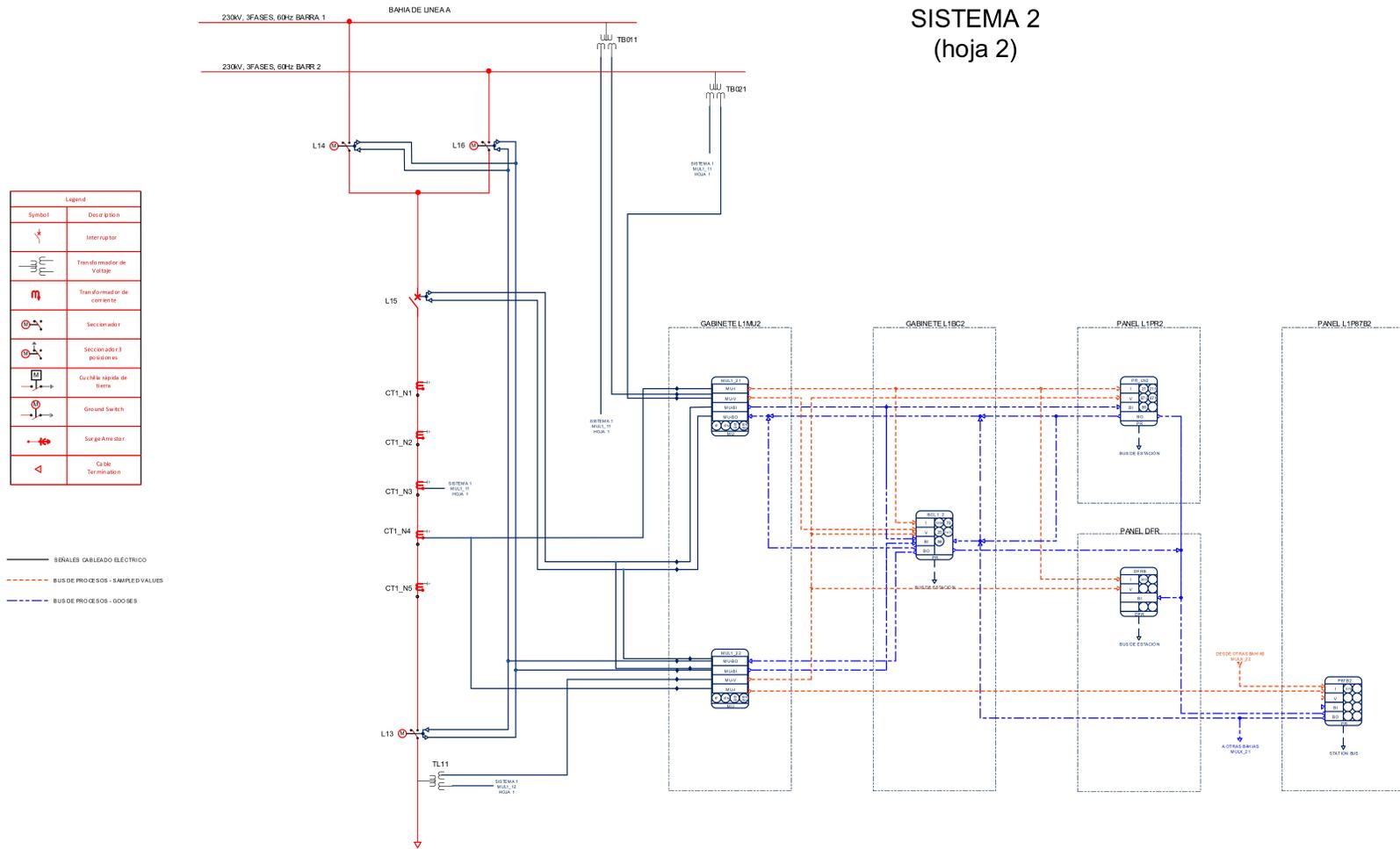


Figura 3.2: Unifilar propuesto S/E existente digitalizada - Típico bahía de línea. Sistema 2. (Elaboración propia).

Ambos sistemas manejan el siguiente principio o filosofía de operación:

Las *merging units* se alojan en gabinetes que se ubican en patio, cerca a los equipos primarios de la subestación y cumplen la función de recoger las señales analógicas de corrientes y tensiones que son cableadas eléctricamente a sus entradas análogas, junto con las demás señales eléctricas de los equipos de patio a sus entradas binarias, así como cablear sus contactos de salida hacia las bobinas del interruptor para efectos de emitir disparos, recierres y ordenes de apertura y cierre, además de tener conexiones hacia los seccionadores para efectuar ordenes de mando abrir/cerrar desde caseta de control o nivel superior.

Las *merging units* están equipadas con protecciones de respaldo, para lo cual se coordinará en el estudio de protecciones para que queden operativas y habilitadas como protecciones secundarias o de respaldo para el sistema de las protecciones de la bahía de línea, de tal forma que si llegase a fallar por alguna razón el canal de comunicaciones hacia las protecciones primarias (principal 1 y principal 2), estas podrán operar y despejar la falla, salvaguardando en todo momento la bahía de línea.

Los relés de protección están equipados con funciones de protección diferencial de línea (87L), función distancia (21) y sobrecorriente direccional de tierra (67N) y manejan esquemas de teleprotección *Permissive Overreach Transfer Trip* (POTT) principalmente con la función distancia (85/21).

Los controladores de bahía principal 1 y principal 2 son los encargados de llevar a cabo la adquisición de datos digitales con las *merging units* y los relés de protección para efectos de cálculos, acciones de control, enclavamientos y operación local a través de la interfaz de usuario de nivel 1. Así mismo, estos incorporan funciones de interruptor como lo son falla interruptor (50BF), funciones de sincronismo, función de recierre (79), supervisión circuito de disparo (74TC) y funcionalidades de bloqueo (86).

Se incluye redundancia para la protección diferencial de barras la cual se configura como un esquema diferencial de barras distribuida mediante el IEC 61850, es decir los dispositivos indicados como PB87B1 y PB87B2 recogen las medidas de corriente de cada bahía mediante la suscripción de los SMV de corrientes a través de las *merging units* asignadas dentro del bus de procesos como lo indica el esquema de protección figura **3.1** y **3.1**.

Para el caso de los registradores de fallas se contemplan dos unidades, una para cada sistema, los cuales suscriben SMV de corrientes y tensiones desde las *merging units* asignadas. Así mismo, todo lo asociado a señales como registros eventos de fallas y demás mediante suscripción de mensajes GOOSE desde los diferentes equipos dentro del bus de procesos.

Por lo anterior, se tiene que Sistema 1 y Sistema 2 son idénticos y totalmente independientes, de esta forma se garantiza la continuidad del sistema de control y protecciones para efectos tanto de la operación normal como en caso de eventos de fallas.

## 3.2. Arquitectura Subestación existente digitalizada

La arquitectura de la subestación cuenta con un bus de procesos y un bus de estación para el intercambio de información asociada al sistema de control, protección y medida de las diferentes bahías que componen toda la subestación eléctrica. Adicionalmente cuenta con un bus de ingeniería para accesos remotos a todos los dispositivos con la PC de gestión y configuración.

### 3.2.1. Arquitectura Nivel de procesos

En la figura **3.3** se muestra la Arquitectura del Bus de procesos Sistema 1 Bahía de línea. Así mismo, se presenta en la figura **3.3** la Arquitectura del Bus de procesos Sistema 2 Bahía de línea. El nivel de proceso se encuentra ubicado físicamente en patio de los equipos de potencia y de equipos de maniobra interruptores y seccionadores, así como a transformadores de corriente y tensión convencionales. El esquema a nivel de bus de procesos comprende una red de comunicaciones mediante un sistema redundante PRP, el cual físicamente conecta todas las bahías, las cuales son lógicamente separadas mediante VLANs.

Dentro de esta misma red se establecen tráficos de mensajes SMV, GOOSE y sincronización de tiempo IEEE 1588v2/PTP. Adicionalmente, para cada sistema, se tiene asociado un reloj GPS para la sincronización de tiempo PTP también dentro de la red PRP.

Todos los relés disponen de tarjetas de comunicaciones que permiten el reporte de las señales en forma digital mediante el uso del protocolo IEC 61850-9-2 *sample values* e IEC 61850-8-1 GOOSE hacia los equipos disponibles en el nivel de estación.

Como se muestra en la figura **3.3** y **3.4**, toda la señalización análoga de corrientes y tensiones, de estados y alarmas proveniente de los equipos de patio se cablea directamente a las *merging units* de la bahía. Estas se encargan de hacer el envío de la información mediante protocolo IEC 61850-9-2 *sample values* e IEC 61850-8-1 GOOSE.

Para la digitalización de señales análogas, los equipos *merging units* tendrán conectadas las señales tensión y corriente pertenecientes a cada bahía y realizarán el muestreo de las señales de la siguiente manera:

- Para aplicaciones de protección el muestreo será de 80 muestras/ciclo.
- Para aplicaciones de registro de falla el muestreo será de 256 muestras/ciclo.

La red del bus de proceso está físicamente separada del bus de estación y está prevista únicamente para soportar los servicios de *sample values*, GOOSE y sincronización de tiempo IEEE 1588v2/PTP. Con esto se garantiza la mejor disponibilidad, tiempos de latencia y seguridad de la información.

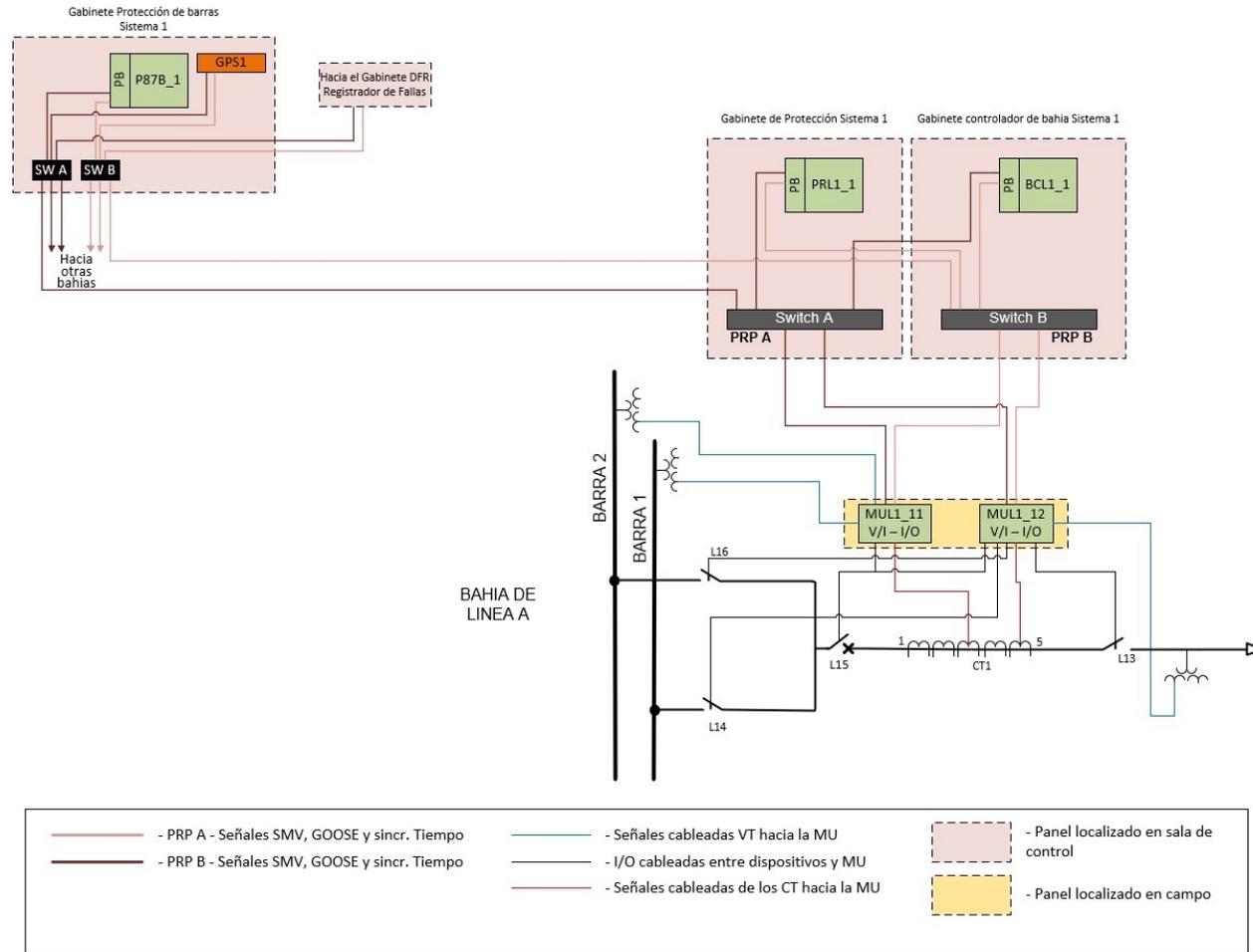


Figura 3.3: S/E existente digitalizada - Típico Bahía de línea. Arquitectura Bus de procesos Sistema 1. (Elaboración propia).

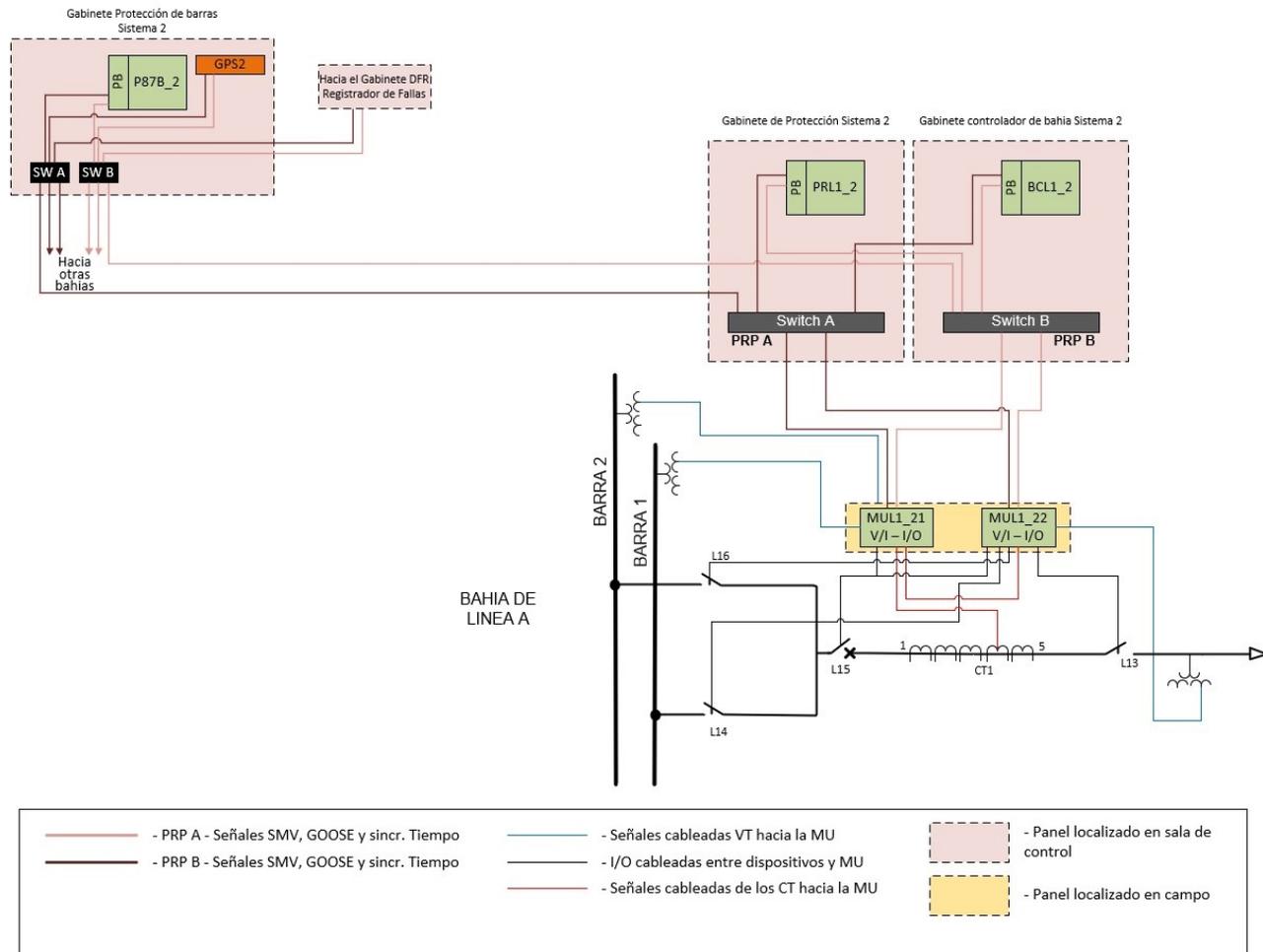


Figura 3.4: S/E existente digitalizada - Típico Bahía de línea. Arquitectura Bus de procesos Sistema 2. (Elaboración propia).

### **3.2.2. Arquitectura Nivel de estación**

En la figura **3.5** se muestra la Arquitectura de Bus de estación de la subestación existente digitalizada. La topología que se establece en el bus de estación está constituida por una red LAN bajo un esquema de redundancia sobre HSR donde se integran todos los equipos de nivel de estación conectados en dos anillos HSR: un anillo para el sistema 1 y otro para el sistema 2.

Está prevista para soportar los servicios de IEC 61850 Cliente/Servidor, IEC 60870-5-104, SNMP, SNTTP, IEEE 1588 Ed1 y Ed2, gestión de IED's y aquellos necesarios para integrar equipos/subsistemas que dispongan de protocolos TCP/IP al controlador de subestación.

El sistema de control de subestación (sistema de control de estación/gateway), tiene dos controladores de comunicación redundantes, para en el caso de falla en uno de ellos, el otro pueda respaldar su funcionalidad y evitar la pérdida de supervisión y control de la subestación. Además cuenta con la IHM y el PC de gestión.

El nivel de estación se encuentra ubicado físicamente en el edificio de control y concentra la información proveniente de los equipos del nivel de bahía, los cuales reportan vía el bus de estación mediante protocolo IEC 61850. Así mismo dispone de enlaces hacia el centro de control mediante protocolos IEC 60870-5-101 e IEC 60870-5-104.

Este nivel corresponde al mando desde la estación del operador del sistema de control. En estas estaciones se programa en los despliegues del sistema un botón de opciones excluyentes entre sí para la selección del nivel de operación:

- Local: Operación desde la estación de operación
- Remoto: Operación desde el Nivel 3

La conexión física del sistema de Nivel 3 (Centro de Control) con el Nivel 2, se hace vía un router en configuración redundante, el cual permite el enlace vía protocolo IEC 60870-5-104 garantizando la seguridad digital de las redes y clientes TCP/IP de la subestación.

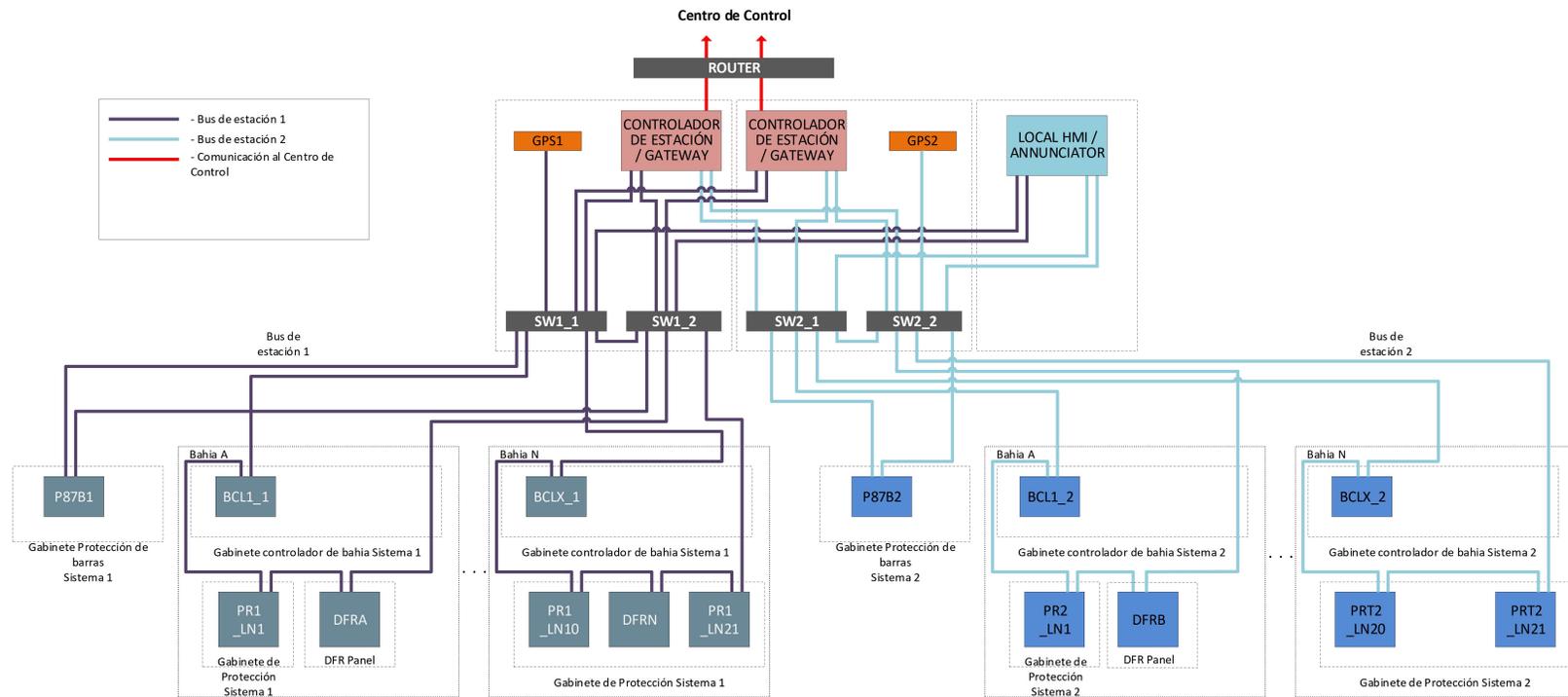


Figura 3.5: S/E existente digitalizada - Típico bahía de línea. Arquitectura general Bus de Estación. (Elaboración propia).

**Sincronización de tiempo:** este sistema está conformado por un GPS central redundante con protocolo PTP de acuerdo con el perfil IEC 61850-9-3 aplicable a sistemas de automatización de servicios de energía y que permite cumplir con una precisión de  $\pm 1\mu s$ , requerida para sincronización de *sample values*.

Los relojes del sistema contarán con las siguientes características:

- Un canal PTP V2 sobre PRP para sincronizar los IEDs de control y protección del bus de estación
- canal NTP/SNTP para sincronizar equipos que requieren este tipo de sincronización, como el sistema SICAM PAS, HMIs, etc.
- canal PTP V2 sobre PRP para sincronizar las *merging units* del bus de proceso.

### 3.2.3. Arquitectura bus de ingeniería

El bus de ingeniería que se plantea diseñar se muestra en la figura **3.6**, el cual permite la conexión de todos los dispositivos de nivel de bahía y nivel de procesos (*merging units*, relés de protección, controladores de bahía) con la PC de gestión.

Esto se lleva a cabo mediante la red de comunicaciones de la figura **3.6**, la cual es una red Ethernet dedicada basada en switches y firewalls redundantes de la LAN para establecer una conexión segura con el software de gestión.

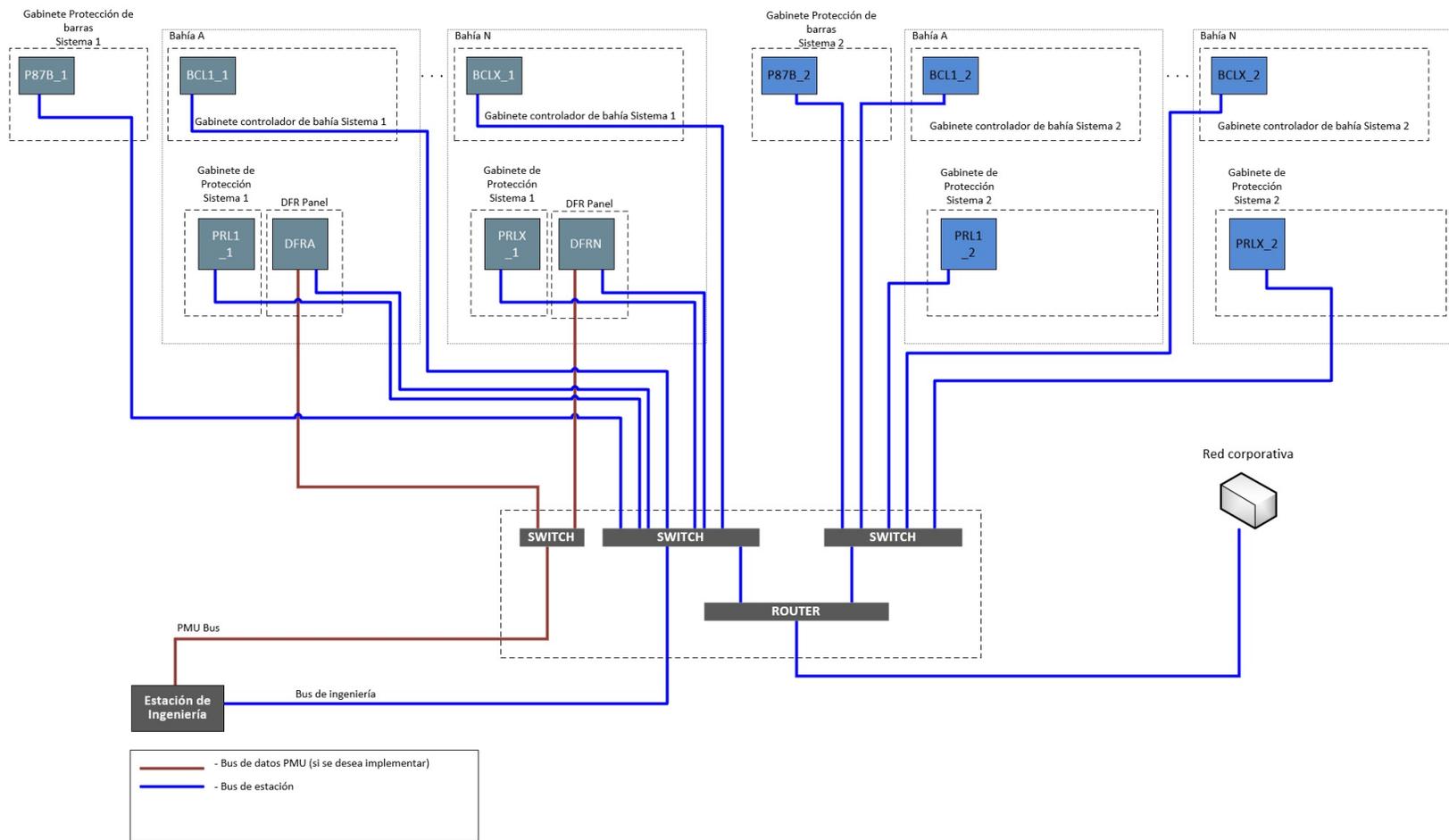


Figura 3.6: S/E existente digitalizada - Típico bahía de línea. Arquitectura Bus de Ingeniería. (Elaboración propia).

### 3.3. Selección de equipos Subestación digital

La selección de los equipos definidos dentro de este ítem abarca dispositivos de multi-fabricantes los cuales cumplen técnicamente con los requerimientos exigidos indicados en la sección de requerimientos para una subestación digital en Colombia.

**Merging units:** Siemens 6MU85 - Familia Siprotec 5. Es un equipo modular, ofrece la flexibilidad de ser expandible con las mismas características que actualmente cuentan los demás modelos de esta familia de dispositivos SIPROTEC 5. Puede incorporar los mismos módulos de expansión y módulos de comunicaciones dentro de su hardware y adaptarse a la necesidad de la aplicación. Además cuenta con módulos que permiten conectar señales desde los sensores de voltajes y corrientes asociados a instrumentos de medición no convencional (NCIT por sus siglas en inglés). Puede tener doble fuente de alimentación (Aumento en confiabilidad). Ver figura 3.7.



Figura 3.7: *Merging Unit* seleccionada para la S/E digital.

Los equipos, cuentan con varias interfaces de servicio a nivel de comunicación que se pueden equipar de acuerdo a lo que se necesiten y que se resumen en la tabla 3.1

**Tabla 3.1:** Interfases de comunicaciones 6MU85 Siemens.

Protocolos Ethernet	Redundancia Ethernet	Sincronización de tiempo	Protocolos seriales (opcional)
IEC 61850-9-2 SMV	HSR	IEEE 1588	IEC 60870-5-103
IEC 618650-8-1 MMS	PRP	PPS	DNP3
IEC 618650-8-1 GOOSE	RSTP	IRIG-B	
PMU	Dual Homing		
DNP3, IEC 60870-5-104, Modbus IP, Profinet,			

**Relés de protección de línea:** Siemens 7SL87 - Familia Siprotec 5. Este relé está diseñado específicamente para las aplicaciones de protección de líneas como protección diferencial de línea y protección de distancia. Con una estructura modular, flexible en hardware, apta para un entorno de subestaciones digitales. Puede incorporar funciones de control.

- Función principal: protección diferencial y de distancia
- Tripping: 1- polo y 3 – polos, tiempo mínimo tripping: 9ms
- Entradas y salidas: 12 variantes predefinidas con 4/4 o 8/8 transformadores de corriente/voltaje.
- De 5 a 31 entradas binarias y de 8 a 46 salidas binarias.

Tiene una interfaz frontal USB para parametrización local y mantenimiento y una interfaz posterior equipable con módulos de comunicaciones IEC 61850-8-1, IEC 61850-9-2, IEE1588v2/PTP, redundancia PRP, HSR y demás protocolos y estándares para la arquitectura de red propuesta. Ver figura 3.8.

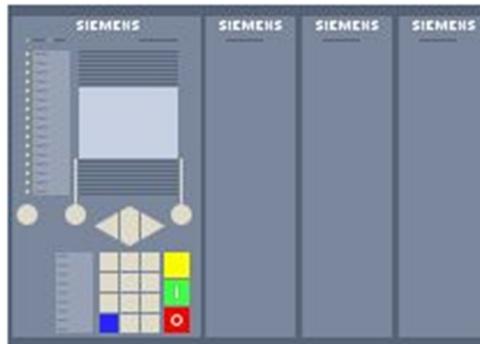


Figura 3.8: Protección de línea Siemens 7SL87.

**Relés de protección de barras:** Siemens 7SS85 - Familia Siprotec 5. Este relé permite configurar una protección de barra distribuida recibiendo los valores de medida de corrientes mediante *sampled measured values* (SMV) a través del bus de procesos como se muestra en la figura 3.9.

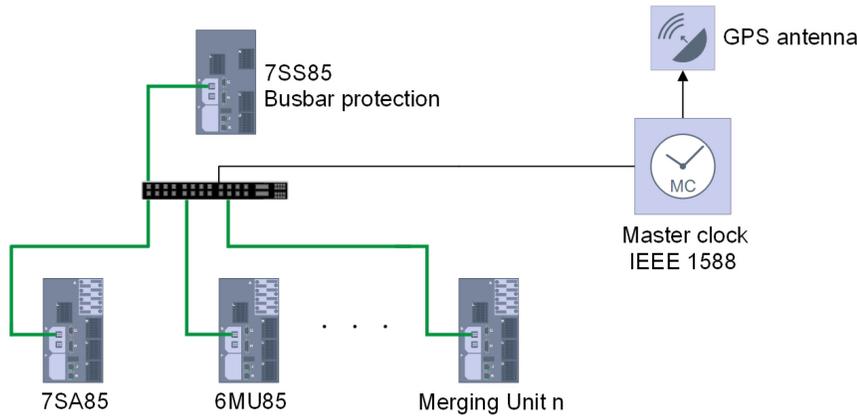


Figura 3.9: Protección de barras Siemens 7SS85 [11].

Tiene una interfaz frontal USB para parametrización local y mantenimiento y una interfaz posterior equipable con módulos de comunicaciones IEC 61850-8-1, IEC 61850-9-2, IEE1588v2/PTP, redundancia PRP, HSR y demás protocolos y estándares para la arquitectura de red propuesta.

**Registrador de fallas:** Siemens 7KE85 - Familia Siprotec 5. Es un equipo modular que integra funcionalidades de medida de sincrofasores (PMU) de acuerdo al IEEE C37.118 y medidas de calidad de energía de acuerdo al IEC 61000-4-30, además de los correspondientes registros de fallas con total compatibilidad con el IEC 61850, redundancia de red PRP, HSR, sincronización de tiempo IEEE1588v2/PTP y demás protocolos especificados para aplicaciones de subestaciones digitales. Ver figura 3.10.



Figura 3.10: Registrador de fallas SIEMENS 7KE85.

**Controlador de bahía:** Siemens 6MD86 - Familia Siprotec 5. Este puede equiparse con dos selectores de llave ubicados en su panel frontal: Selector Local/Remoto y selector Sin-Enclavamientos/Con-Enclavamientos.

Las opciones para el Selector Local/ Remoto son: Local: Operación desde el panel frontal del Controlador de Bahía. Remoto: - Operación desde el Nivel 2 (Estación de operación) - Operación desde el Nivel 3 (Centro(s) de Control)

Dado que es de la misma familia SIPROTEC 5, cuenta con las mismas funcionalidades que los anteriores relés para aplicaciones en subestaciones digitales.

**Controlador de estación:** SICAM AK3. Es un equipo altamente modular, cuenta con dos (2) tipos de rack, uno de nueve (9) slots (CM-2844) y otro de dieciséis (16) slots (CM-2846). Ver figura 3.11. Apto para la transmisión de datos por protocolos basados en Ethernet - TCP/IP, entre los cuales se encuentran el protocolo IEC 60870-5-104, IEC 61850 (Versión 1 y Versión 2), Modbus TCP, entre otros. Además de protocolos Seriales RS232/RS422/RS485.



Figura 3.11: Controlador de estación SICAM AK3.

**Switches de red de comunicaciones:** Siemens RST2228. Estos equipos son modulares y permiten seleccionar opciones Ethernet eléctrico (RJ45) o Ethernet en Fibra óptica con sus diferentes conectores. Ver figura 3.12. Los puertos Ethernet tienen las siguientes características:

- 4 x 100Base-x /10GBase-x puertos.
- Hasta 24 x 10/100/1000Base-X puertos.
- 6 x 4 puertos para mayor flexibilidad.
- Conectores industriales estándar: RJ45, LC SFP.
- Cobre y transceivers ópticos multimodo y monomodo.



Figura 3.12: Switch SIEMENS Ruggedcom RST2228

Estos permiten la configuración de las siguientes características:

- RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol): el cual permite la implementación de redes redundantes.
- SNMP (Simple Network Management Protocol): permite la supervisión de diversas variables de estado y alarmas del dispositivo.
- SNTP: Permite la sincronización de tiempo.
- IEEE 1588 v2 con estampa de tiempo en hardware.

**Equipo sincronizador de tiempo:** MEINBERG LANTIME M1000. El GPS recibe señales de varios satélites del sistema GPS. Cuenta con su sistema operativo Linux, el cual permite la configuración del sistema y el soporte de protocolos adicionales de red como: HTTP(S), FTP, SSH y telnet. Ver figura 3.13. Tiene las siguientes características:

- Hasta dos módulos de referencia de reloj (modo redundante).
- Hasta dos fuentes de alimentación de alta eficiencia (disponibles en versiones AC y DC)
- Módulo de procesador central que provee sincronización de tiempo NTP/SNTP y configuración y administración de las interfaces.
- Entradas de referencia para 2.048MHz, 2.048MBits. IRIG, 1PPS, 10MHz, IEEE-1588



Figura 3.13: GPS sincronizador de tiempo Meinberg M1000.

### 3.4. Modelamiento del sistema de potencia Subestación convencional existente

Llevar a cabo el modelamiento de un sistema de potencia en el sistema eléctrico Colombiano requiere tomar de referencia la base de datos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los datos técnicos registrados en el sistema de información de parámetros técnicos (PARATEC) [61].

En el anexo D se resumen los datos técnicos considerados en el modelo del sistema para concentrar el análisis en la subestación de estudio. Con la red de interés modelada como se muestra en la figura 3.14 se pueden correr diferentes análisis como el estudio de flujo de carga y el análisis de cortocircuito.

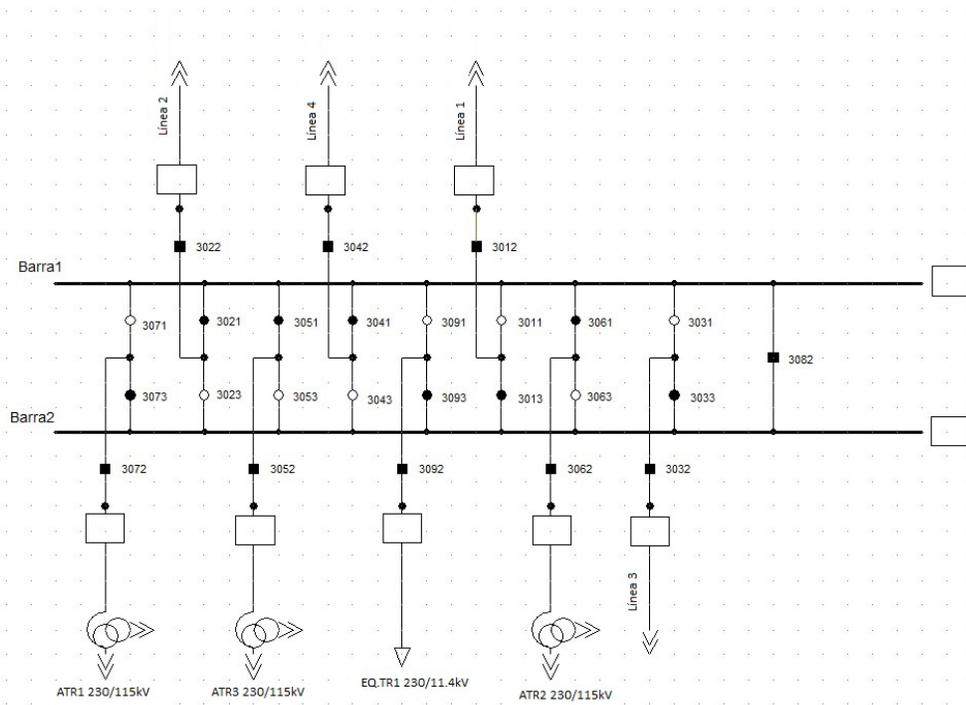


Figura 3.14: Subestación de estudio modelada en Digsilent.

Con el estudio de flujo de carga se analiza el funcionamiento del sistema en estado estable, el cual permite conocer el perfil de tensión en las subestación de estudio y adyacentes a ésta, distribución de flujos de potencia y cargabilidad de los equipos de transmisión/transformación en el área de influencia. En estado estacionario del sistema se debe garantizar tensiones de las barras entre el 90% y el 110% de su tensión nominal y en el caso de alimentadores y transformadores se consideran flujos de potencia aceptables cuando sean iguales o menores del

100% de la capacidad portadora. Con el análisis de cortocircuito se logra diseñar el sistema de protecciones correspondientes, ya que se lleva a cabo niveles de estudio de corto para falla trifásica y de una fase a tierra (falla monofásica). Para el caso de estudio, las evaluaciones se harán considerando los resultados del flujo de carga antes de la falla.

### **3.4.1. Análisis corrientes de falla**

Con el análisis de cortocircuito se conoce la corriente de falla a través del sistema y el voltaje debido a la falla en los diferentes nodos dentro de la red. También es importante conocer la amplitud de la corriente en algún punto asociada a la operación del rele de protección para así despejar la falla con la discriminación precisa.

Los parámetros a considerar dentro del análisis de falla son:

1. En que punto del sistema se aplica la falla.
- 2.Cuál es el tipo de falla: la fase o fases afectada.
3. Cuáles líneas o feeders son afectados
4. Cuáles elementos en específico son afectados.
5. Secuencia a considerar para la corriente y voltaje
6. Máxima y mínima corriente de falla.
7. Método a ser aplicado: IEC 60909, ANSI, VDE 0102, etc. (Para el caso del estudio en cuestión se trabaja el análisis de corto en base al método completo).

Se lleva a cabo corrientes de cortocircuito para fallas trifásicas, bifásica y falla fase a tierra tanto sólidas como a ciertas impedancias.

Fallas sólidas en la línea protegida: Con estas fallas se busca determinar el alcance real de zona 1 para las protecciones; fallas sólidas en las líneas adyacentes de las líneas protegidas: Con estas fallas se busca determinar el alcance real de zona 2 y zona 3, el cual se afecta debido al efecto infeed producido por los aportes de las demás líneas adyacentes a la línea bajo estudio; Fallas resistivas en la línea protegida: se calculan fallas resistivas al 10%, 50% y 99% de las líneas para establecer la impedancia máxima a la cual los relés de distancia detectarían fallas resistivas.

Finalmente se modela en el sistema un CT de 800:5A con clase de protección 5P20, el cual soportaría una corriente de hasta 16kA sin saturarse; así mismo se modela un transformador de tensión de 230kV/120V y de esta manera adecuar el relé de protección distancia modelado en DIGSILENT, haciendo uso de la librería que incluye la referencia SIEMENS 7SA522.

---

## Capítulo 4

# Casos de estudio

---

En este capítulo se presenta la subestación convencional existente y su esquema de protección y arquitectura de red.

### 4.1. Subestación Típica 230kV existente - Doble barra

La Subestación típica 230kV existente está diseñada en configuración doble barra, consta de tres bahías de bancos de transformadores de 56 MVA (230 /115 kV) y uno de 56 MVA (230/11.4 kV) y de cuatro bahías de líneas 230 kV que se identifican como: línea 1, Línea 2, Línea 3 y Línea 4. De acuerdo con los estudios de cálculo del SIR (Source-to-Line Impedance Ratio) de las líneas de la subestación en cuestión, las líneas son consideradas líneas medias.

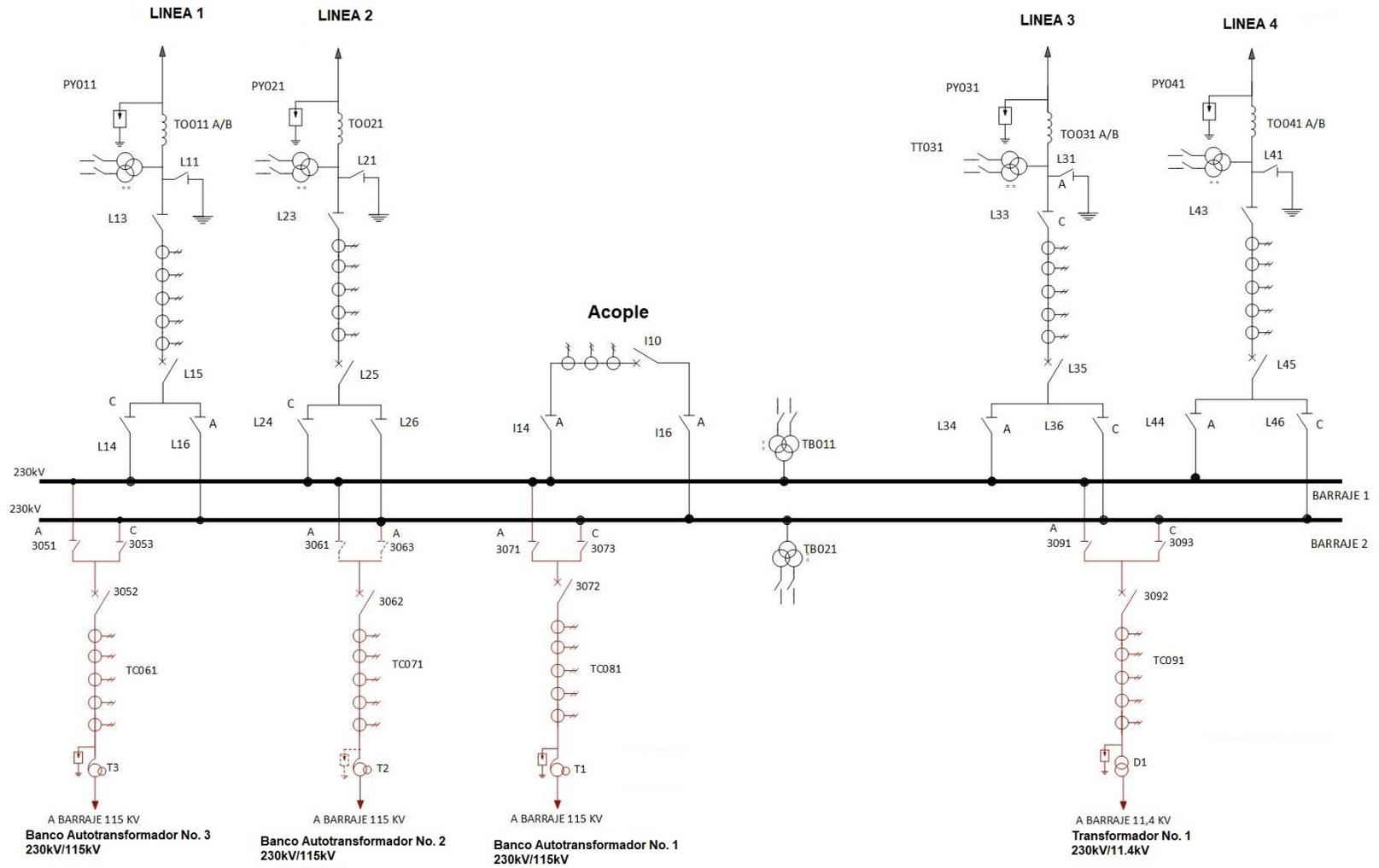


Figura 4.1: Unifilar Subestación típica 230kV existente.

### Bahía de línea Típica: Línea 1 de 230kV

Dado que interesa realizar el análisis de digitalización a una bahía de línea para evaluar el comportamiento de las protecciones eléctricas en una subestación digital, se toma como bahía la asociada a la línea 1 de 230kV, como se detalla en la figura 4.2.

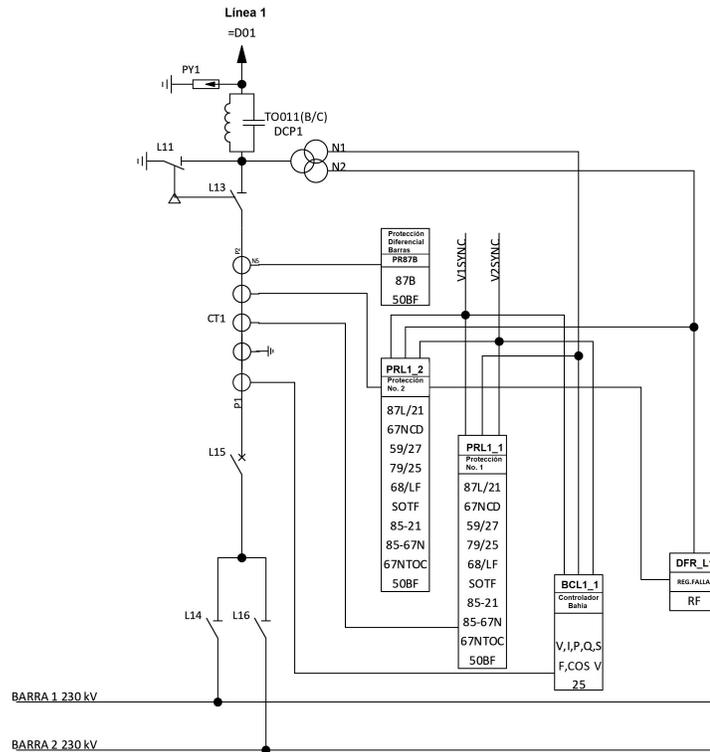


Figura 4.2: Bahía de Línea 1 - 230kV

## 4.2. Esquema de protección

El esquema de protección de línea implementado en la Subestación 230 kV existente, está compuesto por dos protecciones multifunción SIEMENS SIPROTEC 5 tipo 7SL87, definidas como protección principal (PP1) y protección secundaria (PP2) (Ver detalle en figura 4.2).

Las funciones de protección ajustables en estos dispositivos son las siguientes:

- 87L: Diferencial de Línea.
- 21: Distancia.
- 50/51: Sobrecorriente de tiempo definido y de tiempo inverso para fases.

- 50N/51N: Sobrecorriente de tiempo definido y de tiempo inverso para tierra.
- 67N: Sobrecorriente direccional a tierra temporizada y en comparación direccional.
- 59: Sobretensión.
- 27: Baja tensión.
- 50BF: Falla Interruptor.
- 79: Recierre.
- 25: Verificación de Sincronismo.
- 68: Oscilación de potencia.

### **4.3. Arquitectura del Sistema de Control Subestación existente 230 kV**

La arquitectura lógica del sistema de automatización para la subestación existente está conformada por cuatro niveles jerárquicos de control. En la figura **4.3** se detalla el esquema actual.

La red Ethernet es una red LAN única a nivel de subestación, campo y proceso, donde se integran directamente los equipos de Nivel 0, Nivel 1 y Nivel 2. Está constituida por todos los relés conectados en dos anillos HSR enlazados a una red PRP. Para realizar el enlace entre las redes HSR a la red PRP se utilizan cuatro equipos RedBox, dos para la red LAN PRP A (uno por cada anillo) y dos para la red LAN PRP B (uno por cada anillo). Las dos RedBox usadas para el enlace con la red PRP A se conectan a un switch Ruggedcom RX1501 y las otras dos RedBox usadas para el enlace con la red PRP B se conectan a otro switch Ruggedcom RX1501.

La unidad central diferencial de barras se conecta a la red LAN PRP A y PRP B a través de un equipo RedBox y a su vez este equipo se conecta a cada switch Ruggedcom RX1501.

La unidad central diferencial de barras posee dos interfaces eléctricas RJ45 para integrarse directamente a la red LAN.

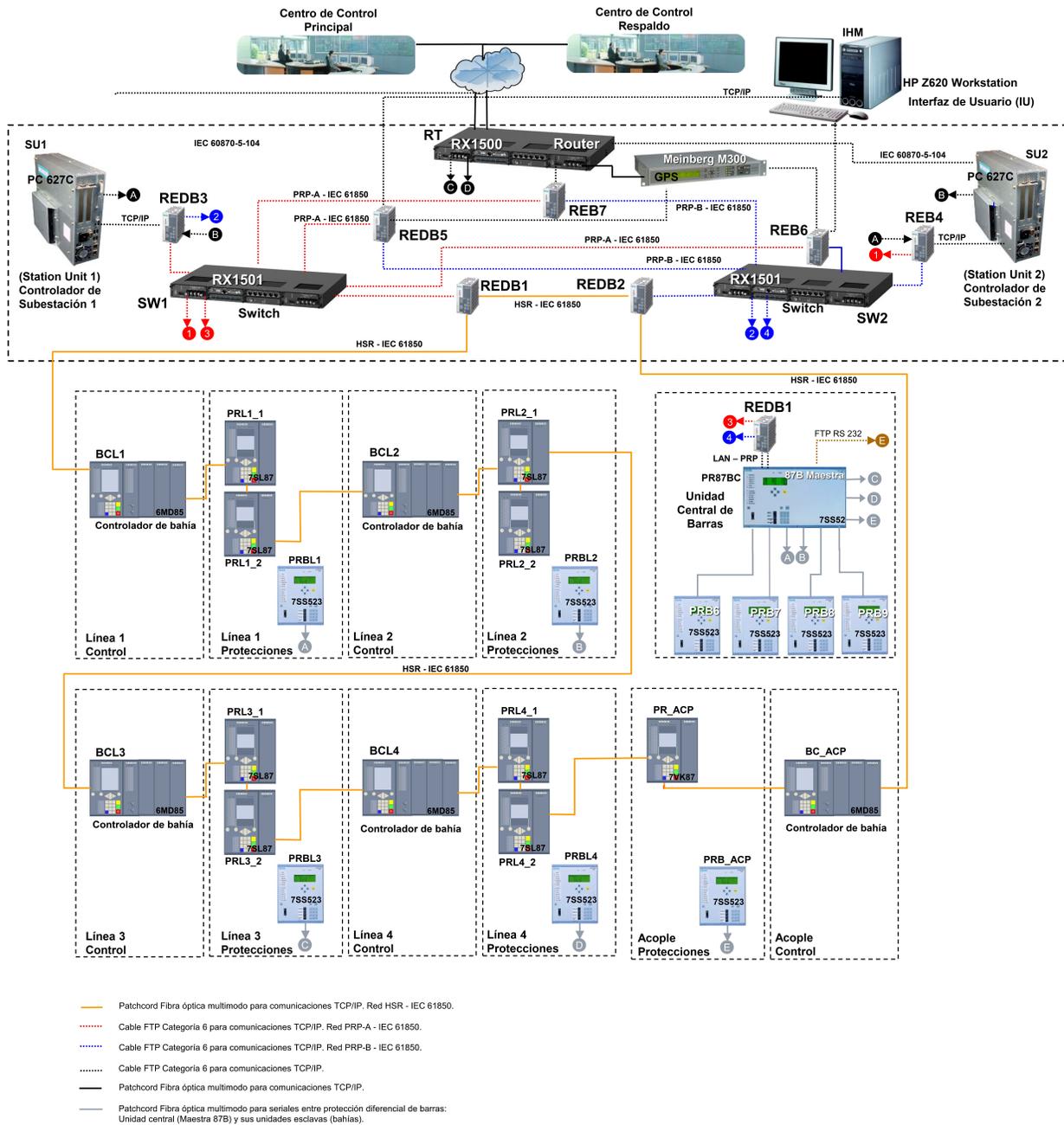


Figura 4.3: Red de comunicaciones. Típico 230kV existente.

Las comunicaciones asociadas entre estos niveles se describen a continuación.

**Nivel 0:** A éste nivel se encuentran los transformadores, interruptores, seccionadores y demás dispositivos de alta tensión y los equipos de servicios auxiliares de la subestación. La adquisición de datos se hace mediante cableado convencional a las señales individuales de entradas digitales, salidas digitales de los IED's de campo asociados con los equipos de

potencia en el patio de la subestación.

**Nivel 1:** Hace parte los controladores de bahía (6MD85), asociado a cada bahía de la subestación, encargados de la adquisición de datos digitales y análogos, cálculos, acciones de control, enclavamientos y operación local a través de la interfaz de usuario de nivel 1 (incluidas en los controladores de bahía). También cuenta con los relés de protección que adquieren datos digitales y análogos, cálculos, acciones de control y enclavamientos. La adquisición de datos se hace mediante cableado convencional a las señales individuales de entradas digitales, salidas digitales y entradas análogas de los IEDs de campo asociados con los equipos de potencia en el patio de la subestación.

**Nivel 2:** Involucra el sistema SICAM PAS (Sistema de Automatización de Potencia - Siemens), el cual trabaja sobre un computador tipo industrial, que concentra la información de la subestación con el fin de procesarla y enrutarla a los diferentes destinatarios; se procesa la información proveniente de campo mediante el protocolo IEC 61850 y el IEC 60870-5-101 Master/Slave y hacia el centro de control mediante el protocolo IEC60870-5-104.

**Nivel 3:** Corresponde al sistema remoto de información, al cual se le denomina Centro de Control.

---

## Capítulo 5

# Análisis de resultados

---

En este capítulo se exponen los resultados obtenidos, con su respectivo análisis y la comparación de la disponibilidad y confiabilidad de los sistemas de medida, control y protecciones mediante los índices de desempeño MTTF, MTTR y MTBF y la comparación del desempeño de las protecciones eléctricas basados en los tiempos de respuesta para el despeje de falla para la subestación eléctrica existente convencional y digital.

### 5.0.1. Disponibilidad y confiabilidad de la subestación convencional existente

De acuerdo a la arquitectura de red de comunicaciones de la subestación existente indicada en la figura 4.3, se establece lo siguiente para efectos de calcular la disponibilidad y confiabilidad de la subestación convencional existente:

- Las funciones del sistema de control y supervisión en el nivel 1 de la subestación se logra debido a la disponibilidad propia de cada controlador de bahía.
- La subestación puede operarse solo contando con la disponibilidad del sistema a nivel 1, es decir sin contar con la interfase de usuario (IU) de nivel 2. Por tanto, debe garantizarse la disponibilidad de todos los controladores de bahía.
- La disponibilidad de que el sistema de automatización de nivel 2 esté recibiendo datos está dada por la disponibilidad de alguno de los switches y alguna de las redbox, así como uno de los dos controladores de subestación (station units) operativos.

Adicionalmente para los equipos y demás componentes del sistema convencional, se investigan los valores MTBF, MTTR y MTTF, y se calcula la disponibilidad de cada elemento, la tasa de falla y si es requerido en el análisis, como se consolida en la tabla 5.1.

**Tabla 5.1:** Parámetros para calculo de disponibilidad y confiabilidad de los elementos del sistema convencional.

NOMENCLATURA	COMPONENTE	REFERENCIA	MTBF (=MTTF+MTTR) (Años)	MTTR (Horas)	MTBF (=MTTF+MTTR) (Horas)	MTTF (=MTBF-MTTR) (Horas)	Disponibilidad	Tasa de falla ( $\lambda$ )	Requerido cálculo Solución convencional
GPS	Equipo sincronizador de Tiempo	MEINBERG M300	20,56	2	177620	177618	0,999988740	5,63006E-06	NO
IHM	IHM Work Station	HP Z620 Workstation	5,71	4	50000	49996	0,999920000	2,00016E-05	SI
SU	Station Unit (Controlador de subestación)	SIMATIC BOX PC 627C	39,04	4	342000	341996	0,999988304	2,92401E-06	SI
RT	Router	RX1500	173,80	4	1522488	1522484	0,999997373	6,56821E-07	NO
SW	Switch de estación	RX1501	587,90	4	5150004	5150000	0,999999223	1,94175E-07	SI
PRLx.1	Protección principal 1 de Línea x	7SL87	600	8	5256000	5255992	0,999998478	1,90259E-07	SI
PRLx.2	Protección principal 2 de Línea x	7SL87	600	8	5256000	5255992	0,999998478	1,90259E-07	SI
PR_ACP	Protección de acople	7SJ85	600	8	5256000	5255992	0,999998478	1,90259E-07	SI
PRBLx/PRB.ACP	Protección de barras bahía Línea x/acople	7SS52	600	8	5256000	5255992	0,999998478	1,90259E-07	SI
PR8TBC	Protección de barras unidad central	7SS52	600	8	5256000	5255992	0,999998478	1,90259E-07	SI
BCLx	Controlador de bahía de Línea x/control SSAA	6MD85	600	8	5256000	5255992	0,999998478	1,90259E-07	SI
REDB	Red Box	Scalance X204RNA EEC PRP/HSR	67,64	4	592526,4	592522,4	0,999993249	1,6877E-06	SI

De acuerdo a los criterios indicados anteriormente y a partir de la arquitectura de control de la figura 4.3, se construye el diagrama de bloques para la disponibilidad y confiabilidad del Sistema de control, protección y medida de la subestación existente como se muestra en la figura 5.1.

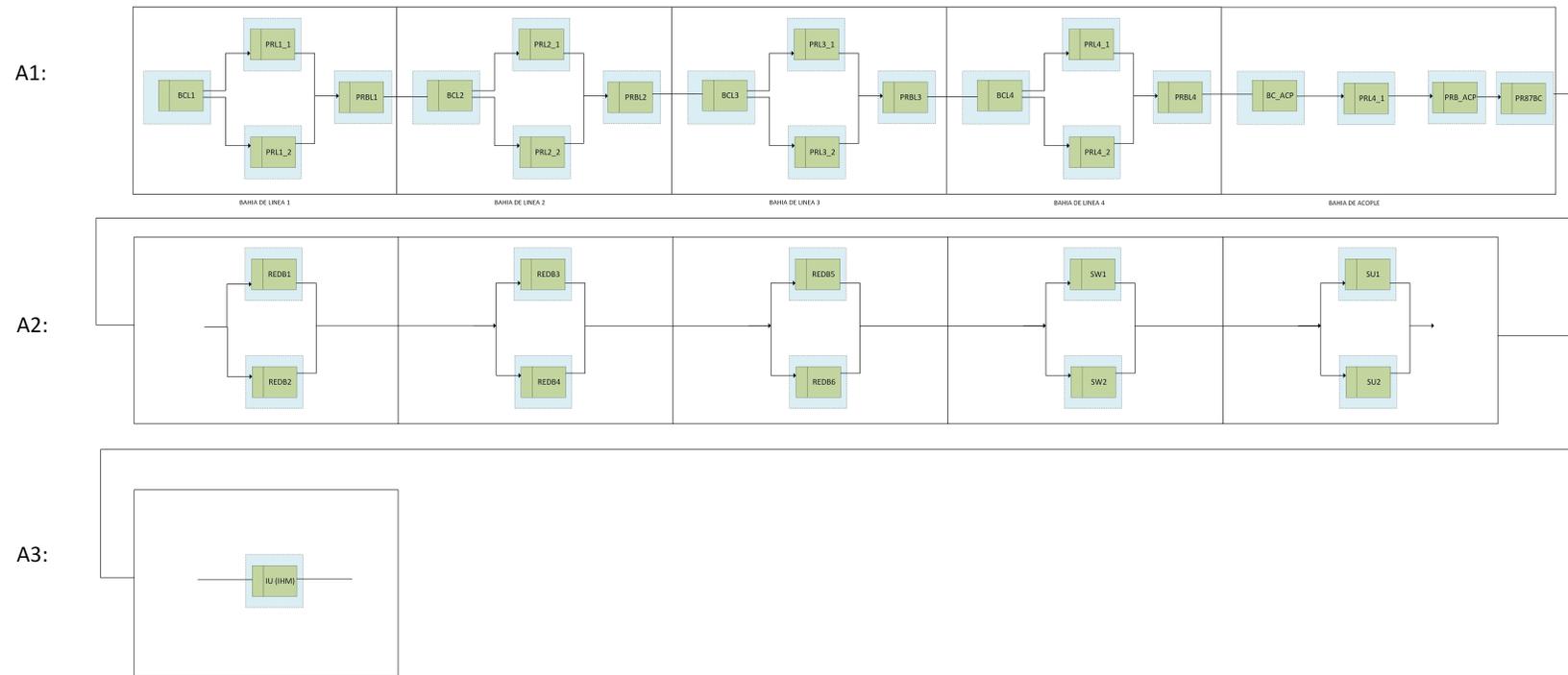


Figura 5.1: Diagrama de bloques confiabilidad y disponibilidad del Sistema. Subestación convencional. (Elaboración propia).

## 5.0.2. Disponibilidad y confiabilidad de la subestación digital

Para la subestación digital, de acuerdo a la arquitectura de red propuesta se construye el diagrama de bloques para la confiabilidad y disponibilidad del sistema y adicionalmente para los equipos y demás componentes del sistema digital, se investigan los valores MTBF, MTTR y MTTF, y se calcula la disponibilidad de cada elemento, la tasa de falla y si es requerido en el análisis, como se consolida en la tabla 5.2.

**Tabla 5.2:** Parámetros para calculo de disponibilidad y confiabilidad de los elementos del sistema digital.

NOMENCLATURA	COMPONENTE	REFERENCIA	MTBF (=MTTF+MTTR) (Años)	MTTR (Horas)	MTBF (=MTTF+MTTR) (Horas)	MTTF (=MTBF-MTTR) (Horas)	Disponibilidad del Sistema	Tasa de falla ( $\lambda$ )	Requerido cálculo Solución digital
GPS	Equipo sincronizador de Tiempo	MEINBERG M1000	20,55787037	2	177620	177618	0,99998874	5,63006E-06	SI
IHM (IU1, IU2)	IHM Work Station (Interfase de usuario)	HP Z620 Workstation	5,707762557	4	50000	49996	0,99992	2,00016E-05	SI
SU	Station Unit (Controlador de subestación)	SICAM AK3	39,04109589	4	342000	341996	0,999988304	2,92401E-06	SI
RT	Router	RX1500	173,8	4	1522488	1522484	0,999997373	6,56821E-07	SI
SWE	Switch de estación	RST2228	587,9	4	5150004	5150000	0,999999223	1,94175E-07	SI
SWP	Switch de procesos	RST2228	587,9	4	5150004	5150000	0,999999223	1,94175E-07	SI
PRLx_1	Protección principal 1 de Línea x	7SL87	600	8	5256000	5255992	0,999998478	1,90259E-07	SI
PRLx_2	Protección principal 2 de Línea x	7SL87	600	8	5256000	5255992	0,999998478	1,90259E-07	SI
PRACP	Protección de acople	7SJ85	600	8	5256000	5255992	0,999998478	1,90259E-07	SI
PR87B	Protección de barras	7SS85	600	8	5256000	5255992	0,999998478	1,90259E-07	SI
BCLx_1	Control de bahía 1 de Línea x	6MD85	600	8	5256000	5255992	0,999998478	1,90259E-07	SI
BCLx_2	Control de bahía 2 de Línea x	6MD85	600	8	5256000	5255992	0,999998478	1,90259E-07	SI
BCAP	Control de bahía de acople	6MD85	600	8	5256000	5255992	0,999998478	1,90259E-07	SI
MU	Merging Unit	6MU85	600	8	5256000	5255992	0,999998478	1,90259E-07	SI

Para el análisis de disponibilidad y confiabilidad de la subestación digital, se plantean dos escenarios que involucran ambos sistemas a nivel del bus de procesos, como se explican a continuación:

**Digital-Escenario 1:** Dado que cada sistema 1 y sistema 2 a nivel de procesos son totalmente independientes entre si y no tienen interacción el uno con el otro, se va a suponer la disponibilidad de **alguno de los dos sistemas e internamente la disponibilidad de todos sus elementos** para evaluar la disponibilidad y confiabilidad de todo el sistema de control, protecciones y medida dentro de la subestación eléctrica. Adicionalmente, se tiene en cuenta lo siguiente:

- El sistema de control, protecciones y medida se constituye por dos sistemas totalmente independientes entre si asociado a cada bahía o campo de la subestación eléctrica que hacen parte del bus de procesos.
- El Sistema de control y supervisión de nivel 1 se logra debido a la disponibilidad propia de alguno de los dos sistemas indicados en el ítem anterior.

- **La subestación puede operarse solo contando con la disponibilidad de uno de los dos sistemas que conforman el nivel de procesos y que tienen interacción con el bus de estación de nivel 1**, es decir sin contar con la interfase de usuario (IU) de nivel 2. Por tanto, debe garantizarse la disponibilidad de todos los controladores de bahía de uno de los dos sistemas del bus de procesos.
- La disponibilidad de que el sistema de automatización de nivel 2 esté recibiendo datos está dada por la disponibilidad de alguno de los switches, así como uno de los dos controladores de subestación (station units) operativos.

De acuerdo a los criterios indicados anteriormente y a partir de la arquitectura de control para la subestación digital indicada en las figuras **3.3**, **3.4** y **3.5**, se construye el diagrama de bloques para la disponibilidad y confiabilidad del Sistema de control, protección y medida de la subestación existente digitalizada del escenario 1 como se muestra en la figura **5.2**.

Diagrama de bloques Confiabilidad y disponibilidad del sistema Subestación Digital  
Escenario 1



Figura 5.2: Diagrama de bloques confiabilidad y disponibilidad del Sistema. Subestación Digital Escenario 1 (Elaboración propia).

**Digital-Escenario 2:** Aunque cada sistema 1 y sistema 2 a nivel de procesos son totalmente independientes entre si y no tienen interacción el uno con el otro, **la disponibilidad de alguno de los elementos que hacen parte internamente de cada sistema permite la comunicación desde el bus de procesos al bus de estación** y por tanto hay una interacción activa de los diferentes equipos de nivel de procesos, nivel de bahía y nivel de estación requeridos para la operación correcta de todo el sistema de control, protecciones y medida dentro de la subestación eléctrica. Adicionalmente, se tiene en cuenta lo siguiente:

- El sistema de control, protecciones y medida se constituye por dos sistemas totalmente independientes entre si asociado a cada bahía o campo de la subestación eléctrica que hacen parte del bus de procesos.
- El Sistema de control y supervisión de nivel 1 se logra debido a la disponibilidad propia de alguno de los elementos internos de cada sistema indicados en el ítem anterior.
- **La subestación puede operarse solo contando con la disponibilidad de alguno de los elementos internos de cada sistema que conforman el nivel de procesos y que tienen interacción con el bus de estación de nivel 1**, es decir sin contar con la interfase de usuario (IU) de nivel 2. Por tanto, debe garantizarse la disponibilidad de todos los controladores de bahía de uno de los dos sistemas del bus de procesos.
- La disponibilidad de que el sistema de automatización de nivel 2 esté recibiendo datos está dada por la disponibilidad de alguno de los switches, así como uno de los dos controladores de subestación (station units) operativos.

De acuerdo a los criterios indicados anteriormente y a partir de la arquitectura de control para la subestación digital indicada en las figuras **3.3**, **3.4** y **3.5**, se construye el diagrama de bloques para la disponibilidad y confiabilidad del Sistema de control, protección y medida de la subestación existente digitalizada del escenario 2 como se muestra en la figura **5.3**.

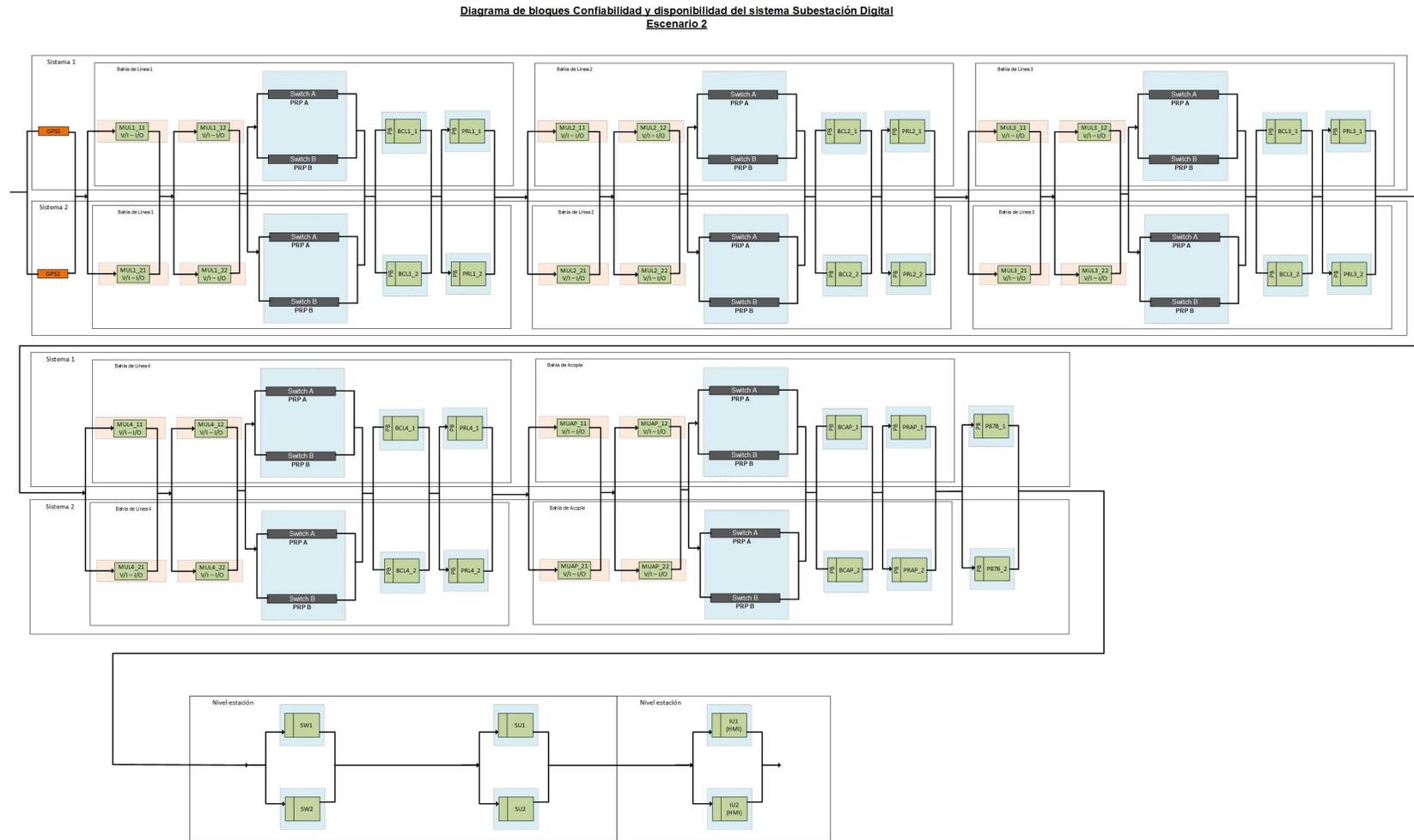


Figura 5.3: Diagrama de bloques confiabilidad y disponibilidad del Sistema. Subestación Digital Escenario 2 (Elaboración propia).

### 5.0.3. Comparación Disponibilidad y Confiabilidad de la subestación convencional vs digital

En el anexo H se consigna detalle de los cálculos que arrojan los resultados de disponibilidad y confiabilidad del sistema tanto para el convencional como para cada escenario propuesto de la solución digital.

#### **Disponibilidad del Sistema - Subestación convencional vs Digital-Escenario 1:**

En la figura 5.4 se observa la disponibilidad del sistema de la subestación existente convencional vs Digital-Escenario 1. En esta figura se puede evidenciar que la subestación digital-Escenario 1 ofrece un porcentaje de disponibilidad mejor a la solución convencional; como se muestra en la figura 5.5, esto se traduce en que hay una probabilidad de que solo se produzca al año un tiempo de caída del sistema de 261,4 ms con respecto a la subestación convencional que puede caer 9,47 minutos (568,313s) al año. Así mismo, para el caso de las bahías de línea y el acople solo se produciría una probabilidad de caída del sistema del orden de los 1,15 milisegundos, lo que prácticamente asegura que en un año esté mayormente operando estos sistemas.

La razón que explica dicho resultado para el caso de la subestación digital-Escenario 1 es porque se han establecido los dos sistemas 1 y 2 para cada bahía o campo a nivel de procesos, que significa redundancia para la operación tanto para el bus de procesos como a nivel de los demás equipos de estación de nivel 1 y 2. Esto da garantía plena para supervisión y control de la subestación y lo más importante siempre disponibilidad a nivel del sistema de protecciones que salvaguarda los activos y elementos de la subestación ante una eventualidad de falla o condición anormal del sistema.

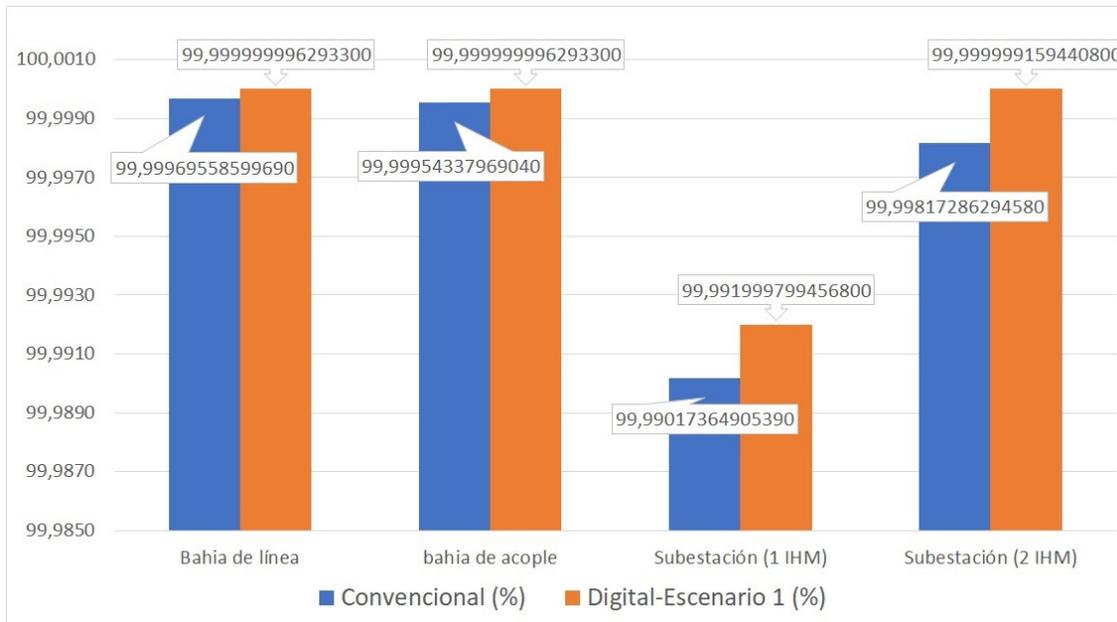


Figura 5.4: Disponibilidad del Sistema Subestación convencional vs Digital-Escenario 1.

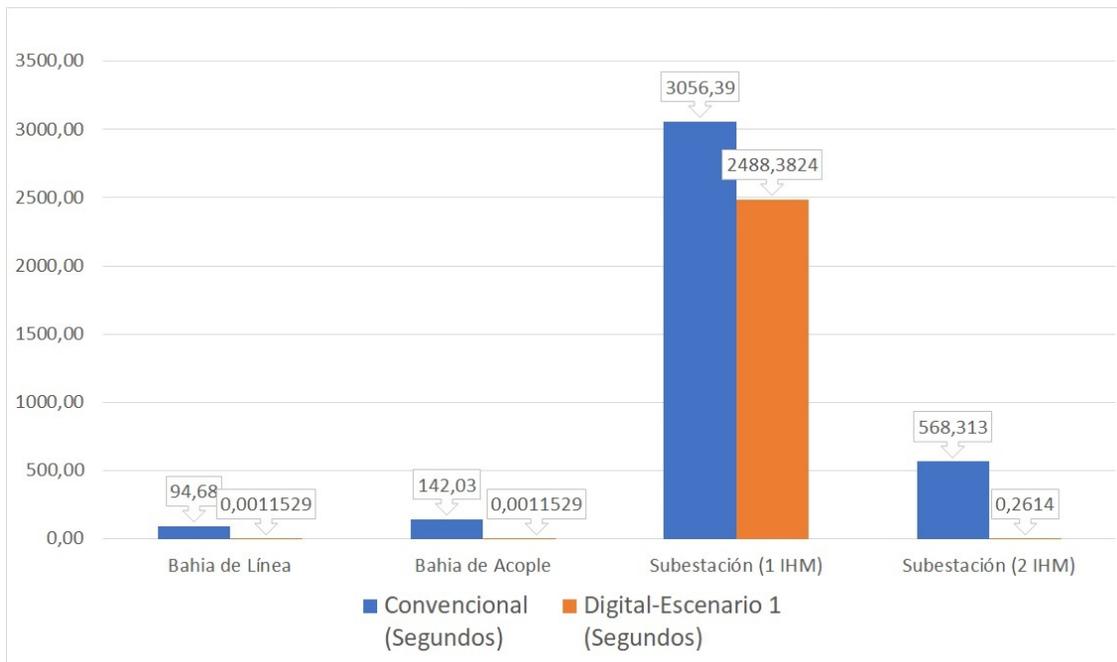


Figura 5.5: Caída del Sistema en un año (8640 horas). Subestación convencional vs Digital-Escenario 1.

Respecto a la confiabilidad del sistema de la propuesta digital-Escenario 1, en la figura 5.6 y figura 5.7 se muestran los resultados correspondientes para cada tipo de subestación.

### **Confiabilidad del Sistema - Subestación convencional vs Digital-Escenario 1:**

Recordemos que la confiabilidad se puede interpretar como la probabilidad de que un sistema, elemento o componente lleve a cabo su función adecuadamente durante un período bajo condiciones operacionales previamente definidas y constantes.

De estos resultados puede observarse que con respecto a la subestación convencional, la subestación digital-Escenario 1 ofrece mejor probabilidad de que todo el sistema esté operando correctamente durante un lapso de tiempo mirando una proyección de hasta dos años sin alguna falla prevista acorde a la propuesta de digitalización diseñada, lo cual es bueno para garantizar por ejemplo que durante la ventana de un año esté funcionando correctamente un 96,82 % frente al 95,47 %, es decir una diferencia del 1,4 % mayor confiabilidad.

Al extender el análisis a una ventana de tiempo mayor de hasta 20 años, de acuerdo con la figura 5.8, puede verse que desde el punto de vista de la subestación digital basadas en el escenario 1, por hasta cuatro años de manera ininterrumpida el sistema opera bajo las condiciones planteadas con mejor respuesta que la subestación convencional. Sin embargo, después de los 4 años hay más probabilidad que alguna parte del sistema que conforma la subestación digital pueda verse afectada si se pretende que trabajen ininterrumpidamente todo ese tiempo. Esto se explica por el hecho que como quiere verse el sistema 1 y 2 del nivel de procesos soportando ambos al mismo tiempo comunicación hacia el nivel de estación para el control y supervisión de toda la subestación, hace que se vea mayor la caída de la confiabilidad de toda la subestación eléctrica. Esto no quiere decir que la subestación digital basadas en este escenario se deteriore más y por tanto haga que sea inestable la seguridad de la subestación. Solo indica que si se quiere ser exigentes en que se salvguarde en todo momento ambos sistemas para operar, obviamente desde ese punto de vista la confiabilidad decae más rápido que la solución convencional sin interrupción al año 20 (cayendo un 12,26 %, respecto a lo que se esperaría con la solución convencional).

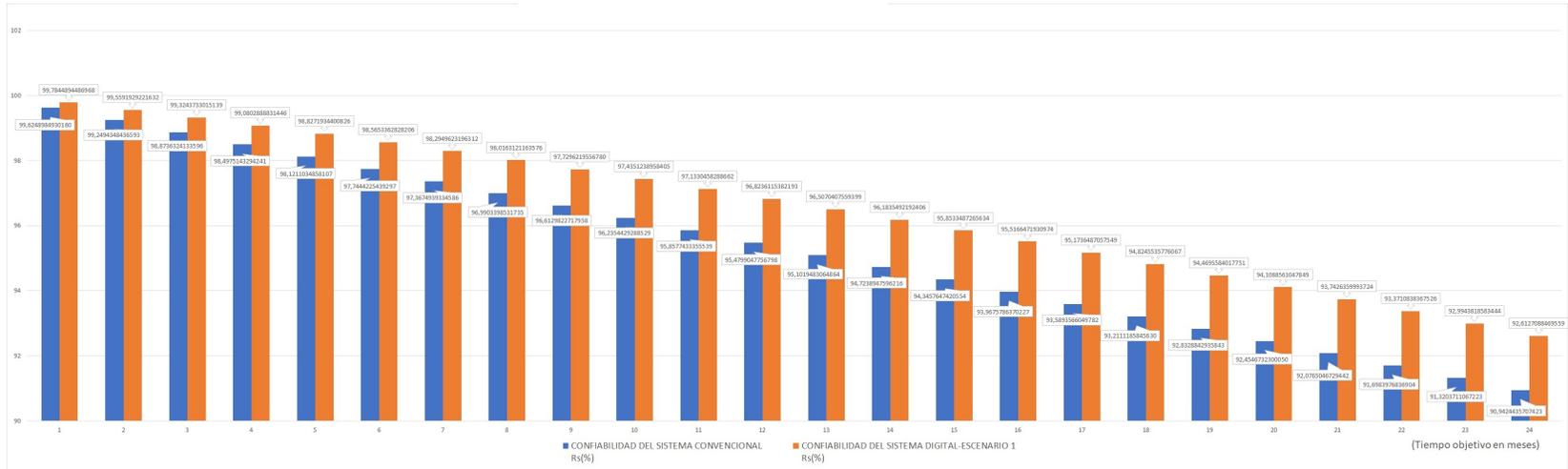


Figura 5.6: Confiabilidad del sistema. Subestación convencional vs Digital-Escenario 1 (De 1 a 24 meses).

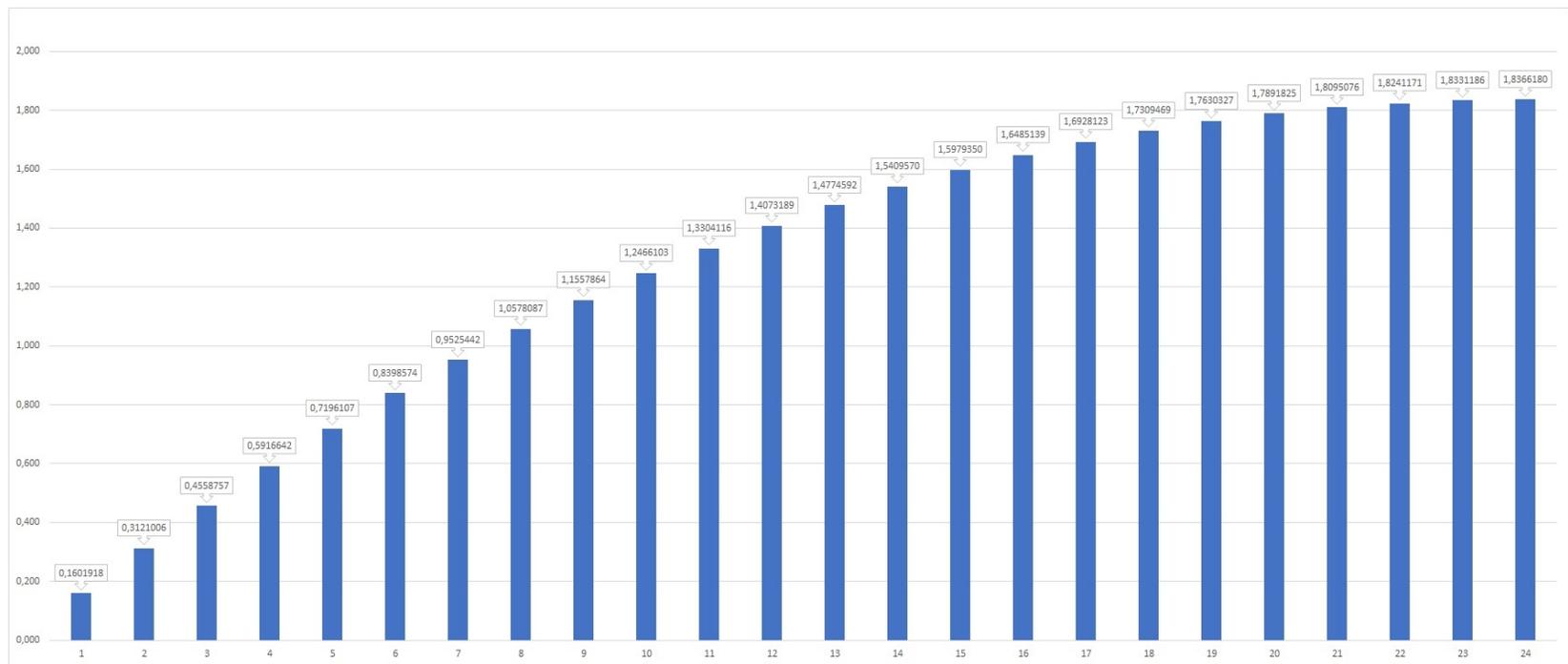


Figura 5.7: Porcentaje incremento de confiabilidad en Subestación Digital-Escenario 1 frente a la convencional (De 1 a 24 meses).

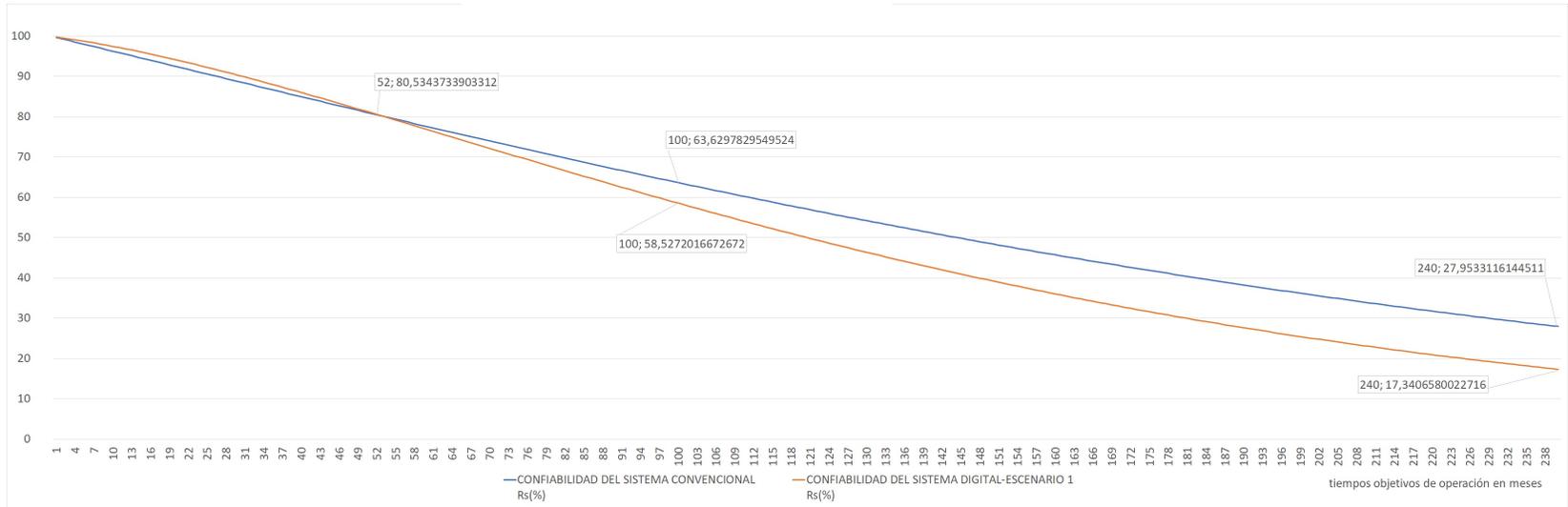


Figura 5.8: Confiabilidad ventana de tiempo de hasta 20 años (240 meses) en Subestación Digital (Escenario 1) frente a la convencional.

### Disponibilidad del Sistema -Subestación convencional vs Digital-Escenario 2:

En la figura 5.9 y figura 5.10, se observa la disponibilidad del sistema de la subestación existente convencional vs Digital-Escenario 2. En éstas se puede evidenciar que la subestación digital-Escenario 2 ofrece un porcentaje de disponibilidad mejor a la solución convencional, esto similar al caso de la digital-Escenario 1, se traduce en que hay una probabilidad de que solo se produzca al año un tiempo de caída del sistema de 208,79 ms con respecto a la subestación convencional que puede caer 9,47 minutos (568,313s) al año. Así mismo, para el caso de las bahías de línea solo se produciría una probabilidad de caída del sistema del orden de los 0,2882 ms, frente a los 94,68 s en la convencional; y en el acople de 0,2882 ms frente a los 142,03 s en la convencional, lo que prácticamente asegura que en un año esté mayormente operando estos sistemas.

La razón que explica dicho resultado para el caso de la subestación digital-Escenario 2, donde se mejora ligeramente el tiempo con respecto al caso digital-Escenario 1 es porque se analiza el comportamiento de la subestación por el elemento que constituye cada sistema 1 y 2 del bus de procesos, es decir, la falla de un componente del sistema 1, perturba dicho sistema pero se conserva la operación a nivel de protecciones, control, medida y supervisión por el otro sistema para toda la subestación. Esto da garantía plena para supervisión y control de la subestación y lo más importante siempre disponibilidad a nivel del sistema de protecciones que salvaguarda los activos y elementos de la subestación ante una eventualidad de falla o condición anormal del sistema.

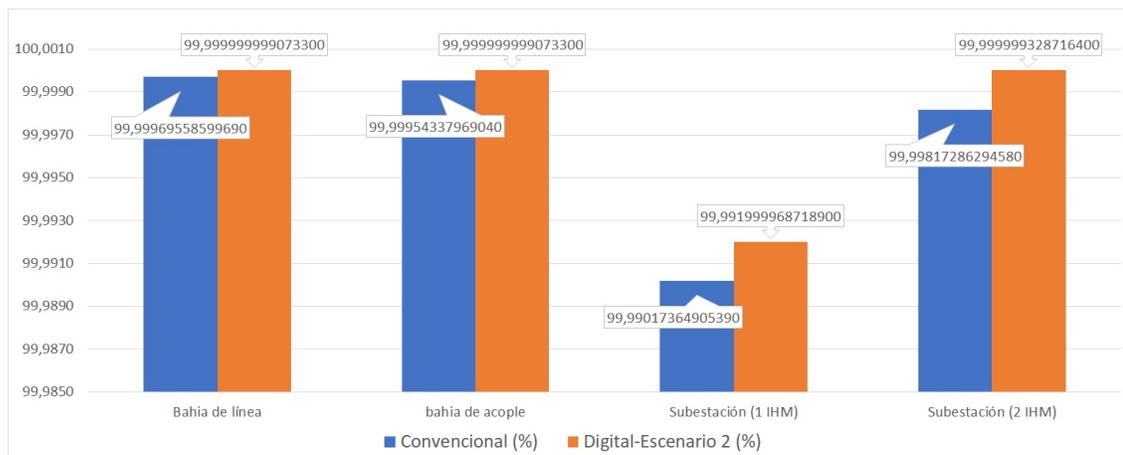


Figura 5.9: Disponibilidad del Sistema Subestación convencional vs Digital-Escenario 2.

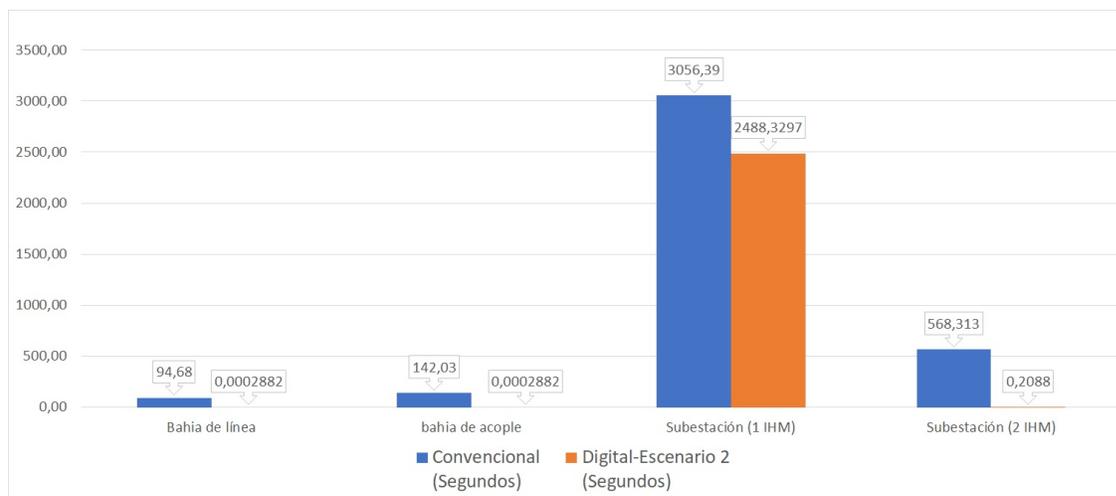


Figura 5.10: Caída del Sistema en un año (8640 horas). Subestación convencional vs Digital-Escenario 2.

Respecto a la confiabilidad del sistema digital-Escenario 2, en la figura 5.11 y figura 5.12 se muestran los resultados correspondientes para cada tipo de subestación.

#### Confiabilidad del Sistema - Subestación convencional vs Digital-Escenario 2:

Recordemos que la confiabilidad se puede interpretar como la probabilidad de que un sistema, elemento o componente lleve a cabo su función adecuadamente durante un período bajo condiciones operacionales previamente definidas y constantes. De estos resultados puede observarse que con respecto a la subestación convencional, la subestación digital-Escenario 2 ofrece mejor probabilidad de que todo el sistema esté operando correctamente durante un lapso de tiempo mirando una proyección de hasta dos años sin alguna falla prevista acorde a la propuesta de digitalización diseñada, lo cual es bueno para garantizar por ejemplo que durante un periodo de 12 meses esté funcionando correctamente un 97,21 % frente al 95,47 %, es decir una diferencia del 1,82 % mayor confiabilidad. Ver detalle de este resultado en la figura 5.11.

Al extender el análisis a una ventana de tiempo mayor de hasta 20 años, de acuerdo con la figura 5.13, se observa que la subestación digital-Escenario 2, siempre está por encima de la solución convencional y por tanto mejor comportamiento para la operación ininterrumpida del sistema que opera bajo las condiciones planteadas con mejor respuesta que la subestación convencional.

Este resultado muestra correctamente el comportamiento de la subestación digital-Escenario 2 que finalmente es como se examina el funcionamiento de todo el sistema. Esto se explica por el hecho que además de ver sistema 1 y 2 independientes del nivel de procesos, se tiene en cuenta que ambos están totalmente involucrados como sistema redundante a través de cada uno de los elementos individualmente, soportando ambos al mismo tiempo comunicación hacia el nivel de estación para el control y supervisión de toda la subestación y esto hace que la confiabilidad de la subestación digital sea superior en todo momento a lo largo del tiempo que la solución convencional sin interrupción al año 20 como se muestra en la figura **5.13**. Al final de ese periodo, al año 20, la confiabilidad de la subestación digital es superior al 30,46 % frente al 27,95 % de la solución convencional.

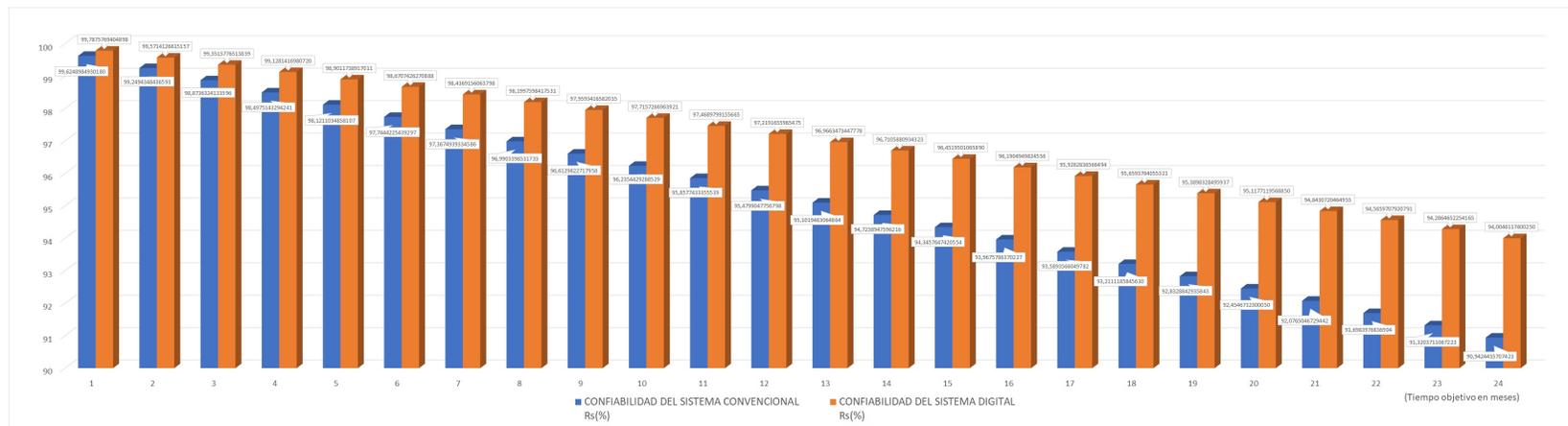


Figura 5.11: Confiabilidad del sistema. Subestación convencional vs Digital-Escenario 2.

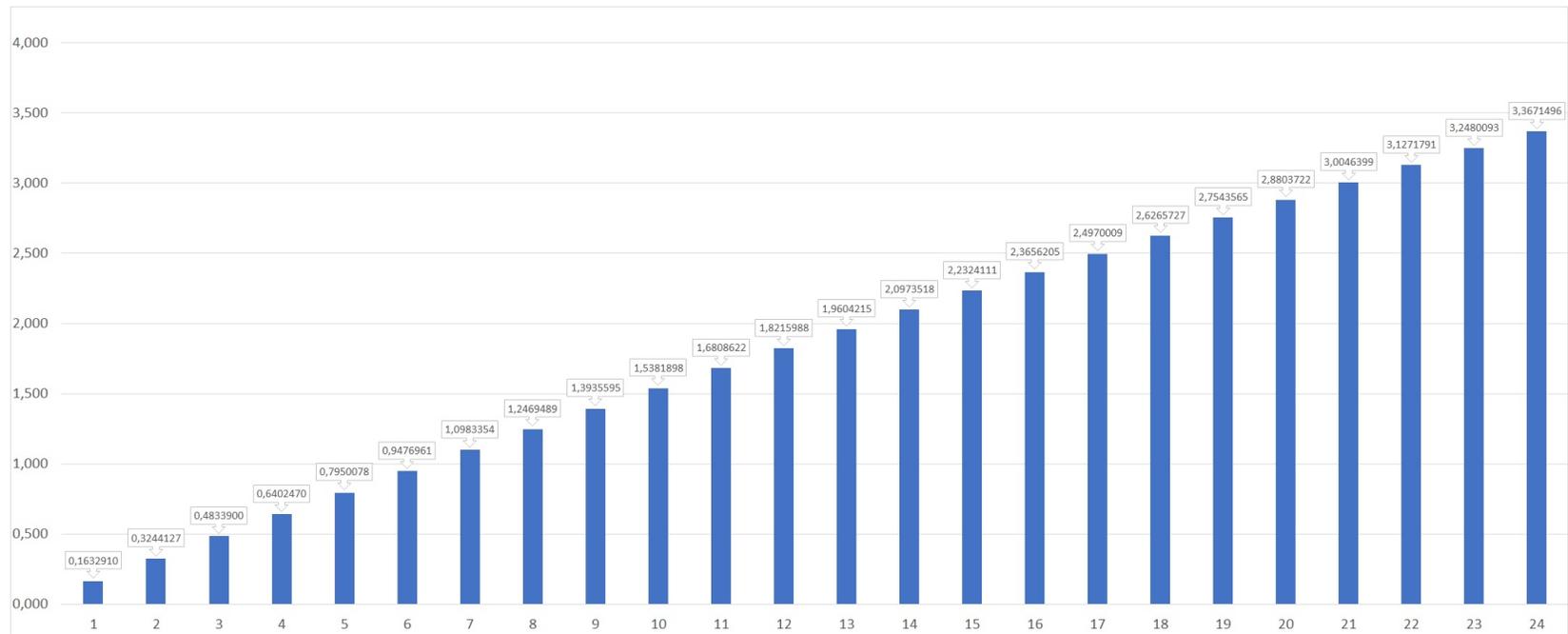


Figura 5.12: Porcentaje incremento de confiabilidad en Subestación Digital-Escenario 2 frente a la convencional.

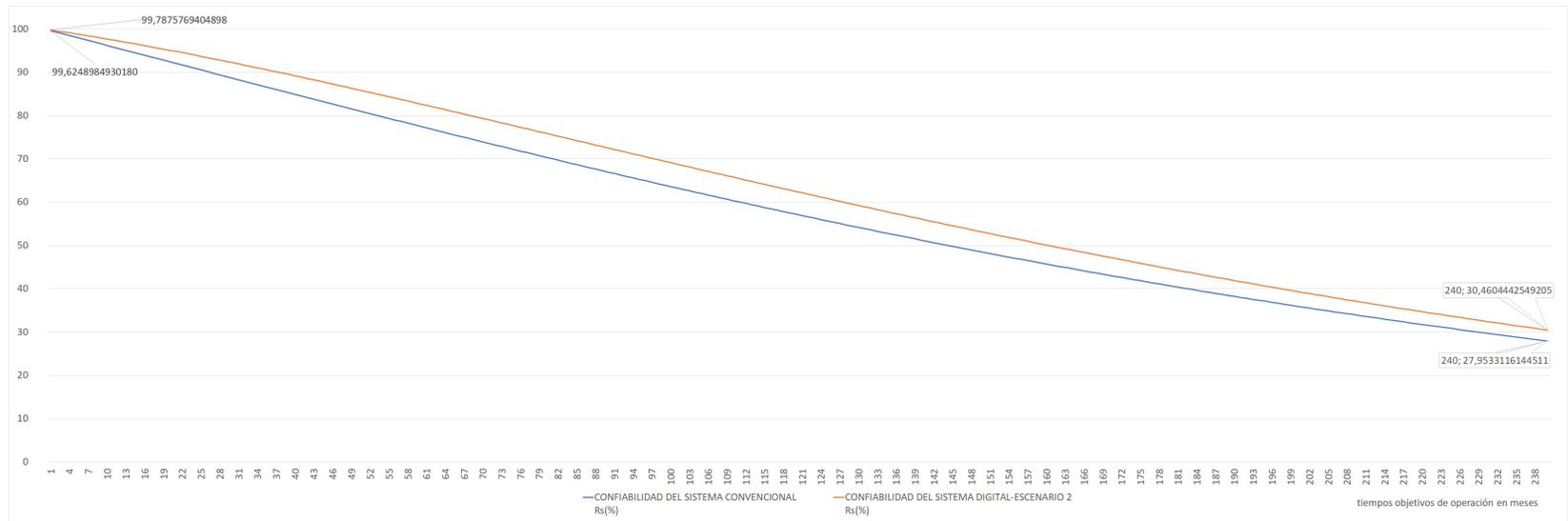


Figura 5.13: Confiabilidad ventana de tiempo de hasta 20 años (240 meses) en Subestación Digital-Escenario 2 frente a la convencional.

**Disponibilidad del Sistema -Subestación convencional vs Digital-Escenario 1 y Digital-Escenario 2:** En las figuras 5.14 y 5.15 se resumen los casos analizados para la disponibilidad del sistema con la subestación convencional y la propuesta digital-Escenario 1 y digital-Escenario 2. Donde evidentemente en ambos casos para el análisis de la subestación digital se mejora en términos de disponibilidad, traducido en menores tiempos de caída del sistema en un período de un año, respecto a la solución convencional, como se detalló en su análisis individual anteriormente.

**Confiabilidad del Sistema - Subestación convencional vs Digital-Escenario 1 y Digital-Escenario 2:** En las figuras 5.16 y 5.17 se resumen los casos analizados para la confiabilidad del sistema con la subestación convencional y la propuesta digital-Escenario 1 y digital-Escenario 2. Donde evidentemente en ambos casos para el análisis de la subestación digital se mejora en términos de confiabilidad incluso para un período de análisis de 2 años (24 meses), respecto a la solución convencional, como se detalló en su análisis individual anteriormente.

Extendiendo el análisis de confiabilidad para una ventana de tiempo de hasta 20 años (240 meses en tiempo objetivo), se evidencia que para la subestación digital-escenario 2 siempre se tendrá a lo largo de ese tiempo mejor probabilidad de que alguno de sus componentes en cada sistema 1 y 2 de bus de procesos garanticen condiciones operacionales en la subestación y trabajen de manera adecuada y continua. Para el caso de la subestación digital-Escenario 1, solamente hasta el cuarto año (mes 52 aproximadamente) se garantiza mejor confiabilidad respecto a la subestación convencional. Donde esta última parece ser mejor después del cuarto año para la confiabilidad del sistema. Sin embargo, la interpretación de este resultado, como bien se definió para el análisis de la propuesta digital-Escenario 1 es que estamos obligando a que ambos sistemas del bus de procesos 1 y 2 y cada uno de sus componentes deberán estar funcionando de manera continua para garantizar la operación de control y protección en la subestación, pero se sabe que esto no es realmente aplicado en la realidad, es decir con que uno de los dos sistemas de bus de procesos funcionen, la subestación mantiene el sistema de control, protecciones y medida operativo siempre.

Lo que indica este resultado es que es tan robusta la solución de digitalización de la subestación convencional mediante el uso de dos sistemas 1 y 2 de bus de procesos y demás arquitectura de red de comunicaciones propuesta, que incluso con el caso análisis digital-escenario 1 garantizaría mejor confiabilidad hasta por 4 años sin tener que hacer alguna intervención para la operación ininterrumpida del sistema que opera bajo las condiciones planteadas con mejor respuesta que la subestación convencional.

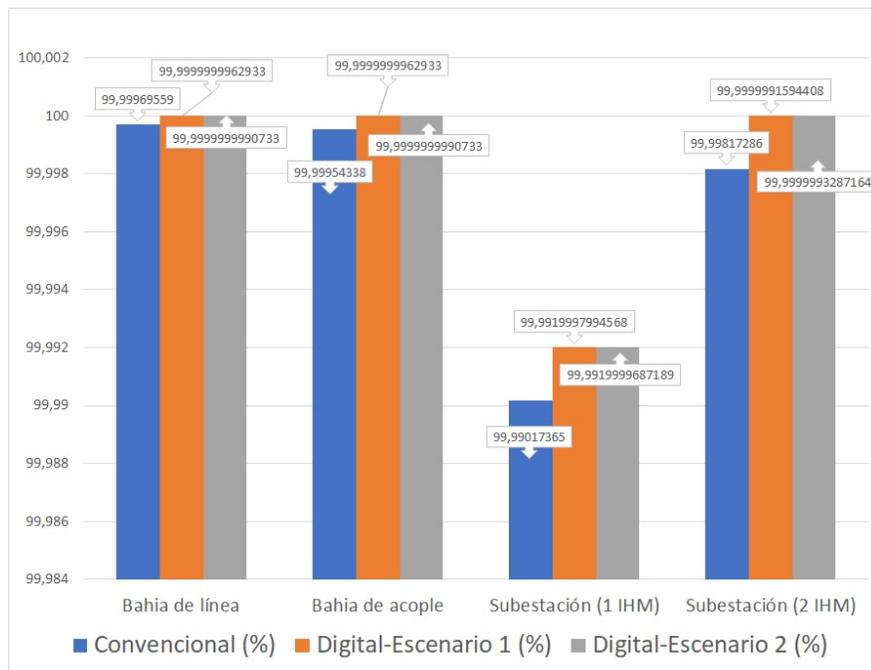


Figura 5.14: Disponibilidad del Sistema Subestación convencional vs Digital-Escenario 1 y Digital-Escenario 2.

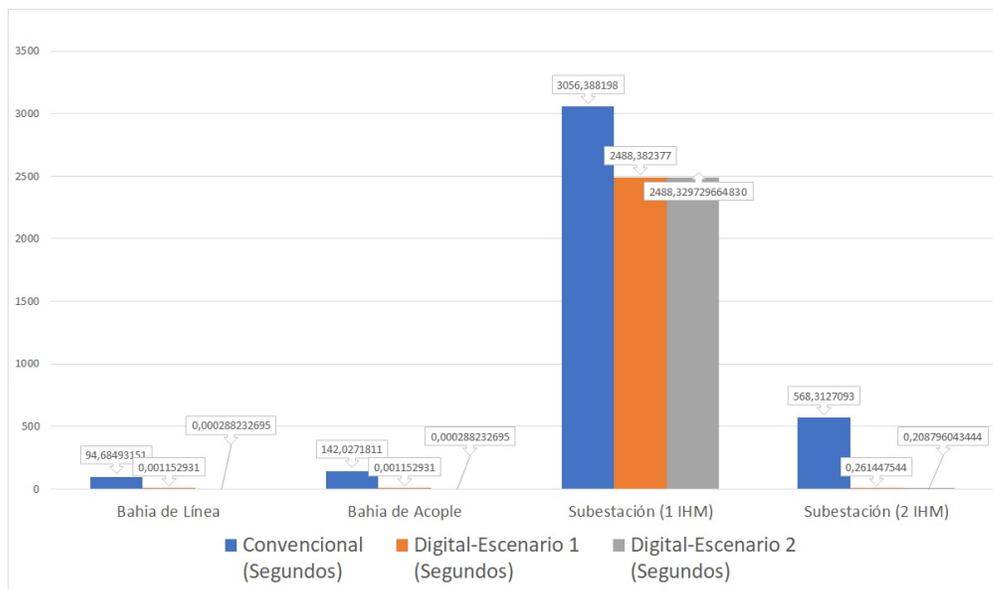


Figura 5.15: Caída del Sistema en un año (8640 horas). Subestación convencional vs Digital-Escenario 1 y Digital-Escenario 2.

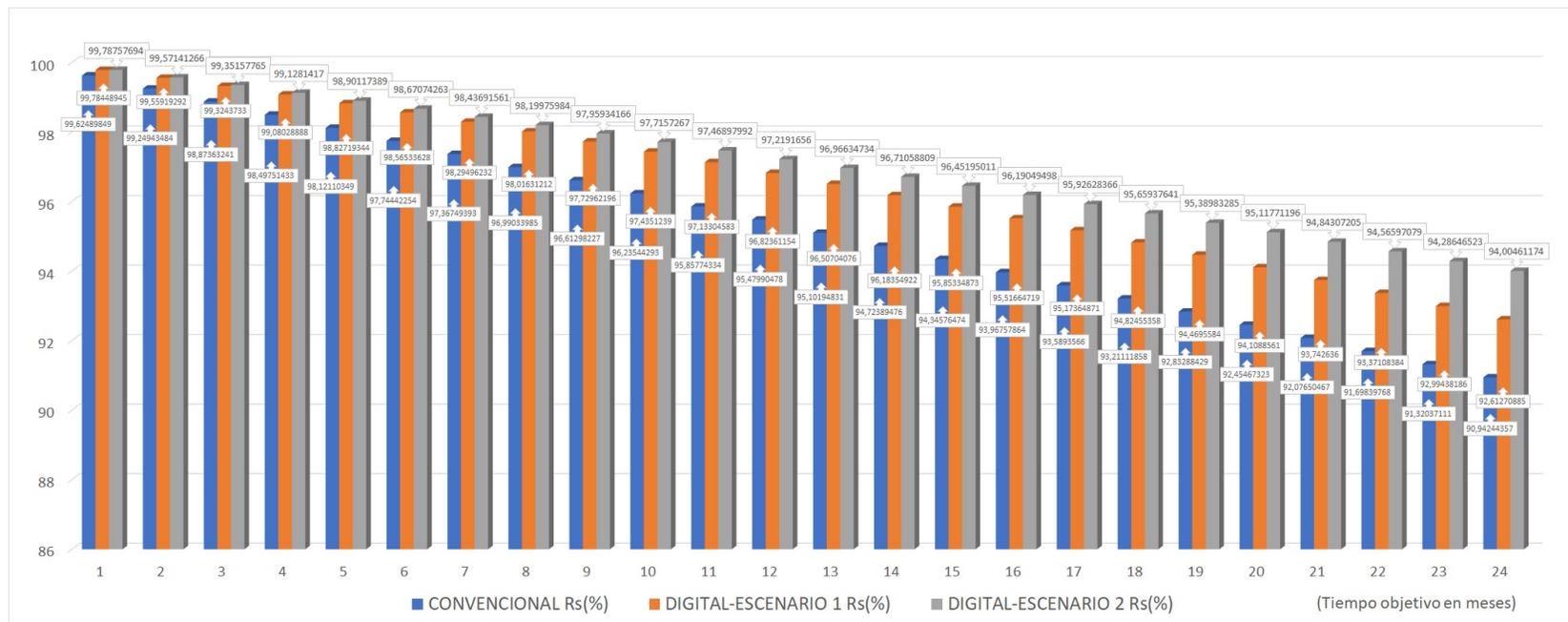


Figura 5.16: Confiabilidad del sistema. Subestación convencional vs Digital-Escenario 1 y Digital-Escenario 2. Tiempo objetivo de 2 años (24 meses).

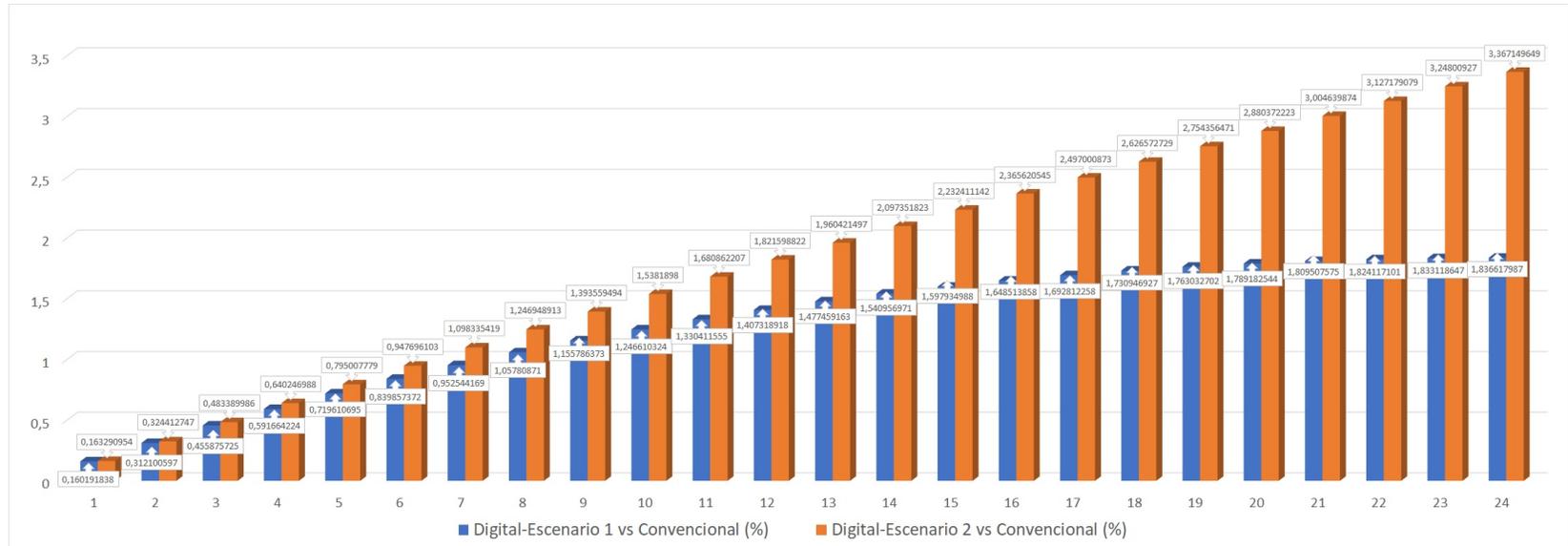


Figura 5.17: Porcentaje de incremento de confiabilidad en la Subestación Digital-Escenario 1 y Digital-Escenario 2 frente a la convencional. Tiempo objetivo de 2 años (24 meses).

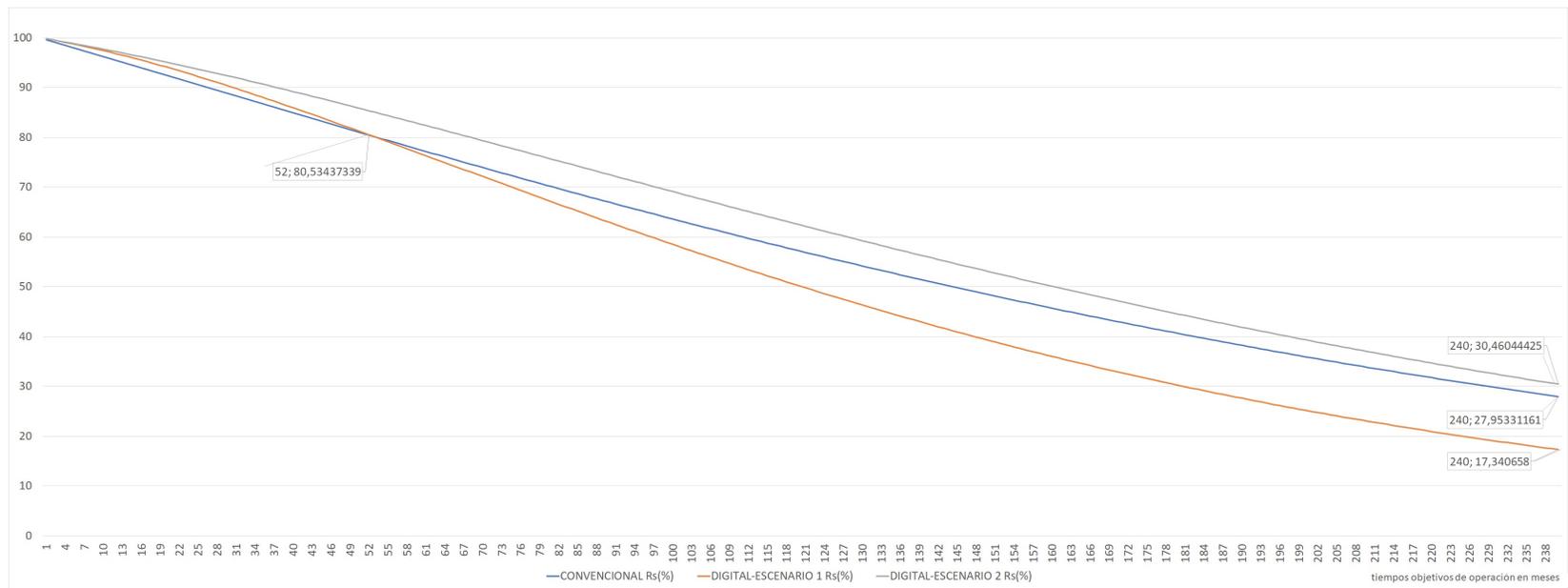


Figura 5.18: Confiabilidad ventana de tiempo de hasta 20 años (240 meses) en Subestación Digital-Escenario 1 y Digital-Escenario 2 frente a la convencional.

### 5.0.4. Análisis tiempos despeje de falla subestación convencional existente

Para la verificación de los tiempos de operación de la protección en la subestación convencional, se lleva a cabo el análisis de cortocircuito trifásico, monofásico y bifásico en DigSilent. Se enfoca el análisis en el escenario de base o de demanda máxima del sistema de potencia modelado específicamente para la subestación de estudio como se muestra en la figura 5.19.

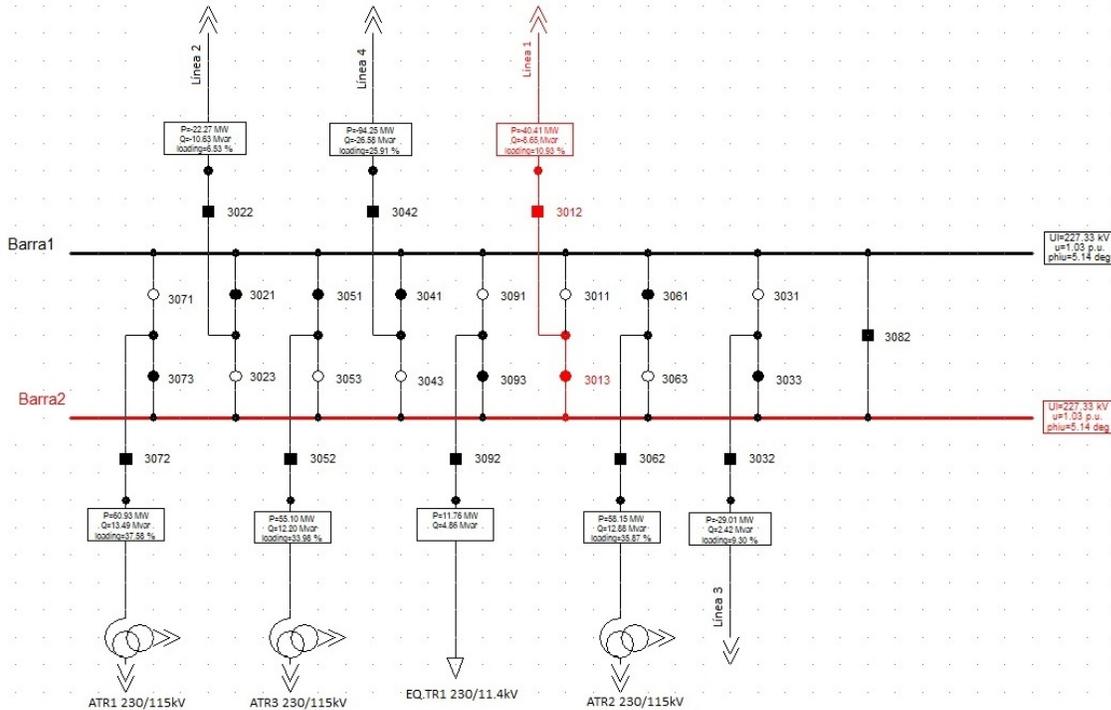


Figura 5.19: Flujo de potencia Subestación existente. (Modelado en DigSilent).

Se valida que el sistema modelado se encuentre balanceado y que esté dentro de los parámetros de operación normal y con ello se procede al análisis de falla en DigSilent para determinar la máxima corriente de corto para la bahía de línea a proteger, donde se recuerda que la distancia es de 29.74km al 100 % y de 35.23 km al 105 % hacia la línea adyacente para efectos del cálculo. Se lleva a cabo el ajuste de la protección como se consigna en el anexo D y se presentan los resultados obtenidos en las tablas 5.3, 5.4 y 5.5 para cada caso. De aquí se observa la corriente máxima de corto asociada a la bahía de línea sería de 13kA, lo cual permite calcular tanto los elementos de protección como validar las características de corto de los demás equipos dentro de la subestación. En este caso como 13kA da el mayor resultado, el caso del CT de protección cumple sin ningún problema ya que trabaja sin saturarse hasta los 16kA.

**Tabla 5.3:** Resultado corrientes de cortocircuito a resistencia de falla de  $0\Omega$ .

TIPO DE FALLA	Nomenclatura	% de Línea	Distancia Línea (km)	Resistencia Falla (ohm)	Tiempo Operacion Rele (s)	Zona Operación	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Iks (kA)	Ip (kA)
Trifásica	3F	1	0,2974	0	0,02	Z1	3477,62	12,597	11,655	32,445
Trifásica	3F	10	2,974	0	0,02	Z1	3110,55	11,991	11,135	30,815
Trifásica	3F	50	14,87	0	0,02	Z1	2041,54	11,01	10,282	28,186
Trifásica	3F	99	29,4426	0	0,26	Z2	1236,35	13,01	12	33,532
Trifásica	3F	105	35,2325	0	0,02	Z1	3550,04	11,403	10,615	29,271
Bifásica	2F	10	2,974	0	0,02	Z1	886,91	10,331		
Bifásica	2F	50	14,87	0	0,02	Z1	580,19	9,49		
Bifásica	2F	99	29,4426	0	0,26	Z2	992,05	10,85		
Bifásica	2F	105	35,2325	0	0,51	Z3	1001,9	9,83		
Monofásica	1F	10	2,974	0	0,02	Z1	959,03	10,806		
Monofásica	1F	50	14,87	0	0,02	Z1	578,67	9,324		
Monofásica	1F	99	29,4426	0	0,26	Z2	357,18	12,072		
Monofásica	1F	105	35,2325	0	0,51	Z3	1055	10,065		

**Tabla 5.4:** Resultado corrientes de cortocircuito a resistencia de falla de  $1.5\Omega$ .

TIPO DE FALLA	Nomenclatura	% de Línea	Distancia Línea (km)	Resistencia Falla (ohm)	Tiempo Operacion Rele (s)	Zona Operación	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Iks (kA)	Ip (kA)
Trifásica	3F	10	2,974	1,5	0,02	Z1	3021,3	11,667	10,836	29,983
Trifásica	3F	50	14,87	1,5	0,02	Z1	1988,79	10,751	10,041	27,524
Trifásica	3F	99	29,4426	1,5	0,26	Z2	1194,52	12,629	11,654	32,55
Trifásica	3F	105	35,2325	1,5	0,02	Z1	3451,56	11,131	10,363	28,573
Bifásica	2F	10	2,974	1,5	0,02	Z1	876,04	10,212		
Bifásica	2F	50	14,87	1,5	0,02	Z1	573,76	9,395		
Bifásica	2F	99	29,4426	1,5	0,26	Z2	343,56	11,068		
Bifásica	2F	105	35,2325	1,5	0,51	Z3	990,01	9,73		
Monofásica	1F	10	2,974	1,5	0,02	Z1	932,31	10,523		
Monofásica	1F	50	14,87	1,5	0,02	Z1	564,15	9,112		
Monofásica	1F	99	29,4426	1,5	0,26	Z2	345,38	11,732		
Monofásica	1F	105	35,2325	1,5	0,51	Z3	1025,8	9,826		

**Tabla 5.5:** Resultado corrientes de cortocircuito a resistencia de falla de  $10\Omega$ .

TIPO DE FALLA	Nomenclatura	% de Línea	Distancia Línea (km)	Resistencia Falla (ohm)	Tiempo Operacion Rele (s)	Zona Operación	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Iks (kA)	Ip (kA)
Trifásica	3F	10	2,974	10	0,02	Z1	2129,76	8,306	7,906	21,344
Trifásica	3F	50	14,87	10	0,02	Z1	1449,38	7,944	7,572	20,337
Trifásica	3F	99	29,4426	10	0,26	Z2	800,44	8,695	8,264	22,41
Trifásica	3F	105	35,2325	10	0,51	Z3	2464,68	8,132	7,743	20,875
Bifásica	2F	10	2,974	10	0,02	Z1	764,72	8,953		
Bifásica	2F	50	14,87	10	0,02	Z1	508,5	8,377		
Bifásica	2F	99	29,4426	10	0,26	Z2	293,43	9,565		
Bifásica	2F	105	35,2325	10	0,51	Z3	870,14	8,64		
Monofásica	1F	10	2,974	10	0,02	Z1	680,87	7,759		
Monofásica	1F	50	14,87	10	0,02	Z1	431,46	7,065		
Monofásica	1F	99	29,4426	10	0,26	Z2	237,83	8,316		
Monofásica	1F	105	35,2325	10	0,51	Z3	760,5	7,451		

Así mismo, en las figuras 5.20, 5.21, 5.22 y 5.23 se muestra algunas respuesta de operación de la protección de distancia ante diferentes fallas simuladas en el sistema.

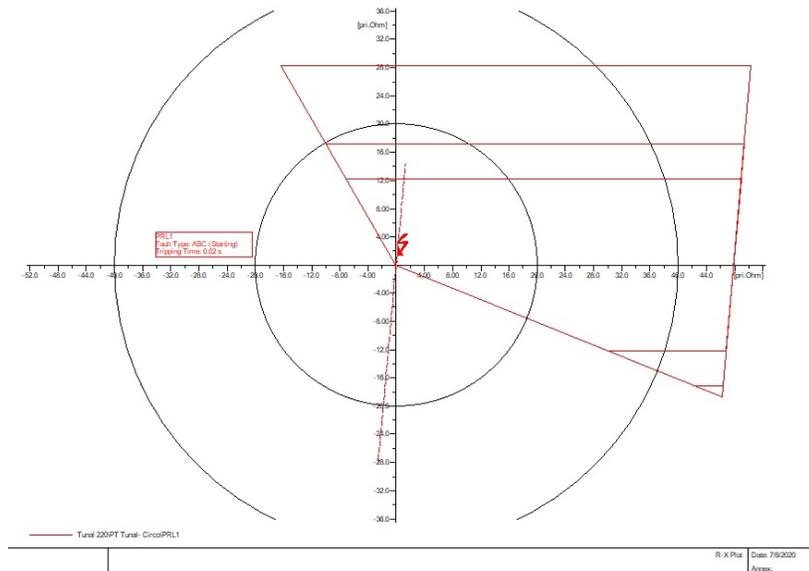


Figura 5.20: Diagrama R-X. Característica poligonal. Falla trifásica sólida al 10% de la Línea.

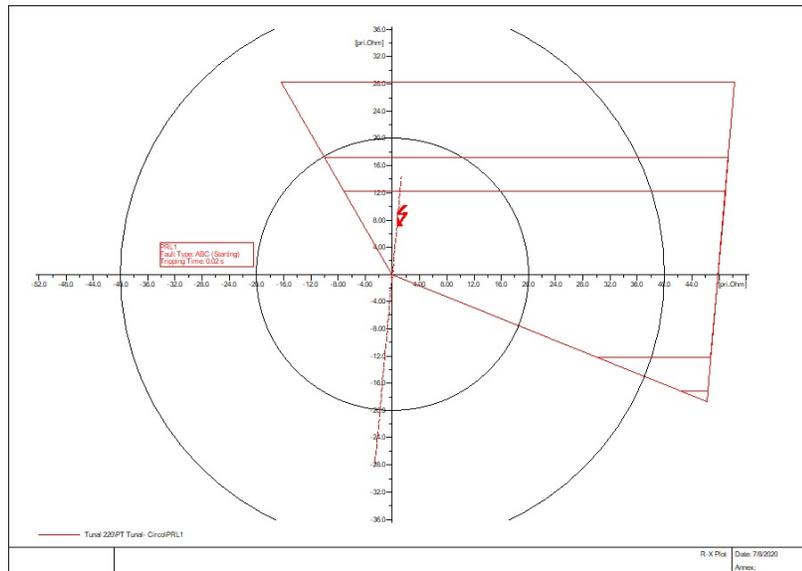


Figura 5.21: Diagrama R-X. Característica poligonal. Falla trifásica sólida al 50% de la Línea.

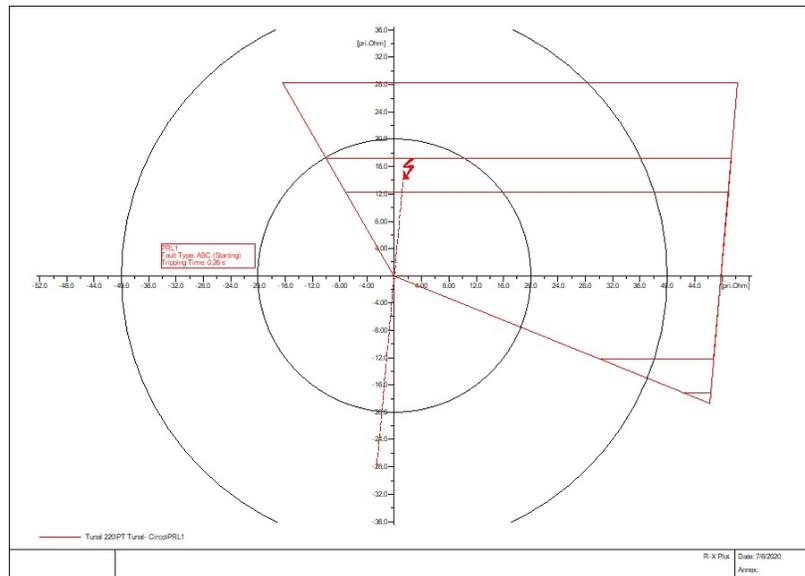


Figura 5.22: Diagrama R-X. Característica poligonal. Falla trifásica sólida al 99% de la Línea.

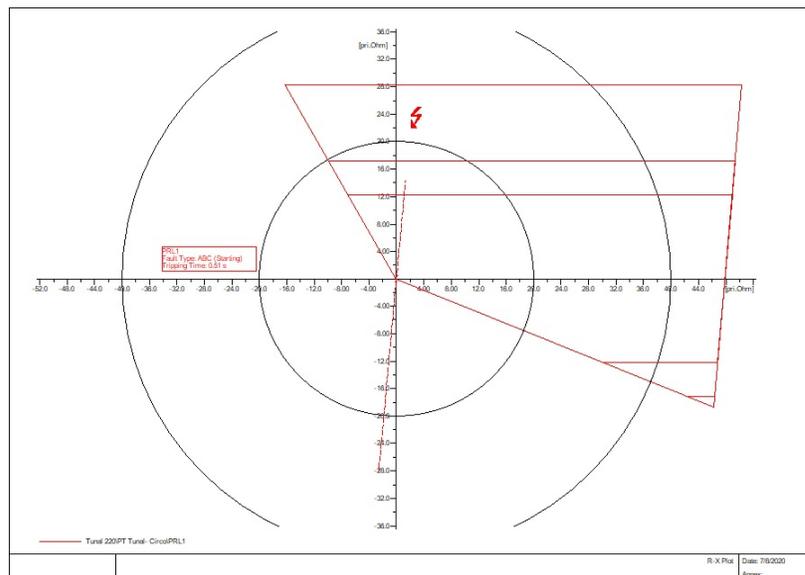


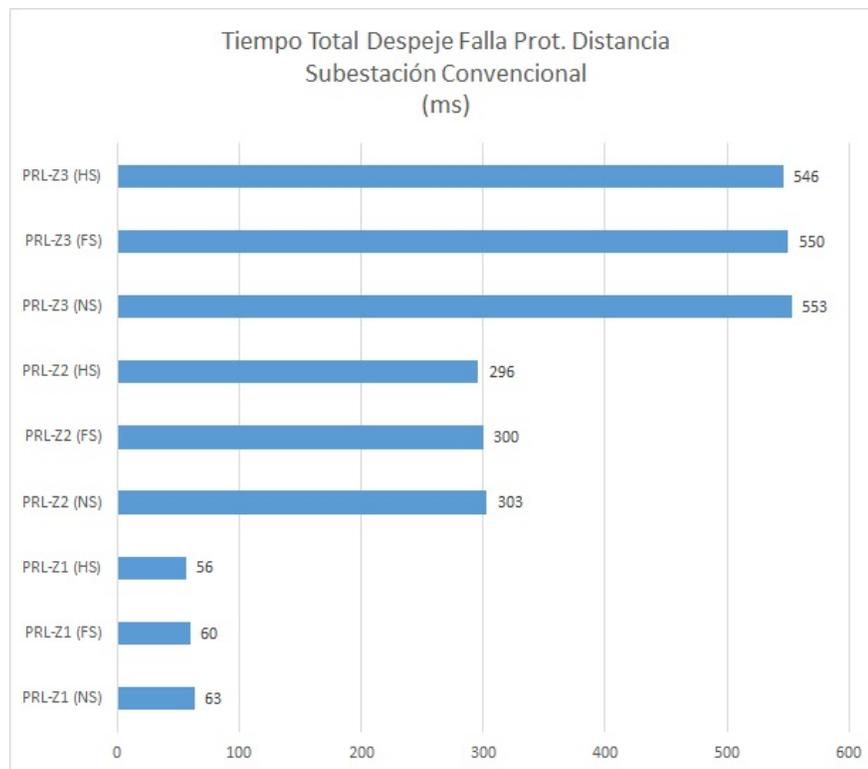
Figura 5.23: Diagrama R-X. Característica poligonal. Falla trifásica sólida al 105% de la Línea.

Finalmente con diferentes simulaciones de tipos de fallas y localizaciones a lo largo de la línea se obtuvieron los tiempos de operación que se resumen en las tablas 5.3, 5.4 y 5.5 y por lo cual se consolidan los tiempos despeje de falla de la protección distancia como se consigna en la tabla 5.6.

**Tabla 5.6:** Resultado Tiempo despeje de falla Protección distancia.

Protección NS: Normal Speed FS: Fast Speed HS: High-Speed	Disparo relé (Operación Digsilent) (ms)	BO relé (Según manual) (ms)	Tiempo apertura Interruptor (ms)	Tiempo Total Despeje Falla Prot. Distancia Subestación Convencional (ms)
PRL-Z1 (NS)	20	8	35	63
PRL-Z1 (FS)	20	5	35	60
PRL-Z1 (HS)	20	1	35	56
PRL-Z2 (NS)	260	8	35	303
PRL-Z2 (FS)	260	5	35	300
PRL-Z2 (HS)	260	1	35	296
PRL-Z3 (NS)	510	8	35	553
PRL-Z3 (FS)	510	5	35	550
PRL-Z3 (HS)	510	1	35	546

Finalmente en la figura 5.24 se muestra el tiempo total de despeje para la protección.

**Figura 5.24:** Tiempo total despeje de falla Bahía de Línea subestación convencional.

De aquí es evidente que el relé operará para una falla dentro del 85% de la línea en un tiempo inferior a 100 ms, alrededor de los 56 ms o 68 ms si es de operación rápida, y que está dentro de lo exigido en la normativa colombiana para sistemas de 230kV referidos en la tabla **2.10**. Así mismo, la zona 2 y 3 opera en un tiempo mayor dado que este sistema de protecciones se complementa normalmente con esquemas de teleprotección y no es de operación instantánea.

### 5.0.5. Análisis tiempos despeje de falla subestación Digital

Para llevar a cabo el análisis de tiempo de despeje de falla en la subestación digital, se realizó el modelamiento en OMNET++ de la red de bus de procesos como se indica en la figura 5.25.

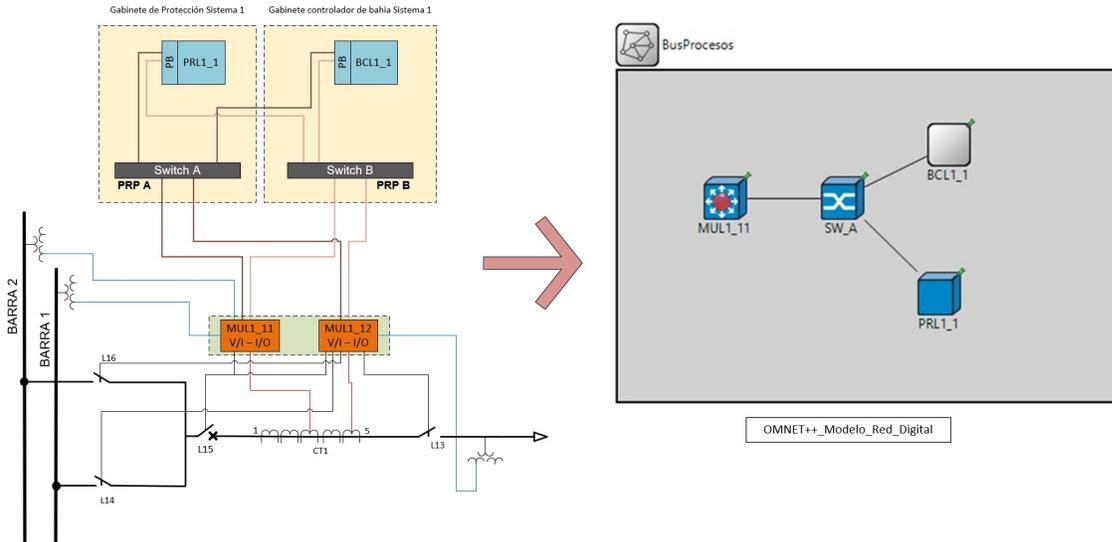


Figura 5.25: Modelamiento Subestación digital - Bus de procesos en OMNET++ (Elaboración propia).

Como se observa en la figura 5.25, como lo que se busca es evaluar el tiempo total para el despeje de falla en una subestación digital, se tiene en cuenta lo siguiente para llegar a dicho resultado.

- Solamente se considera el análisis en una red LAN sin considerar la red redundante PRP, dado que en cualquier caso siempre se garantiza la comunicación desde la *merging unit* hacia los demás dispositivos de control y protección.
- Se hace uso de los equipos que posee el INET de OMNET++ en su versión 4.6 como lo son *merging units*, Relés de protección, controladores de Bahía y switches de comunicaciones que fueron modelados bajo programación en C++ y probados de acuerdo al trabajo desarrollado por Leon [25] para cumplir con el Estándar IEC 61850-8-1 (Manejo de mensajería GOOSE) y IEC 61850-9-2 (Manejo de *sampled measured values* (SMV)).
- Se lleva a cabo algunas modificaciones en código en C++ para ajustar e incluir parámetros propios reales de tiempos de procesamiento y demás consideraciones exigidas dentro del Estándar IEC 61850 para aplicaciones de bus de procesos y subestaciones digitales.

- Se garantizaron los parámetros en cada dispositivo tomando de referencia el modelo de tiempo de despeje de falla indicado en la figura **5.26** y basados en el IEC 61850-5. Para mayor detalle sobre el modelamiento remitirse al anexo Desarrollo en OMNET++.
- Se valida que el sistema de comunicaciones en OMNET++ garantice desde la *merging unit* envío de muestras de corrientes y tensión a 4800Hz (80 muestras por segundo a  $f=60\text{Hz}$ ) hacia los dispositivos de control y protección, pasando a través del switch de comunicaciones que hace parte de la red en estrella tipo PRP LAN A.
- Posterior a ello, se programa en C++ valores erróneos de medida y corriente para simular la falla del sistema, por lo cual, la protección después de procesar dicha información, emitirá orden de disparo vía mensaje GOOSE por la red de comunicaciones.

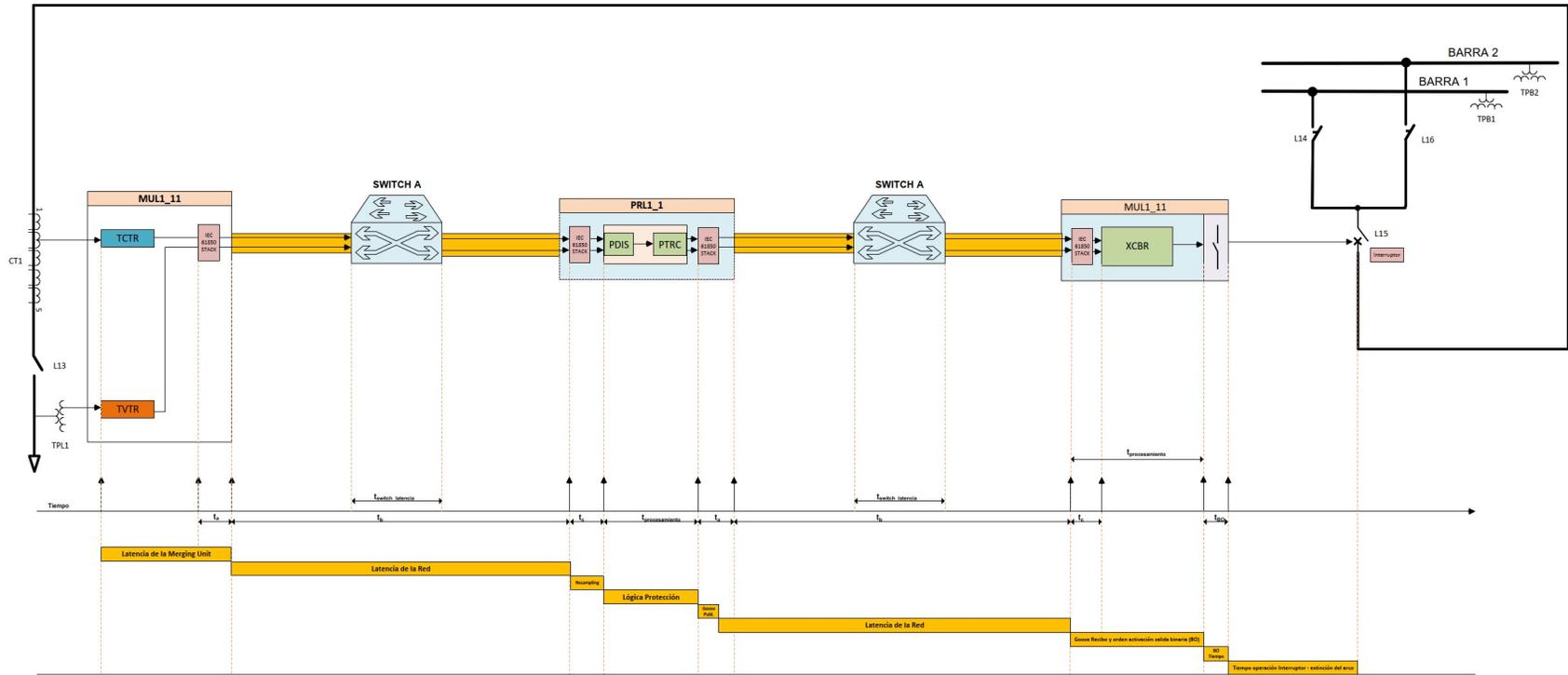
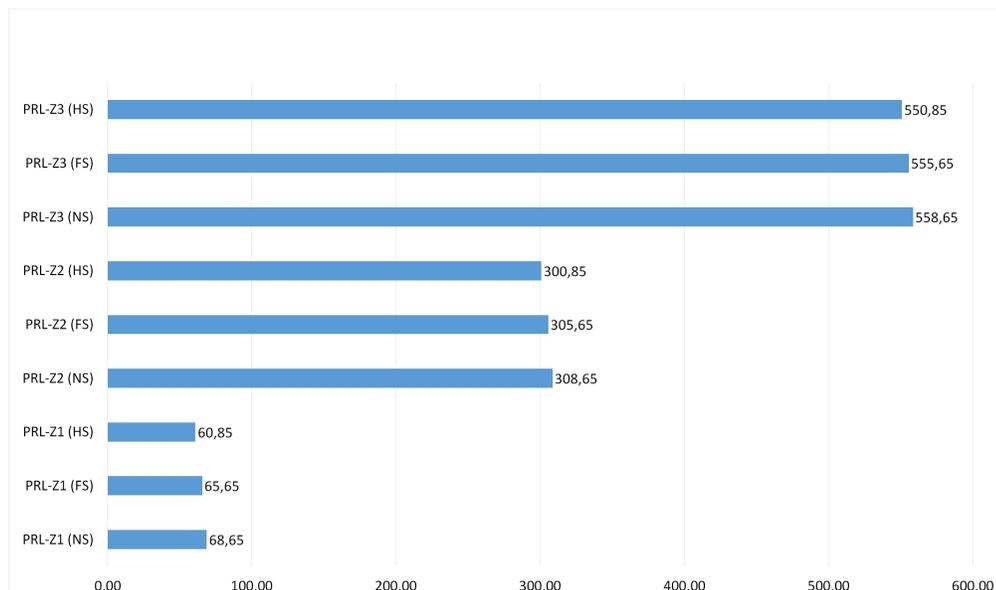


Figura 5.26: Tiempo total despeje de falla Subestación Digital basados en el IEC 61850-5 (Elaboración propia).

En la tabla 5.7 se resumen los resultados que fueron obtenidos a partir de las gráficas de eventos en OMNET++, donde para la protección de Línea se tuvo en cuenta el tiempo de procesamiento y operación en las diferentes zonas de la protección distancia Z1, Z2 y Z3 tal como lo registraron los resultados del análisis de DigSilent. Estos tiempos fueron considerados en la simulación a nivel de comunicaciones en OMNET++, debido a que independiente de si es una subestación convencional o digital en términos de procesamiento interno y detección de fallas en la lógica de operación del relé de protección esto no cambia. Finalmente en la figura 5.27 se muestra el tiempo total de despeje para la protección en la subestación digital.

**Tabla 5.7:** Resultado Tiempo despeje de falla Protección distancia Subestación Digital.

Protección NS: Normal Speed FS: Fast Speed HS: High-Speed	Tiempo Eventos Disparo relé (Operación OMNET++) (ms)	BO MU (Según manual) (ms)	Tiempo apertura Interruptor (ms)	Tiempo Total Despeje Falla Prot. Distancia Subestación Digital (ms)
PRL-Z1 (NS)	25,6532	8	35	68,65
PRL-Z1 (FS)	25,6532	5	35	65,65
PRL-Z1 (HS)	25,6532	0,2	35	60,85
PRL-Z2 (NS)	265,6532	8	35	308,65
PRL-Z2 (FS)	265,6532	5	35	305,65
PRL-Z2 (HS)	265,6532	0,2	35	300,85
PRL-Z3 (NS)	515,6532	8	35	558,65
PRL-Z3 (FS)	515,6532	5	35	555,65
PRL-Z3 (HS)	515,6532	0,2	35	550,85



**Figura 5.27:** Tiempo total despeje de falla Protección de Distancia Bahía de Línea subestación Digital (Medido en ms).

### 5.0.6. Comparación Tiempo total despeje de falla de la subestación convencional vs digital

**Subestación convencional vs Digital:** En la figura 5.28 y figura 5.29, se observan los tiempos de despeje de falla del sistema de la subestación existente convencional vs Digital. En estas figuras se puede evidenciar que en la subestación digital se incrementan ligeramente los tiempos de despeje de falla, lo cual para una falla instantánea constituye en el mejor de los casos un aumento del 8,66 % respecto a la convencional haciendo uso de los contactos ultra rápidos (HS) de salida de la *merging unit* o en su peor caso es de 68,65 ms en la subestación digital versus los 63 ms con contactos normales en la subestación convencional.

Como puede verse en el mejor de los casos, los tiempos mas cortos pasan de 56 ms en la subestación convencional a 60,85 ms en la subestación digital para un tiempo total de despeje instantáneo de falla. Esto se explica por el hecho de que en la subestación digital deben incluirse tiempos de procesamiento entre el punto de adquisición de las señales de corriente y tensiones hacia el relé de protección y su posterior emisión del disparo vía mensaje GOOSE a través de la red de comunicaciones. Esto evidentemente es afectado por el procesamiento debido a la *merging unit* y la latencia debido a la red de comunicaciones, principalmente por el switch de comunicaciones. Sin embargo, se evidencia que pese a ese aumento de tiempo se garantizan los tiempos de despeje de falla dentro de lo exigido en la normativa colombiana para sistemas de 230kV menores a 100 ms como es el caso que se evalúa en este trabajo.

Así mismo, para la zona 2 y zona 3 se observa un incremento en el tiempo de despeje de falla, aunque en este caso no es tan considerable, menor a un 2 % y esto se explica por el hecho de que como son operaciones de tiempo retardado (Zona 2 entre 200ms a 400 ms y zona 3 entre 500 a 1000 ms, según coordinación de protecciones), el tiempo de procesamiento del relé estaría dentro de la ventana de ese ajuste y por tanto como lo arrojó el resultado con DigSilent en operación instantánea es de 20ms el procesamiento, pero para operación de tiempo retardado se reduce a 10 ms, lo cual es consistente con el resultado de la tabla 5.7 y la figura 5.29.

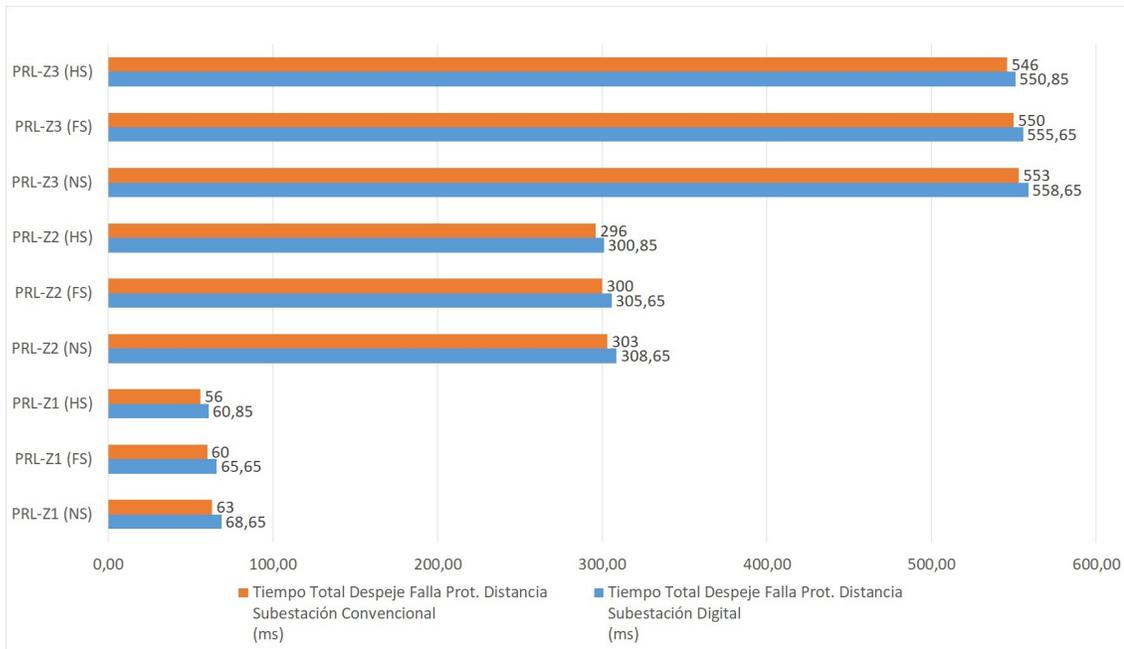


Figura 5.28: Tiempo total despeje de falla Bahía de Línea subestación Digital vs Convencional.

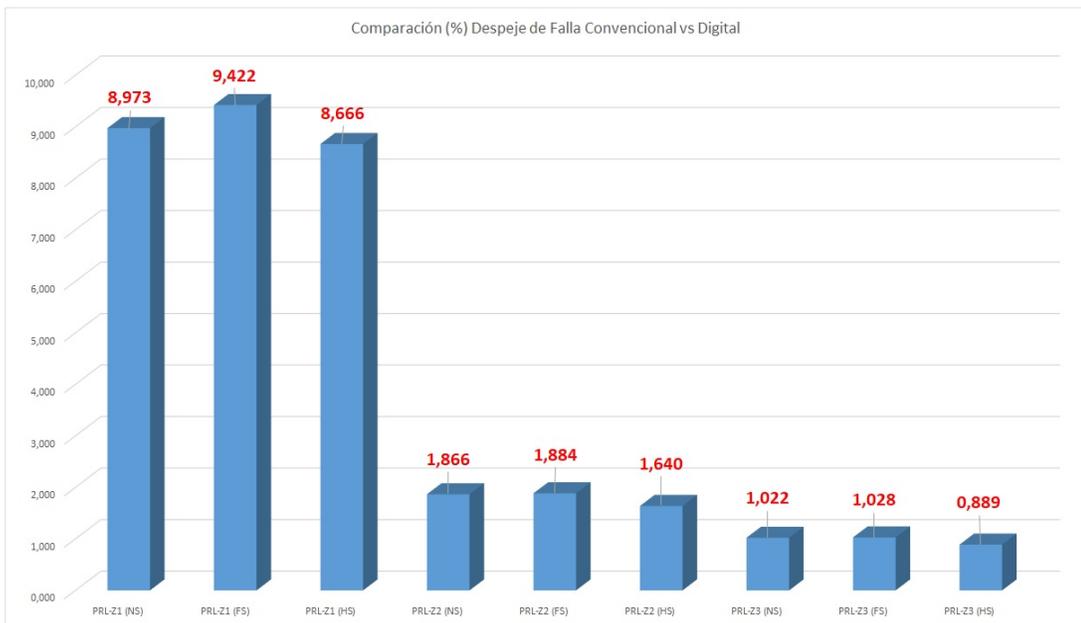


Figura 5.29: Comparación porcentaje (%) Tiempo total despeje de falla Bahía de Línea subestación Digital vs Convencional.



---

## Capítulo 6

# Conclusiones

---

Se presentan las conclusiones obtenidas, a partir del análisis de cada uno de los modelos trabajados de la subestación convencional eléctrica y subestación digitalizada, además de mencionar algunas consideraciones a tener en cuenta en el desarrollo de este tipo de soluciones y posibles trabajos futuros que se derivan de esta investigación.

### 6.1. Conclusiones

Sin lugar a duda el implementar una subestación digital en Colombia impone un reto grande tanto desde el punto de vista normativo como técnico, dado que se requiere desarrollar nuevas habilidades por parte de los ingenieros y demás personal encargado de la automatización de subestaciones eléctricas para que dominen los conceptos y adopte correctamente el estándar IEC 61850 y todo lo relacionado con el bus de procesos, además de conocimientos en aspectos técnicos de ciberseguridad basados en el IEC 62351, demandando a su vez conocimientos en sistemas de comunicaciones, uso de herramientas y equipos de análisis de redes de comunicaciones para efectos de las pruebas, configuración y puesta en servicio.

Por lo cual, en este trabajo se determinaron los requerimientos técnicos, normativos e identificaron los componentes necesarios que podrán ser utilizados como base para llevar a cabo ajustes a la normativa colombiana que permita un despliegue apropiado de la digitalización de una subestación eléctrica convencional y que cumplan con las exigencias técnicas y operativas que conserven la correcta operación en el sistema de potencia a nivel de control, protección y medida. Así mismo, con la propuesta de digitalización se demostró la robustez en temas de disponibilidad y confiabilidad evaluada mediante los índices *Mean Time To Failure - MTTF*, *Mean Time To Repair - MTTR* y *Mean Time Between Failures - MTBF* con respecto a la solución tradicional, pues incluso en el peor escenario mantiene un mejor desempeño que garantiza siempre la disponibilidad tanto a nivel del sistema de protecciones que salvaguarda los activos y elementos de la subestación ante una eventualidad de falla o condición anormal del sistema como a nivel de supervisión y control.

De esta manera, la subestación digital evaluada en el escenario 1 que obliga a los dos sistemas 1 y 2 del bus de procesos estar siempre operativos, ofrece un porcentaje de disponibilidad mejor a la solución convencional, es decir, una probabilidad de que solo se produzca al año un tiempo de caída del sistema de 261,4 ms con respecto a la subestación convencional que puede caer 9,47 minutos (568,313 s) al año. Así mismo, para el caso de la bahía de línea y el acople solo se produciría una probabilidad de caída del sistema del orden de los 1,15 ms, frente a los 94,68 s en la solución convencional, lo que prácticamente asegura que en un año esté casi ininterrumpidos estos sistemas; en temas de confiabilidad, la subestación digital escenario 1 ofrece mejor probabilidad de que todo el sistema esté operando correctamente durante un lapso de tiempo, y en la ventana de un año esté funcionando correctamente un 96,82 % frente al 95,47 %, es decir, una diferencia del 1,4 % mayor confiabilidad.

De igual forma, la subestación digital evaluada en el escenario 2 donde se analiza el comportamiento de la subestación funcionando con uno de los dos sistemas del bus de procesos, ofrece un porcentaje de disponibilidad mejor a la solución convencional, esto similar al caso del escenario 1, se traduce en que hay una probabilidad de que solo se produzca al año un tiempo de caída del sistema de 208,79 ms con respecto a la subestación convencional que puede caer 9,47 minutos (568,313 s) al año; para el caso de las bahías de línea solo se produciría una probabilidad de caída del sistema del orden de los 0,2882 ms, frente a los 94,68 s en la convencional; y en el acople de 0,2882 ms frente a los 142,03 s en la convencional. Así mismo, en temas de confiabilidad puede observarse que con respecto a la subestación convencional, la subestación digital escenario 2 ofrece mejor probabilidad de que todo el sistema esté operando correctamente durante un lapso de tiempo y en la ventana de un año esté funcionando correctamente un 97,21 % frente al 95,47 %, es decir una diferencia del 1,82 % mayor confiabilidad.

En cuanto al análisis de los tiempos de despeje de falla, se observó que aumentan ligeramente en la subestación digital para el caso de estudio, incremento de aproximadamente un 8,9 % operación instantánea para el caso de estudio en la subestación digitalizada, es decir, de 68,65 ms en la subestación digital frente a los 63 ms de la subestación convencional. Esto es afectado por el procesamiento debido a las Merging Units y la latencia debido a la red de comunicaciones. Caso que no ocurren en la subestación convencional, pues solo se presenta la latencia debido al cable de cobre (el cual es despreciable), por tanto los tiempos de despeje de falla en esta última dependen solo del tiempo de procesamiento de los relés de protecciones, operación activación de los contactos de salida y operación del interruptor de potencia para la extinción del arco. Sin embargo, pese a ese ligero incremento para la subestación digital, se garantizan los tiempos de despeje de falla instantánea menores a 100ms dentro de lo exigido en la normativa colombiana para sistemas de 230kV.

Se evidencia que en la subestación digital demanda el uso de herramientas de análisis de redes de telecomunicaciones y por tanto más conocimiento en sistemas de comunicaciones y nuevos planes de pruebas para aceptación de fábrica y de puesta en servicio. Por tanto, haber incursionado con el software OMNET++ para la simulación y evaluación del tiempo de despeje de falla mediante la red del bus de procesos permitió un acercamiento y un mejor entendimiento al comportamiento de los equipos de control y protección con todo lo relacionado al intercambio de mensajes SMV y GOOSE indicados en el IEC 61850.

Adicionalmente, como se identificó en este trabajo, la subestación digital implica un incremento de dispositivos en la arquitectura de red que se configura. Es decir, nuevos dispositivos como lo son *merging units* que van a estar alojadas en patio de equipos primarios y switches de redes de bus de procesos. Sin embargo, en cuanto a los equipos de control, protección y medida hay una reducción considerable a nivel de módulos de entradas binarias, salidas binarias, entradas analógicas, pues ya no se requieren para la adquisición de las señales vía cableado de cobre y en cambio están equipados solo con tarjetas de comunicaciones dedicadas para red de bus de procesos, bus de estación y bus de ingeniería. Esto indica menos tendido de cableado, reducción de ductería y cárcamos desde equipos de patio hacia caseta de control, (prácticamente solo el tendido de acometidas corriente alterna y corriente continua); no requiere llevar peligrosas señales de corrientes y tensiones a bornes de tableros de control, protección y medida, entre otras.

Por tanto, con la implementación de una solución de digitalización de una subestación eléctrica convencional como la llevada a cabo en este trabajo se logra:

Incrementar la seguridad para el personal, ya que reduce el riesgo eléctrico al estar expuestos a una menor cantidad de conexiones de señales de corrientes y tensión, eliminación del cableado de los circuitos de los transformadores de corriente que disminuye el riesgo de muerte debido a la apertura inadvertida; además mitiga el riesgo de descargas eléctricas al sustituir los cables de cobre por fibra óptica y sumado al autocontrol avanzado de los activos, asegura están operando dentro de sus límites de seguridad.

Aumentar la protección en materia de ciber seguridad, ya que al adoptarse los aspectos técnicos de ciberseguridad basados en el IEC 62351 protege los sistemas de potencia y la automatización contra accesos o comandos no autorizados, ataques cibernéticos y posibles interrupciones o pérdidas de energía.

Reducir el impacto medioambiental, debido al menor uso de materiales, menos trabajos en el entorno con las obras civiles (hasta un 80% reducción cable de cobre [23]), menos transporte de material de obra (hasta 30 toneladas menos material en subestaciones aisladas en aire en niveles de transmisión [23]), lo que significa menos CO2 en el medio ambiente.

Ampliar la monitorización de todos los activos de la subestación, es decir, una gran capacidad de auto diagnóstico, mantenimiento predictivo y máxima disponibilidad de las subestaciones. Esto se logra gracias a que se recogen todas las señales del sistema primario a través de del bus de procesos y garantiza tener las medidas operacionales en tiempo real y demás datos para gestión, control y protección para que sean procesados de forma inmediata, por lo cual, cualquier degradación en el funcionamiento de un activo se localiza en tiempo real, evitando apagones imprevistos y costes asociados a reparaciones de emergencia.

## **6.2. Aportes**

Este trabajo permitió un acercamiento del Estándar IEC 61850, bus de procesos y la opción que existe de digitalización de subestaciones eléctricas convencionales en Colombia, mediante el desarrollo de una propuesta de solución de digitalización a un caso de estudio que incluye los requerimientos técnicos, normativos y componentes necesarios que podrán ser utilizados como base para llevar a cabo ajustes a la normativa colombiana y fomenta el despliegue de subestaciones digitales en Colombia y abre el camino para que se continúe en la investigación sobre las diferentes soluciones disponibles en el mercado y se sigan utilizando herramientas de comunicaciones para análisis de subestaciones digitales mediante software libre ya sea mediante OMNET++ u otras similares.

Adicionalmente, en el entorno académico se logró trabajar la interacción de los sistemas de protecciones eléctricas con los sistemas de comunicaciones mediante el uso del software de libre acceso como lo es OMNET++. Además de dar un aporte al estado del arte de estas soluciones aplicables a Colombia y que se conozca tanto a la comunidad académica como a las empresas del sector eléctrico y demás interesados en este tipo de desarrollos.

## **6.3. Trabajos futuros**

Trabajos futuros pueden orientarse a evaluar desde el punto de vista financiero las diferentes opciones de diseño para una subestación digital frente a la solución convencional mediante un caso de estudio específico o propuesta de digitalización para una subestación nueva. Adicionalmente, pueden llevarse a cabo otro tipo de investigaciones que evalúen el desempeño o comportamiento de la subestación digital mediante el uso de transformadores de corriente y tensión ópticos o tipo NCIT, y qué implicaciones a nivel de control, protección y medida podrían presentarse en la subestación digital. Esto puede llevarse a cabo mediante el modelamiento a través de OMNET++ u otras herramientas de comunicaciones que permita desarrollar redes de bus de procesos para subestaciones eléctricas.

Así mismo, se puede trabajar en los requerimientos a nivel normativo de la subestación digital asociada a medición para contadores de energía, que debería contemplarse en la norma CREG 038 de 2014 si se incursionan con transformadores de instrumentación tipo NCIT. De igual forma, se pueden desarrollar trabajos relacionados a nuevos planes de pruebas en una subestación digital, qué deben contemplarse y cuáles serían los elementos y pasos detallados en la ejecución de pruebas con los sistemas de comunicaciones inmersos en el bus de procesos, bus de estación y bus de ingeniería.

Nuevas propuestas de digitalización de una subestación eléctrica convencional existente o totalmente nueva para diferentes configuraciones de subestación (interruptor y medio, anillo, doble barra, etc) que plantee diferentes alternativas de uso y configuración de red (HSR, PRP) en las *merging units*, equipos de control, protección, medida y demás dispositivos y elementos que intervienen a nivel de procesos, nivel de bahía y nivel de estación y evaluar disponibilidad, confiabilidad del sistema y desempeño de las protecciones eléctricas en otros escenarios de operación como falla interruptor, funciones sobrecorrientes temporizadas, entre otras.

Investigar sobre la incorporación de los Sistemas de Gestión Integral de Energía en la subestación digital, es decir, sobre la gestión de activos para maximizar el rendimiento de los recursos y activos de la instalación gracias a toda la información que la nube y los datos pueden proporcionar y gestionar haciendo uso de los diferentes equipos de control, protección, medida y bus de procesos.



# Referencias

---

- [1] “CIGRÉ. Applications of IEC 61850 Standard to Protection Schemes. Working Group B5.36,” 06 2013.
- [2] “NERC. North American Electric Reliability Corporation. Agenda - Emerging Technology Roundtable. Emerging Technology Roundtable – Substation Automation/IEC 61850. 2016,” [https://www.nerc.com/pa/CI/Documents/roundtable%20-20IEC%2061850%20slides%20%20\(20161115\).pdf](https://www.nerc.com/pa/CI/Documents/roundtable%20-20IEC%2061850%20slides%20%20(20161115).pdf), 2016.
- [3] Ramirez G., “ABB Retrofits & Subestaciones Digitales. Introducción, Beneficios, Oferta, Referencias en Modernizaciones de C&P,” [https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/colombia-ecuador-docs/abb-digital-service-day-and-benefits---espa%C3%B1ol1.pdf?sfvrsn=63e3ec14\\_2](https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/colombia-ecuador-docs/abb-digital-service-day-and-benefits---espa%C3%B1ol1.pdf?sfvrsn=63e3ec14_2), 2018.
- [4] Popescu-Cirstucescu C. and Werner T. and Meier, S., “Performance considerations in digital substations,” 01 2016, pp. 9 .–9 .
- [5] SIEMENS, “SIPROTEC 5 Bus de procesos V8.30,” vol. C53000-H3040-C054-5, 2020.
- [6] Rolim, J.G. and Dutra, C.A. and Zimath, S.L., “Process bus reliability analysis,” 01 2014, pp. 3.2.3–3.2.3.
- [7] G. Ziegler, *Numerical distance protection, principles and applications*. Siemens, 2011.
- [8] IEB, “Guías para el Buen Ajuste y la Coordinación de Protecciones del SIN,” 2000.
- [9] Hoda Rohani and Azad Kamali Roosta, “Calculating Total System Availability,” <https://www.delaat.net/rp/2013-2014/p17/report.pdf>, 2013.
- [10] Cespedes Renato, “Disponibilidad de Subestaciones con Comunicaciones Basadas en el Protocolo IEC-61850,” *Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá, Colombia*, 2009.
- [11] SIEMENS, “SIPROTEC 5 Low-impedance Busbar Protection 7SS85 Manual,” 2020.

- [12] IEC, “IEC 61850-1: Communication networks and systems for power utility automation – Part 1: Introduction and overview,” 2013.
- [13] SIEMENS, “El estándar IEC 61850, Redes y Sistemas de Comunicaciones en Subestaciones Eléctricas,” 2015.
- [14] Carvalheira, Eugenio, “Testing the performance of IEDs and their communication in substations and laboratories,” 2018.
- [15] Vargas A., *OMNET++ 5.5*. OpenSim Ltd, 2016.
- [16] Ingram, David and Schaub, Pascal and Taylor, Richard and Campbell, Duncan, “Performance Analysis of IEC 61850 Sampled Value Process Bus Networks,” *Industrial Informatics, IEEE Transactions on*, vol. 9, pp. 1445–1454, 08 2013.
- [17] Typhoon HIL, “IEC 61850 Sampled Values protocol,” [https://www.typhoon-hil.com/documentation/typhoon-hil-schematic-editor-library/References/iec\\_61850\\_sampled\\_values\\_protocol.html](https://www.typhoon-hil.com/documentation/typhoon-hil-schematic-editor-library/References/iec_61850_sampled_values_protocol.html), 2019.
- [18] IEC, “IEC 61850-5: Communication networks and systems for power utility automation – Part 5: Communication Requirements for Functions and Device Models, IEC, International standard,” 2013.
- [19] “IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines,” *IEEE Std. C37.113-2015*, pp. 32–33, 2015.
- [20] J. Piñeros and L.Y. Agudelo and A.M. Gutierrez and J.F. Llano and D.E. Echeverri, “Coordinación de Protecciones Retos y Necesidades para la Seguridad del Sistema,” in *XVIII ERIAC - Décimo Oitavo Encontro Regional Ibero - Americano Do Cigre*, Mayo 2019.
- [21] General Electric, “Bus de procesos,” 2018.
- [22] ARTECHE, “Process Bus Implementation for Statnett,” 2016.
- [23] ABB, “Bus de procesos,” 2018.
- [24] SIEMENS, “Manual SIPROTEC Protección de Distancia 7SA522 V4.74 y superior. C53000-G1176-C155-9,” 2016.
- [25] Leon Hector and Montez Carlos and Stemmer Marcelo and Vasques Francisco, “Simulation models for IEC 61850 communication in electrical substations using GOOSE and SMV time-critical messages,” 05 2016, pp. 1–8.

- [26] Golshani Mohammad and Taylor Gareth and Pisica Ioana, “Simulation of power system substation communications architecture based on IEC 61850 standard,” 09 2014, pp. 1–6.
- [27] Apostolov Alexander, “IEC 61850 9-2 Process Bus applications and benefits,” 05 2010, pp. 1 – 5.
- [28] ———, “Impact of IEC 61850 on the interoperability and reliability of protection schemes,” 01 2013, pp. 1–5.
- [29] Zapata Madrigal German D., “CONTEXTUALIZACIÓN PROCESS BUS Y GOOSE, Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín,” [http://grupoty.t.medellin.unal.edu.co/files/Produccion\\_Academica/Contextualizacion\\_Process\\_Bus\\_VF2.pdf](http://grupoty.t.medellin.unal.edu.co/files/Produccion_Academica/Contextualizacion_Process_Bus_VF2.pdf), 2017.
- [30] “HMV Ingenieros LTDA. Experiencias con la implementación de diferentes tecnologías de bus de proceso en subestaciones de alta y extra alta tensión en Colombia,” 2017.
- [31] Tobar Rosero. Oscar A., “Análisis del tiempo de respuesta de un sistema de protecciones en subestaciones eléctricas con implementación de bus de proceso IEC 61850-9-2,” Master’s thesis, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, 2018.
- [32] Tobar R., Oscar A., “Subestaciones digitales modernizarían sector eléctrico,” <https://agenciadenoticias.unal.edu.co/detalle/article/subestaciones-digitales-modernizarian-sector-electrico.html>, 2019.
- [33] “OMNET++ Homepage,” <http://www.omnetpp.org/>, 2019.
- [34] Valdés Ronald, “SUBESTACIONES DIGITALES: El camino hacia una red Inteligente. Unidad de Control y Protecciones - Automatización de Subestaciones de la División Power Systems de ABB. 2015,” <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2474>, 2015.
- [35] Schossing W. et. al, “First Installation of SEL Relays using GOOSE, data modeling, and MMS in outdoor cabinets for EVN in 2001. PAC World. Protection History,” [http://www.pacw.org/fileadmin/doc/DecemberIssue2016/history\\_december\\_2016.pdf](http://www.pacw.org/fileadmin/doc/DecemberIssue2016/history_december_2016.pdf), 2016.
- [36] Cardenas Jorge and Castellanos J and Ojanguren Iñaki and Hunt Richard and Zamalloa M. and Garcia J. and Gallastegui A. and Yubero M. and Otaola E., “IEC61850 9-2 Process Bus: Application in a real multivendor substation,” 08 2010.
- [37] Apostolov Alexander and Vandiver B., “Testing of distributed IEC 61850 based protection schemes,” 12 2009, pp. 1 – 6.

- [38] Vardhan Harsh and Ramlachan R and Szela Wojciech and Gdowik Edward, “Deploying digital substations: Experience with a digital substation pilot in North America,” 03 2018, pp. 1–9.
- [39] Cokic Adnan and Cekic Sanjin and Selimic Armin, “The migration of substation automation technology from classical to digital,” 10 2018, pp. 1–6.
- [40] Riccardo Antonio and Vardhan Harsh, “IEC 61850 Digital Substation Design Tutorial for Novices,” 03 2019, pp. 1–7.
- [41] Iamandi Anamaria and Arghira Nicoleta and Constantin Iulia and Iliescu Sergiu, “The Influence of Digital Communications in Protection Schemes,” 05 2019, pp. 363–368.
- [42] Lopez Thiago, “Subestaciones digitales: Cambiando el concepto de automatización. PGGGA HUB Marketing & Sales Latin America de ABB,” <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=3040&edi=152&xit=subestaciones-digitales-cambiando-el-concepto-de-automatizacion>, 2017.
- [43] Tobar Rosero O. A. et al, “Pruebas de Interoperabilidad para Proyecto Piloto en Bus de Proceso Multifabricante según IEC 61850-9-2. V Congreso CIER de la Energía (págs. 1-11). Medellín: COCIER,” 2017.
- [44] Serna Alzate Francisco Javier, “Desarrollo De Un Ambiente De Simulación Para Topologías De Bus De Proceso Multi-Proveedor, Aplicado A Las Subestaciones Del Sistema Interconectado Nacional De Colombia,” Master’s thesis, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, 2017.
- [45] Kanabar Mital and Sidhu Tarlochan, “Performance of IEC 61850-9-2 Process Bus and Corrective Measure for Digital Relaying,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 26, pp. 725 – 735, 05 2011.
- [46] Nichani Anuj and Swarup K.S, “Modelling and Simulation of Digital Substation Automation for Inter-Substation Line Protection,” 12 2018, pp. 1–6.
- [47] Xu Luoyun, “Assessment and Analysis of Different Process Bus Redundancy Networks Performance for IEC61850 Based Digital Substation,” *The Journal of Engineering*, vol. 2018, 07 2018.
- [48] Juárez Javier and Rodríguez-Morcillo Carlos and Mondejar J.A., “Simulation of IEC 61850-based substations under OMNeT++,” 03 2012, pp. 319–326.

- [49] Yang L. and Crossley Peter and Wen A. and Chatfield R. and Wright J., “Performance assessment of a IEC 61850-9-2 based protection scheme for a transmission substation,” pp. 1–5, 12 2011.
- [50] A. M. Asim, H. Suhail, R. Saeed, A. Ikbal, M. Shabana, and M. Thomas, “Performance Evaluation of IEC 61850 GOOSE based inter substation communication for accelerated distance protection scheme,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 12, 08 2018.
- [51] Crossley Peter and Yang Li and Wen An and Chatfield Ray and Redfern Miles and Sun Xin, “Design and performance evaluation for a protection system utilising IEC 61850-9-2 process bus,” 10 2011.
- [52] Kumar Shantanu and Das Narottam and Islam Sheikh, “Performance evaluation of a process bus architecture in a zone substation based on IEC 61850-9-2,” 11 2015, pp. 1–5.
- [53] Dos Santos, André and Soares, Bruno and Fan, Chen and Kuipers, Martijn and Sabino, Sérgio and Grilo, António and Pereira, Paulo and Nunes, Mário and Casaca, Augusto, “Co-Simulation for the Evaluation of IEC 61850 Based Protection Schemes,” in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2018, pp. 1–7.
- [54] Lin Hua and Veda Santosh and Shukla Sandeep and Thorp J.S and Mili Lamine, “Power system and communication network co-simulation for smart grid applications,” 02 2011, pp. 1 – 6.
- [55] Apostolov Alexander and Vandiver B., “Standards based engineering of protection schemes and systems,” 04 2013, pp. 299–308.
- [56] “IEC/TR 61850-90-4: Communication Networks and Systems for Power Utility Automation – Part 90-4: Network Engineering Guidelines,” 2013.
- [57] Santos Dos and Soares Bruno and Fan Chen and Kuipers Berend and Sabino Sergio and Grilo Antonio and Pereira Paulo and Nunes Mario and Casaca Augusto, “Characterization of Substation Process Bus Network Delays,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. PP, pp. 1–1, 07 2017.
- [58] Ramírez Castaño, Jose, *Protección de Sistemas Eléctricos*, 01 2003.
- [59] Sun Xin and Redfern Miles, “Process Bus Configurations for Protection Schemes in the Digital Substation: IEC 61850,” vol. 2011, 01 2011, pp. 1–6.

- [60] Andersson Lars and Brand Klaus-Peter and Brunner Christoph and Wimmer Wolfgang, “Reliability investigations for SA communication architectures based on IEC 61850,” 07 2005, pp. 1 – 7.
- [61] XM, “PARATEC,Parámetros Técnicos del SIN,” <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/default.aspx>, 2020.
- [62] Rivas Ascaso, David Miguel and Aguado Alonso, Mónica and Zabalza, Rico Elisa, “Análisis de la norma IEC 61850,” 2015.

# Anexos

---

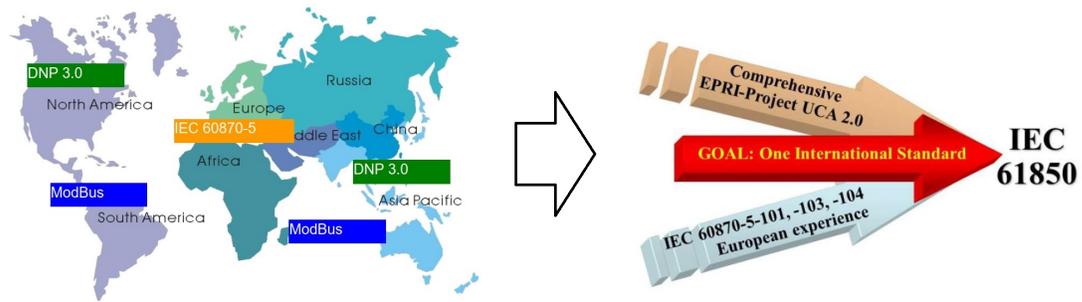
## Anexo A

# Estándar IEC 61850

---

El estándar IEC 61850 fue diseñado a partir de 1994 por el *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), el *Electric Power Research Institute* (EPRI) en colaboración con la *Utility Communications Architecture* (UCA) y el *International Electrotechnical Commission* (IEC), Comité Técnico 57. Durante el año 2005, todas las partes de la norma se publicaron como normas oficiales de IEC. Inicialmente fue diseñada para garantizar la interoperabilidad de las comunicaciones entre los IEDs en los sistemas de automatización de subestaciones (Figura A.1). Se centró inicialmente en la protección y automatización de subestaciones y ya hoy en día involucra otros ámbitos en soluciones para el futuro en los suministros de energía fuera de las subestaciones, como es el caso de las centrales hidroeléctricas, plantas de energía eólica y microrredes [62].

Trata los requisitos generales, la ingeniería, los modelos de datos, las soluciones de comunicación y las pruebas de conformidad.



**Muchos protocolos Privados:**  
 60-70's: protocolos simples propios de cada fabricante  
 80-90's: primeros protocolos no propietarios (Modbus o DNP)  
 90's:  
 - EPRI desarrolla UCA  
 - IEC desarrolla IEC 60870-5

Necesidad de un único estándar internacional: IEC 61850, unión de los trabajos realizados en Europa (IEC) y América del Norte (EPRI).

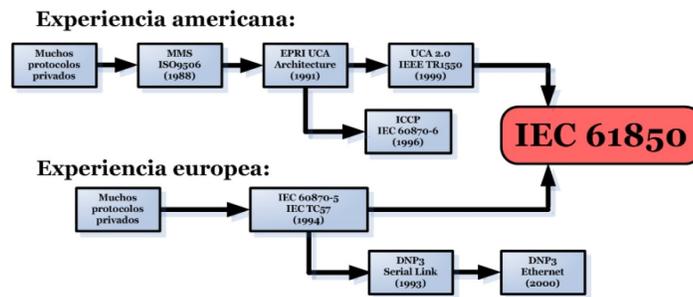


Figura A.1: IEC 61850, evolución histórica (Tomado de Rafecas [3]).

En la figura A.2 se indica la estructura del Estándar IEC 61850 y la interacción entre las diferentes secciones que la conforman y en la figura A.3 se resume las características de la misma.

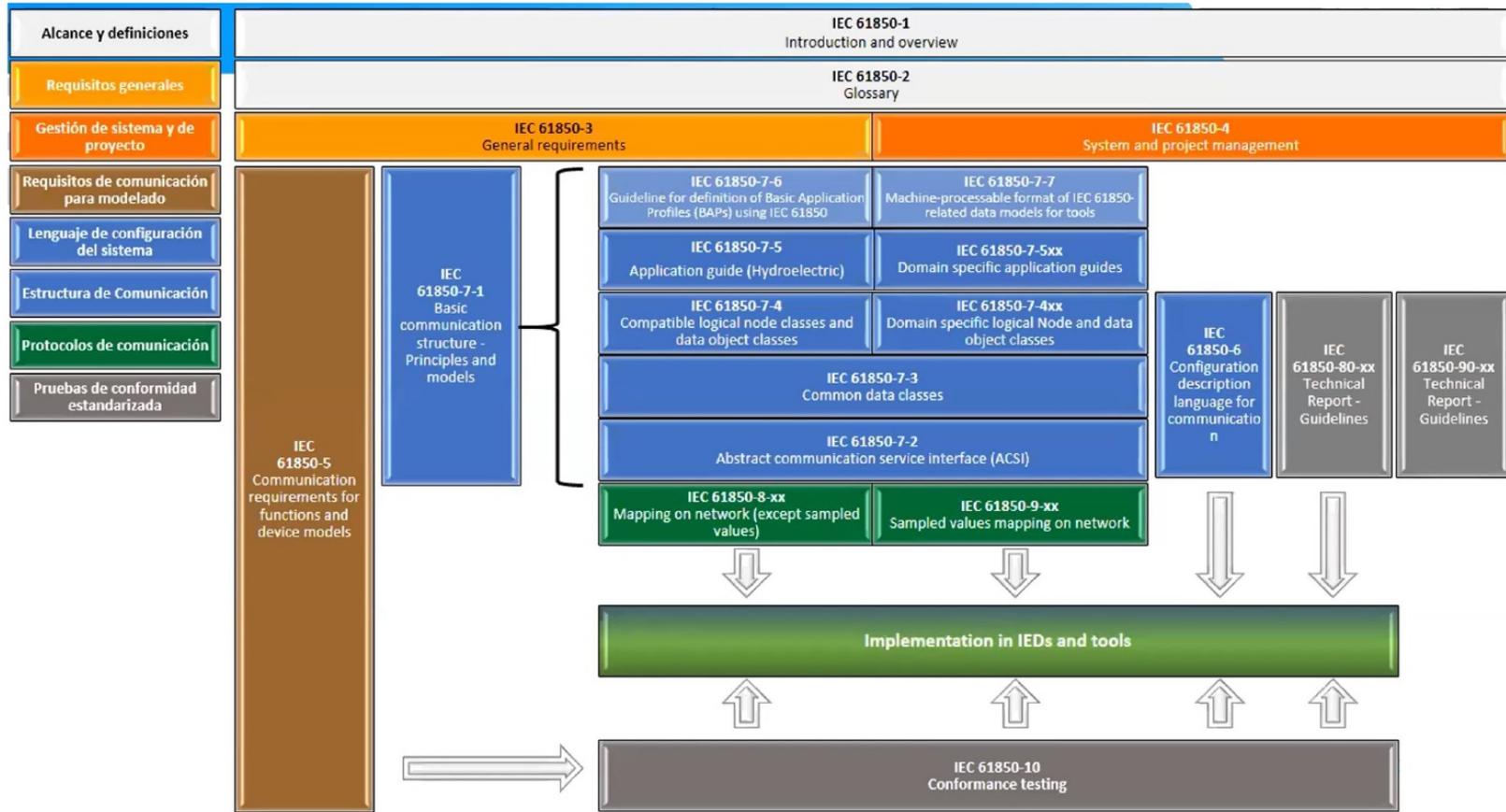


Figura A.2: Estructura del IEC 61850 [12].

ESTANDAR IEC 61850

**IEC 61850 es:**

- Es Independiente de la tecnología.
- Flexible.
- Ampliable.

**IEC 61850 estandariza:**

- Modelo de datos.
- Modelo de servicios y actividades.
- Protocolos de comunicaciones para usos específicos.
- Lenguaje XML para la configuración de equipos y sistemas.
- Pruebas de conformidad.

**IEC 61850 es estándar global para "Redes y Sistemas de Comunicaciones en Subestaciones Eléctricas"**

- Utiliza Ethernet y TCP/IP para comunicación
- Está siendo implementado por los principales fabricantes

**Cumple todos los requerimientos de las funciones y aplicaciones de la subestación:**

- Protección
- Control (Medida, Mando, Monitorización y Registro)
- Automatización

**Soporta las tareas relacionadas con las funciones y aplicaciones citadas:**

- Ingeniería (Inversión)
- Puesta en servicio (Inversión)
- Operación (Explotación)
- Mantenimiento (Explotación)
- Análisis de eventos (Explotación)
- Seguridad (Explotación)

**Interoperabilidad**

- Equipos de distintos fabricantes, cuya funcionalidad no es necesariamente la misma, pueden intercambiar datos a través de un medio de comunicación común.
- Datos de ingeniería y configuración son importables entre las herramientas de cada fabricante gracias al lenguaje SCL.



**Libre configuración**

- Es libre la ubicación de las funciones en los equipos que configuran el sistema de protección y control.

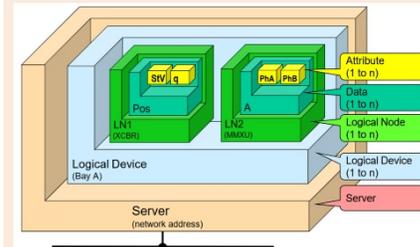
**Reducción del cableado convencional**

- La red de comunicaciones sustituye a los cables multiconductores de cobre.

**A prueba de futuros desarrollos tecnológicos**

La inversión y la explotación están aseguradas a pesar de los rápidos cambios tecnológicos.

**Estructura del modelo de datos**



Denominación	Descripción	Ejemplo
1 Physical Device (IED)	Equipo físico Agrupa los dispositivos lógicos	Equipos: Protecciones, Equipos de control, Registradores de faltas
2 Logical Device (LD)	Dispositivo Lógico Agrupa los nodos lógicos. Realiza funciones complejas	Grupos funcionales: Línea, Interruptor, Seccionador, Lado, Diferencial, Transformador
3 Logical Node (LN)	Nodo Lógico Entidades capaces de realizar funcionalidades simples complejas	Funciones: Control de interruptor: XCIBR, Prot. de sobretensión: PTOC
4 Data (Object)	Datos Datos necesarios en la operación de las funciones	Parámetros, Estados, Avisos, Valores de medida, Alarmas, Datos de protección
5 (Data) Attribute	Atributos Informaciones que componen cada dato	Valores, Calidad, Estampa de tiempo

Figura A.3: Características del IEC 61850 (Elaboración propia basada en Siemens [13]).

---

## Anexo B

# Casos de digitalización de subestaciones eléctricas

---

En las siguientes tablas se hace una recopilación de información sobre las diferentes soluciones realizadas en cuanto a implementar el concepto de subestación digital y bus de procesos.

Tabla B.1: Solución digitalización subestaciones eléctricas [5].

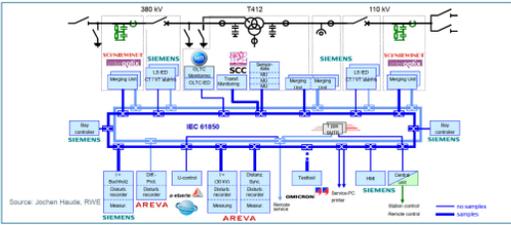
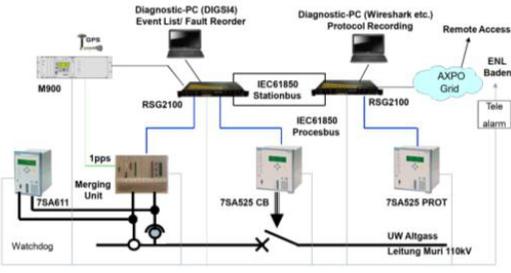
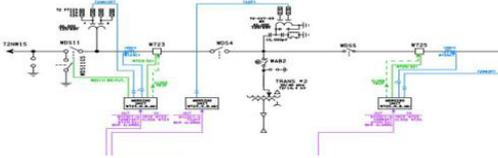
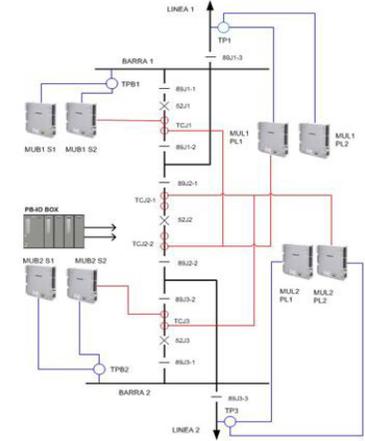
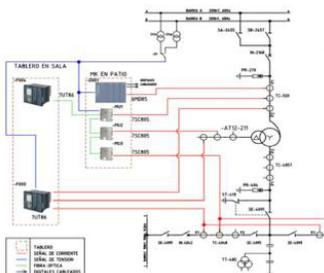
PROYECTOS CON SOLUCIONES DE DIGITALIZACIÓN EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CONVENCIONAL					
PROVEEDOR	AÑO	PAÍS	PROYECTO	SOLUCIÓN DIGITALIZACIÓN	ESQUEMA DIGITALIZACIÓN PROPUESTO
SIEMENS	2007	ALEMANIA	RWE Nehden Station 380/110kV	Investigación y desarrollo prototipos de sensores multifabricante, merging units y relés de protecciones para implementar bus de procesos IEC 61850-9-2. Implementación Bus de procesos con merging units para transformadores de medida convencionales. Aplicación en protección distancia y IEC 61850-9-2.	
SIEMENS	2008	SUIZA	AXPO Netze Quo Vadis Project System Lab	Proyecto piloto con prototipos de merging units y protecciones para Bus de procesos con transformadores de medida convencionales. Aplicación en protección distancia y IEC 61850-9-2.	
SIEMENS	2016	CANADÁ	Utility Municipality Canadá 72kV	Implementación de bus de procesos con merging units para esquema de Protección ANSI 50BF/25. Protección principal como solución de bus de procesos y la protección duplicada como una solución convencional. Redundancia PRP, IEC 61850-9-2, MMS, GOOSE.	
SIEMENS	2015	ESTADOS UNIDOS	Utility - Generación y distribución 13kV	Proyecto piloto, pruebas de interoperabilidad merging units y relés de protección. Protección sobrecorriente, redundancia PRP, IEC 61850-9-2, MMS, GOOSE.	
SIEMENS	2017	AUSTRALIA	Utility - transmisión. Pruebas en laboratorio	Proyecto primera subestación 330kV bus de procesos con equipos multifabricante merging units y relés de protección. Protección de transformador, línea y banco de capacitores. Redundancia PRP, IEC 61850-9-2, MMS, GOOSE, PTP, PPS.	
SIEMENS	2016	FINLANDIA	Utility - transmisión 123kV. Pruebas en laboratorio	Proyecto piloto uso de tecnologías CITS y NCITS. Pruebas de NCIT en laboratorio de Berlin en abril 2016.	
SIEMENS	2016	ALEMANIA	Utility -transmisión 420kV	Proyecto piloto donde se comparan tres tecnologías: - CITS y relés de protección - CITS, merging units y relés de protección - NCITS, merging units y relés de protección	
SIEMENS	2016	BRASIL	Utility -transmisión 138kV	Proyecto bus de procesos protección distancia implementada en paralelo a una subestación convencional. Aplicación en protección distancia. Redundancia HSR, IEC 61850-9-2, MMS, GOOSE.	 Proyecto Bus de procesos Brasil 2016
SIEMENS	2015	PERU	ISA REP Subestación Trujillo 220/138kV	Modernización de dos bahías de autotransformador 3W con Process Bus para el sistema 1 y convencional para el sistema 2. Aplicación en protección de transformador. Redundancia HSR, IEC 61850-9-2, MMS, GOOSE.	

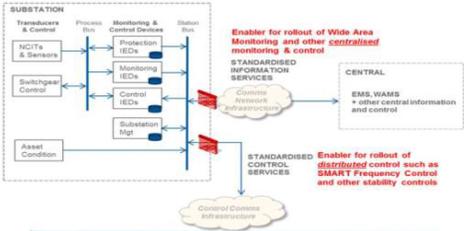
Tabla B.2: Solución digitalización subestaciones eléctricas [5].

PROVEEDOR	AÑO	PAÍS	PROYECTO	SOLUCIÓN DIGITALIZACIÓN	ESQUEMA DIGITALIZACIÓN PROPUESTO
SIEMENS	2016	COLOMBIA	ISA - Universidad Nacional Subestación Chinú 230kV	Pruebas de laboratorio. Interoperabilidad de mergin unit con otros equipos y adicionalmente IEDs SIEMENS con MU de otros fabricantes. Pruebas de funciones de protección principales.	
SIEMENS	2018	BOLIVIA	ENDE Subestación IRPA - IRPA	Prueba piloto en salida de línea Catavi. Implementación de bus de proceso con varios fabricantes y comparaciones en tiempos de disparo y respuesta de los equipos. El relé no realizará funciones de sincronismo	

Tabla B.3: Solución digitalización subestaciones eléctricas [21] [22].

PROYECTOS CON SOLUCIONES DE DIGITALIZACIÓN EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CONVENCIONAL					
PROVEEDOR	AÑO	PAÍS	PROYECTO	SOLUCIÓN DIGITALIZACIÓN	ESQUEMA DIGITALIZACIÓN PROPUESTO
GENERAL ELECTRIC	2018	BRASIL	CTEEP, Subestación Embu-Guazu 13,8kV Brasil	Implementación y puesta en servicio sistema de medida y protección bahía feeder mediante uso de merging units.	
ARTECHE	2017	NORUEGA	Statnett 300kV	Proyecto piloto prueba de interoperabilidad multifabricante merging units, NCTs, CITs, relés de protección: Siemens, ABB, SPRECHER. Redundancia PRP, IEC 61850-9-2, PTP.	

Tabla B.4: Solución digitalización subestaciones eléctricas [23].

PROYECTOS CON SOLUCIONES DE DIGITALIZACIÓN EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CONVENCIONAL					
PROVEEDOR	AÑO	PAÍS	PROYECTO	SOLUCIÓN DIGITALIZACIÓN	ESQUEMA DIGITALIZACIÓN PROPUESTO
ABB	2013	BRASIL	Subestaciones 500kV/220/66kV Itaipu Villa Hayes, Brasil, Paraguay	Implementación y puesta en servicio sistema bus de procesos. Subestaciones AIS IEDs 46 Relion series IEDs instalados en el patio de conexiones como unidades de interfaz de proceso. GOOSE para comunicarse con los IED de nivel de bahía. Reporte de eventos y alarmas MMS para aparatos primarias.	
ABB	2017	ESCOCIA	Scottish Power Energy Networks (SPEN) Subestación Wishaw 275 kilovolt (kV)	Proyecto piloto IEC 61850-9-2 bus de proceso y NCITs - UK. Demostrar interoperabilidad en una subestación digital de múltiples proveedores IEC61850, con CT ópticos, medidas de protección, control y fasor.	
ABB	2017	BRASIL	subestación existente ISA CTEEP	Proyecto piloto. Instalación merging unit en una subestación existente de 138 kV. Verificación del funcionamiento correcto en comparación con la instalación tradicional	
ABB	2018	INDIA	Subestación existente Techno Park 110kV	Proyecto piloto IEC 61850-9-2 bus de proceso. Merging units y relé de protección en subestación existente Techno Park (India)	
ABB	2018	COLOMBIA	Subestación existente CELSIA 110kV	Proyecto piloto bus de procesos. Instalación de merging unit y relé de protección en subestacion de 110 Kv línea Buga – Calima	
ABB	2017	COSTA RICA	Subestación existente ICE/Costa Rica	Proyecto piloto bus de procesos. Stand-alone merging units piloto en subestacion existente ejecutado por ABB Brazil and ICE/Costa Rica. Instalación de merging units en bahía existente de banco de condensadores a 34.5 Kv	

**Tabla B.5:** Solución digitalización subestaciones eléctricas [23].

PROVEEDOR	AÑO	PAÍS	PROYECTO	SOLUCIÓN DIGITALIZACIÓN	ESQUEMA DIGITALIZACIÓN PROPUESTO
ABB	2017	COSTA RICA	Subestación Atlas Juazeiro 230 kV	Proyecto Primera subestacion digital completa en America del sur Brasil. Subestacion de 230kV compuesta por 2 lineas de transmission y 1 transformador de potencia.	

---

## Anexo C

# Estándares de referencia Diseño Subestación digital

---

Los siguientes son los estándares de referencia que el autor considera deberán tenerse en cuenta en el diseño de una subestación digital:

En Nivel de procesos

- IEC 61850-8-1:2011 – Specific communication service mapping (SCSM) – Mapping to MMS.

Es necesario cumplir con este estándar para llevar a cabo el intercambio de mensajes tipo GOOSE y MMS tanto hacia los dispositivos de control y protección de nivel de bahía como al sistema de supervisión, monitoreo y control SCADA del nivel de estación.

- IEC 61850-9-2:2011 – Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3.

Es necesario cumplir con este estándar para el envío de las señales analógicas de corrientes y tensiones vía digital como *sampled measured values* (SMV) a través del bus de procesos.

- IEC 61850-9-3:2016 - Precision time protocol profile for power utility automation. Relacionado con el sistema de sincronización de tiempo, perfil aplicable a sistemas de automatización de servicios de energía y que permite cumplir con una precisión de  $\pm 1\mu s$ , requerida para sincronización de sample values.

- IEC 61869-9:2016 - Digital interface for instrument transformer.

Es necesario cumplir con este estandar si se incorpora una solución de digitalización de subestación eléctrica usando transformadores de medida con una interface digital, es decir transformadores no convencionales de medida tipo NCIT.

- IEC 61869-13:2017 - Stand alone *merging unit*.

Es necesario cumplir con este estandar para la especificación de las *merging unit* si se

incorpora una solución de digitalización de subestación eléctrica usando transformadores de medida con una interface digital, es decir transformadores no convencionales de medida tipo NCIT.

- IEC 62439-3:2016 – Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR).

Es necesario para asegurar tiempos de recuperación cero, ante la pérdida de un enlace de comunicaciones, es decir al cumplir con este tipo de redundancia ya sea PRP o HSR se asegura la transmisión de datos críticos como los son los valores de corriente y tensiones muestreados y el intercambio de señales GOOSE, ya sean disparos u otro tipo de señal para el sistema de protecciones.

- IEEE1588v2:2008 – IEEE Standard for a precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems.

Es necesario para asegurar la sincronización precisa del tiempo en el orden de los nanosegundos requerida para el bus de proceso de acuerdo a los requerimientos exigidos en el IEC 61850-9-2.

- IEC 60068-2-30: Tests - Test Db: Damp heat, cyclic (12 h + 12 h cycle). Debe garantizarse que los dispositivos como *merging unit* ubicadas en patio cuenten con un recubrimiento especial en los módulos electrónicos, de tal forma que mediante ese revestimiento se proporcione protección contra la humedad extrema, los gases corrosivos y el polvo agresivo, o combinaciones de ellos. Además, de que ofrezca protección mecánica contra la manipulación inapropiada y las influencias externas.

En nivel de bus de Bahía o campo

- IEC 61850-8-1:2011 – Specific communication service mapping (SCSM) – Mapping to MMS.

Es necesario cumplir con este estandar para llevar a cabo el intercambio de mensajes tipo GOOSE y MMS tanto hacia los dispositivos de control y protección de nivel de bahia como al sistema de supervisión, monitoreo y control SCADA del nivel de estación.

- IEC 62439-3:2016 – Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR).

Es necesario para asegurar tiempos de recuperación cero, ante la pérdida de un enlace de comunicaciones, es decir al cumplir con este tipo de redundancia ya sea PRP o HSR se asegura la transmisión de datos críticos como los son los valores de corriente y tensiones muestreados y el intercambio de señales GOOSE, ya sean disparos u otro tipo de señal para el sistema de protecciones.

- IEEE1588v2:2008 – IEEE Standard for a precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems.

Es necesario para asegurar la sincronización precisa del tiempo en el orden de los nanosegundos requerida para el bus de proceso de acuerdo a los requerimientos exigidos en el IEC 61850-9-2.

- IEC 60068-2-30: Tests - Test Db: Damp heat, cyclic (12 h + 12 h cycle). Debe garantizarse que los dispositivos como *merging unit* ubicadas en patio cuenten con un recubrimiento especial en los módulos electrónicos, de tal forma que mediante ese revestimiento se proporcione protección contra la humedad extrema, los gases corrosivos y el polvo agresivo, o combinaciones de ellos. Además, de que ofrezca protección mecánica contra la manipulación inapropiada y las influencias externas.

Adicionalmente las siguientes referencias tanto para bus de procesos como bus de estación:

- IEC61850-5:2013 – Communication requirements for functions and device models
- IEC61850-6:2009 – Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs
- IEC61850-7-2:2010 – Basic information and communication structure – Abstract communication service interface (ASCI)
- IEC61850-7-4:2010 – Basic communication structure – Compatible logical node classes and data object classes

Los equipos que constituyen ser los elementos claves en la subestación digital como lo son las *merging units*, relés de control y protección, controladores de bahía y equipos de sincronización de tiempo, entre otros, deben cumplir con el estándar IEC 61850, además de las especificaciones que se indican a continuación.

### **Requerimientos *merging units***

Deben cumplir las siguientes características:

Hardware

- Mínimo un Módulo ethernet de comunicaciones con dos puertos ópticos para tipo de fibra óptica multimodo con capacidad de al menos 100Mbps.
- Mínimo un puerto eléctrico u óptico de al menos 100Mbps para la comunicación con el bus de ingeniería que permita el acceso remoto desde el PC de gestión.

- Mínimo 4 entradas para medida analógica de corriente y 4 para medida de tensión. Debe tener la posibilidad de ser modular y ampliar las cantidades de acuerdo a la aplicación en particular.
- Debe tener tarjetas de entradas y salidas digitales. Debe tener la posibilidad de ser modular para especificar y ampliar las cantidades de acuerdo a la aplicación en particular.
- Soportar protocolo de redundancia de red via PRP.
- Soportar los estándares IEC 61869-9, IEC 61869-13.
- Soportar el IEC 61850-8-1 GOOSE y MMS.
- Cumplimiento con el estándar IEC 60068-2-30.
- Soportar sincronización de tiempo via IEEE 1588v2/PTP
- Debe poseer fuente redundante de alimentación. Rangos de operación permisibles 48 Vcc a 300 Vcc.
- Rangos de temperatura extendidos desde -40 °C a 70 °C.

#### Funcionalidades

- Capacidad de equipamiento con funciones de protección de respaldo como lo son protección de sobrecorriente no direccional (50/51, 50N, 51N), protección de sobrecorriente direccional (67/67N) y protección de sub/sobretensión (27/59).
- Capacidad de equipamiento con funciones de interruptores como la función falla interruptor (50BF), supervisión circuito de disparo (74TC), recierre automático y funciones de sincro-check (25)

#### Requerimientos relés de protección

Deben cumplir las siguientes características:

##### Hardware

- Mínimo un Módulo ethernet de comunicaciones con dos puertos ópticos para tipo de fibra óptica multimodo con capacidad de al menos 100Mbps utilizado para la comunicación hacia el bus de procesos que soporten los estándares IEC 61850-8-1, IEC 61850-9-2 Client, IEC 61850-9-2 *merging unit*.

- Mínimo un Módulo ethernet de comunicaciones con dos puertos ópticos para tipo de fibra óptica multimodo con capacidad de al menos 100Mbps utilizado para las comunicación hacia el bus de estación que soporten los estandares IEC 61850-8-1, IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-104, Modbus TCP, DNP3 serial.
- Mínimo un puerto eléctrico u óptico de al menos 100Mbps para la comunicación con el bus de ingeniería que permita el acceso remoto desde el PC de gestión.
- Soportar protocolo de redundancia de red via PRP, HSR, RSTP.
- Cumplimiento con el estandar IEC 60068-2-30 asociado a conformal coating.
- Soportar sincronización de tiempo via IEEE 1588v2/PTP
- Debe poseer fuente de alimentación con rangos de operación permisibles 48 Vcc a 300 Vcc.
- Rangos de temperatura extendidos desde -40 °C a 70 °C.

Funcionalidades (caso protección bahía de línea)

- Capacidad de equipamiento con funciones de protección de línea como lo son protección diferencial de línea (87L), protección distancia (21/21N); protección de respaldo como lo son protección de sobrecorriente no direccional (50/51, 50N, 51N), protección de sobrecorriente direccional (67/67N), protección de sub/sobretensión (27/59) y función de oscilación de potencia (68).
- Capacidad de equipamiento con funciones de interruptores como la función falla interruptor (50BF), supervisión circuito de disparo (74TC), recierre automático y funciones de sincro-check (25).

Funcionalidades basadas en el IEC 61850-5

Adicionalmente debe incorporar al menos los siguientes funciones de nodos lógicos (LN), de acuerdo a los tipos de LN que se definen en el estandar IEC 61850-5 que harán parte de la solución de digitalización de la subestación eléctrica y aplicar los data objects necesarios para una correcta implementación de cada función de protección según el IEC 61850-7-4:

- PDIS – Distance protection (21/21N)
- PLDF – Line differential protection (87L)
- PDEF – Directional earth fault protection (67N)

- PSCH – Protection scheme (85)
- MMXU – Measuring unit
- PTRC – Protection trip conditioning

### Requerimientos Controlador de Bahía

Deben cumplir las siguientes características:

#### Hardware

- Mínimo un Módulo ethernet de comunicaciones con dos puertos ópticos para tipo de fibra óptica multimodo con capacidad de al menos 100Mbps utilizado para las comunicación hacia el bus de procesos que soporten los estándares IEC 61850-8-1, IEC 61850-9-2 Client, IEC 61850-9-2 *merging unit*.
- Mínimo un Módulo ethernet de comunicaciones con dos puertos ópticos para tipo de fibra óptica multimodo con capacidad de al menos 100Mbps utilizado para las comunicación hacia el bus de estación que soporten los estándares IEC 61850-8-1, IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-104, Modbus TCP, DNP3 serial.
- Mínimo un puerto eléctrico u óptico de al menos 100Mbps para la comunicación con el bus de ingeniería que permita el acceso remoto desde el PC de gestión.
- Soportar protocolo de redundancia de red via PRP, HSR, RSTP.
- Cumplimiento con el estándar IEC 60068-2-30 asociado a conformal coating.
- Soportar sincronización de tiempo via IEEE 1588v2/PTP
- Debe poseer fuente de alimentación con rangos de operación permisibles 48 Vcc a 300 Vcc.
- Rangos de temperatura extendidos desde -40 °C a 70 °C.
- Debe contar con un display que permita visualizar el unifilar de la bahía con el estado de los dispositivos.
- Debe incorporar botones para ejecutar mandos de apertura y cierre desde el panel frontal, además de botones disponibles configurables por el usuario.

#### Funcionalidades

- Capacidad de equipamiento con funciones de interruptores como la función falla interruptor (50BF), supervisión circuito de disparo (74TC), recierre automático y funciones de sincro-check (25)

Funcionalidades basadas en el IEC 61850-5

Adicionalmente debe incorporar al menos los siguientes funciones de nodos lógicos (LN), de acuerdo a los tipos de LN que se definen en el standard IEC 61850-5 que harán parte de la solución de digitalización de la subestación eléctrica y aplicar los data objects necesarios para una correcta implementación de cada función asociada al control y a las funciones de interruptor, según el IEC 61850-7-4:

- CSWI – Equipment controller
- CILO – Interlocking bay/station
- RBRF - Breaker failure protection (50BF)
- RREC - Automatic reclose (79)
- RSYN - Synch check (25)
- MMXU – Measuring unit
- GAPC – Automatic process control
- GGIO – Generic I/O

### **Requerimientos equipo sincronizador de tiempo GPS**

- GPS con protocolo PTP de acuerdo con el perfil IEC 61850-9-3 aplicable a sistemas de automatización de servicios de energía y que permite cumplir con una precisión de  $\pm 1\mu s$ , requerida para sincronización de sample values.
- Debe incluir módulos de referencia de reloj (modo redundante)
- Debe incluir fuentes de alimentación redundante de alta eficiencia (disponibles en versiones AC y DC)
- Debe incluir un módulo de procesador central que provea sincronización de tiempo NTP/SNTP y configuración y administración de las interfaces.
- Entradas de referencia para 2.048MHz, 2.048Mbits.
- Debe ser apto para entregar sincronización IRIG, 1PPS, 10MHz y IEEE-1588.

**Requerimientos controlador de Estación**

Debe ser un concentrador de datos, gateway y controlador de automatización programable.

Puede ser sincronizado en tiempo via red interna a través de protocolos IEEE1588v2/PTP o NTP/SNTP o externamente mediante IRIG-B.

Debe soportar múltiples protocolos de comunicación, entre los que debe incluir:

- IEC 61850-8-1 – MMS Client;
- IEC 61850-90-2 – MMS Server;
- DNP3, TCP/IP or Serial, Master and Slave;
- Modbus, TCP/IP or Serial, Master and Slave;

**Requerimientos switches y routers**

Deben ser aptos para aplicaciones de subestaciones digitales y poseer las siguientes características:

En bus de estación:

Sincronización por SNTP, redundancia en anillo mediante RSTP con tiempos de recuperación en el orden de los milisegundos o redundancia PRP y HSR con tiempos de recuperación cero.

Soportar protocolos IEC 61850 (MMS server), SNMP IEC 61850-3, IEEE 1613, IEC 61000-6-2, IEC 61800-3. En el caso de los routers, además tendrán la funcionalidad de firewall, con la posibilidad de configurar VPNs.

En bus de procesos:

Servir de enlace para una red PRP indicada en el IEC 62439-3 y tendrán la capacidad de crear VLANs de acuerdo con el IEEE802.1Q.

Deben manejar sincronización de tiempo IEEE1588v2 y tener la capacidad de ser Transparent clocks.

Soportar protocolos IEC 61850 (MMS server), SNMP IEC 61850-3, IEEE 1613, IEC 61000-6-2, IEC 61800-3.

Posibilidad de equipamiento con puertos ópticos y eléctricos con velocidades de 100Mbps, 1Gbps y 10Gbps. Esta última velocidad para ser utilizados en el backbone o red troncal.

**Requerimientos pruebas en una subestación digital**

Es necesario abordar nuevas metodologías y herramientas para llevar a cabo la evaluación y las pruebas de aceptación de fábrica y de aceptación en sitio en una subestación digital, por lo cual en la figura **C.1** se resume aquellas que deben considerarse y que seguirán en términos generales los indicados a continuación:

## 1. Configuración del Sistema

- Correcta publicación y suscripción de mensajes de cada una de las *merging units* hacia y desde todo el resto del sistema.
- Recepción de cada una de las medidas de corrientes y tensiones en los equipos de control, protecciones y medida a través de los SMV y señales vía GOOSE desde el bus de procesos.

## 2. Pruebas en nivel de procesos.

- Incluye pruebas end-to-end de todas las señales desde el bus de procesos hasta el nivel de estación.

## 3. Pruebas en el bus de procesos

- Evaluar el desempeño, es decir, evaluar los tiempos y retardos desde que se genera la señal hasta que está disponible para todo el sistema.
- Evaluar la disponibilidad, es decir, la redundancia del sistema en caso de fallo de algún cable roto, defecto de un switch, falla en reloj de sincronización, que todas las señales sean transportadas correctamente casi en tiempo real y sin pérdidas de datos.

## 4. Pruebas a nivel de campo

- Pruebas de las funciones de protección, listados de señales y diferentes escenarios de operación.

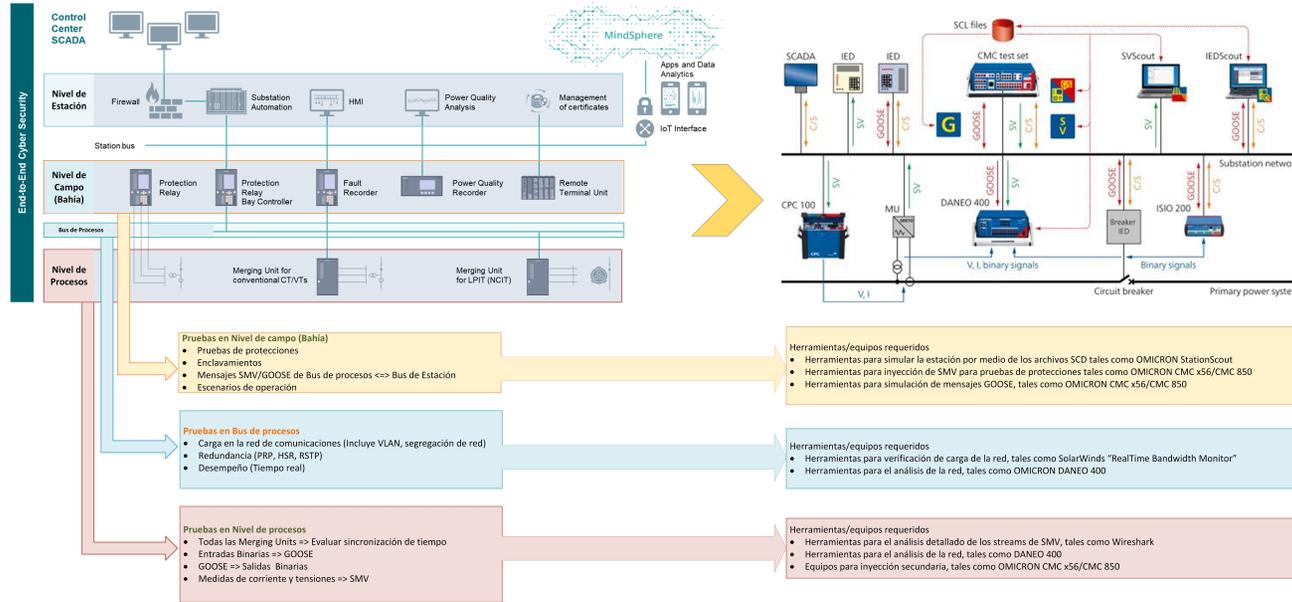


Figura C.1: Panorama general pruebas en una subestación digital. (Elaboración propia en base a Carvalheira [14]).

### **Requerimientos Estándares de ciberseguridad en la subestación digital**

Deberán aplicarse los estándares internacionales en materia de ciberseguridad [5]

- **IEC 62443 (seguridad de los sistemas)**: Establecen las mejores prácticas y recomendaciones para incrementar la seguridad de los sistemas de control industrial frente a amenazas cibernéticas (principalmente).
- **IEC 62351 (Seguridad en comunicaciones)**: Específica los mensajes, procedimientos y algoritmos para la protección de la operación de los protocolos basados o derivados del estándar IEC 61850 utilizado en las subestaciones.
- **ISO/IEC 27001/27019 (Gestión en seguridad)**: Proporciona una guía basada en ISO 27002:2013 aplicada a los sistemas de control de procesos utilizados por la industria de la energía para controlar y monitorizar la producción o generación, transmisión, almacenamiento y distribución de energía eléctrica, gas, petróleo y calor y para el control de los procesos de soporte asociados. Por tanto, permite gestionar los riesgos en esa materia, al asegurar que se identifican y valoran los activos, sus amenazas y vulnerabilidades, considerando el impacto para la organización, y que se adoptan las medidas de seguridad más coherentes con la estrategia de negocio.

# Anexo D

## Desarrollo en DigSilent

En las siguientes tablas se consolidan los parámetros que fueron utilizados en Digsilent para la evaluación de tiempos despeje de falla en la subestación eléctrica convencional.

**Tabla D.1:** Parámetros de las líneas.

Enlace S/E Existente hacia	Nivel de tensión (kV)	Propiedad	Longitud (km)	Capacidad de transporte en condiciones normales (A)	Z TOTAL	R1 Total	X1 TOTAL	R0 TOTAL	X0 TOTAL	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)
Línea 1	230	PRO1	29,74	960	14,34502	1,320456	14,28412	11,06031	39,63152	0,0444	0,4803	0,3719	1,3326
Línea 2	230	PRO1	14,96	960	7,21592	0,664224	7,185288	5,544176	19,93719	0,0444	0,4803	0,3706	1,3327
Línea 3	230	PRO1	74,95	960	28,14147	2,570785	28,0238	19,76431	59,87755	0,0343	0,3739	0,2637	0,7989
Línea 4	230	PRO1	155,78	960	58,37787	5,29652	58,1371	40,93898	124,1567	0,034	0,3732	0,2628	0,797

**Tabla D.2:** Características transformadores de corriente y de tensión.

Enlace S/E Existente hacia	Relación transformación Corriente (A)	Relación transformación Tensión (kV)
Línea 1	800:1	230/√3:0,115√3
Línea 2	800:1	230/√3:0,115√3
Línea 3	800:1	230/√3:0,115√3
Línea 4	800:1	230/√3:0,115√3

**Tabla D.3:** Características transformadores de potencia.

S/E Existente estudio (Datos transformadores de Potencia)	Capacidad alta (MW)	Capacidad media (MW)	Capacidad baja (MW)	Capacidad de transporte en condiciones normales (A)	Z ALTA (%)	Z MEDIA (%)	Z BAJA (%)	TIPO
ATR3 (=D05) 168 MVA 230/115/13.8 kV	168	168	60	960	14,34502	1,320456	14,28412	tridevanado
ATR2 (=D06) 168 MVA 230/115/13.8 kV	168	168	60	960	7,21592	0,664224	7,185288	tridevanado
ATR1 (=D07) 168 MVA 230/115/13.8 kV	168	168	60	960	28,14147	2,570785	28,0238	tridevanado
TR1 (=D0) 26 MVA 230/11.4 kV	26	-	-	960	58,37787	5,29652	58,1371	Bidevanado

El cálculo realizado para el ajuste de la función distancia de la protección de línea se consideró utilizando el relé modelado en DigSilent Siemens 7SA522, asociado a la línea 1.

En la figura **D.1** se muestra la ventana de Digsilent con los elementos incluidos en la bahía de línea de estudio como son el transformador de corriente, transformador de tensión y el réle de protección. Se ajustaron los parámetros técnicos de las tablas **D.1** y **D.2**, según aplican sobre cada tipo de elemento.

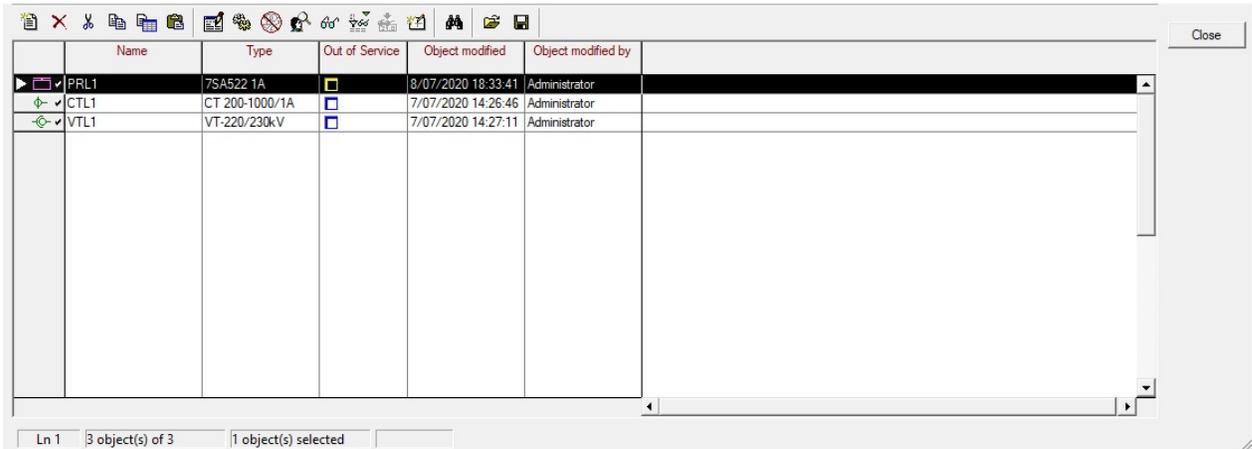


Figura **D.1**: Ventana de Digsilent creación y ajuste de parámetros transformadores de corriente, tensión y réle de protección.

En el caso del réle de protección, se tienen en cuenta los ajustes y rangos para la función distancia (ANSI 21) como se resume en la tabla **D.4** tomados del manual del fabricante [24].

**Tabla D.4**: Ajuste y rangos permitidos función distancia (ANSI 21) en protección 7SA522. Parámetros extraídos del manual del fabricante [24].

Parámetros	Rangos	Observaciones
Factor de compensación residual (K0)	0,000 a 4,000	Escalones 0,001
Angulo PHI (K0)	-135,00° a +135,00°	
X = Alcance reactivo	Para IN = 1 A : 0,050 Ω a 600 Ω	Escalones 0,001 Ω
Aplican para las zonas Z1, Z2, Z3, Z4, Z5		
R= Alcance de resistencia fase - fase	Para IN = 1 A : 0,050 Ω a 600 Ω	Escalones 0,001 Ω
Aplica para las zonas Z1, Z2, Z3, Z4, Z5		
RE= Alcance de resistencia Fase - tierra	Para IN = 1 A : 0,050 Ω a 600 Ω	Escalones 0,001 Ω
Aplican para las zonas Z1, Z2, Z3, Z4, Z5		
Angulo de Línea	10° a 89°	Escalones 1°
Rcarga= Resistencia mínima de carga	Para IN = 1 A : 0,050 Ω a 600 Ω; ∞ Para IN = 5 A : 0,010 Ω a 120 Ω; ∞	Escalones 0,001 Ω

Para el ajuste de las zonas de protección en el relé de protección distancia, se tuvo en cuenta la impedancia mínima de carga ( $Z_{MinCarga}$ ) requerida en el cálculo y definida como:

$$Z_{MinCarga} = \frac{V_L}{\sqrt{3}MCC} \quad (D.1)$$

Donde  $V_L = 230kV$  y MCC (Capacidad del cable)=0.96 kA

- Ajuste Zona 1 (Z1) valores primarios (Forward)

$$X(Z1) = 0,85 * X_1 \quad (D.2)$$

$$R(Z1) = 0,45 * Z_{MinCarga} \quad (D.3)$$

$$RE(Z1) = R(Z1) \quad (D.4)$$

El tiempo de operación del ajuste de la Zona Z1 será ajustado instantáneo.

- Ajuste Zona 2 (Z2) valores primarios (Forward)

$$X(Z2) = 1,20 * X_1 \quad (D.5)$$

$$R(Z2) = 0,45 * Z_{MinCarga} \quad (D.6)$$

$$RE(Z2) = R(Z2) \quad (D.7)$$

El tiempo de operación del ajuste de la Zona Z2 se recomienda en 250 ms (sin esquema de teleprotección).

El tiempo de operación del ajuste de la Zona Z2 se recomienda en 400 ms (Si incorpora esquema de teleprotección)

- Ajuste Zona 3 (Z3) valores primarios (Forward)

$$X(Z3) = X_1 + 0,8X_T \quad (D.8)$$

$$R(Z3) = 0,45 * Z_{MinCarga} \quad (D.9)$$

Donde  $X_T$  es la impedancia de los transformadores de la subestación remota, con  $X_T$  definida como:

$$X_T = \frac{X_{pu} * kV^2}{MVA} \quad (D.10)$$

Se toma el valor  $X_t$  de 17,47 ohm.

El tiempo de operación del ajuste de la Zona Z3 se recomienda en 500 ms (sin esquema de teleprotección).

El tiempo de operación del ajuste de la Zona Z3 se recomienda en 1000 ms (Si incorpora esquema de teleprotección).

Con las definiciones anteriores se logran obtener los valores indicados en la tabla **D.5** y ajustar valores cercanos a estos dentro del modelo en DigSilent.

**Tabla D.5:** Ajustes de valores para ser ingresados en el relé 7SA522 modelado en DigSilent.

<b>Ajustes en el relé</b>		<b>Impedancias en valores primarios (<math>\Omega</math>)</b>		
<b>Zona</b>	<b>Factor</b>	<b>X</b>	<b>R</b>	<b>RE</b>
Z1	0,45	12,141502	47,88	47,88
Z2	1,2	17,140944	47,88	47,88
Z3	$X1+0,8X_T$	28,26012	47,88	47,88

---

## Anexo E

# Desarrollo en OMNET++

---

OMNET++ es un simulador de eventos discretos, modular y orientado a objetos. Cuenta con una interfaz gráfica, de programación, posee librerías y módulos desarrollados.

La estructura de OMNET++ consiste de módulos simples y compuestos los cuales se comunican con el intercambio de mensajes. Los módulos simples se escriben en C++ y al agrupar varios de estos puede construir módulos compuestos. Todo el modelo es denominado la red. Los mensajes que se envían se hacen mediante conexiones. En la figura **E.1** se detalla dicha estructura.

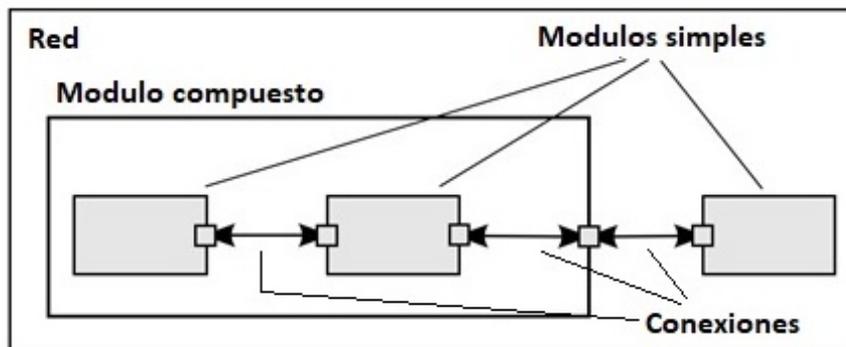


Figura **E.1**: Estructura OMNET++ [15].

Para llevar a cabo simulaciones en OMNET++ es necesario contar con los siguientes archivos:

- Network description File (.ned)
- Network Configuration File (.ini)
- Source File (.cc)

## E.1. Network description file (.ned)

Describe la estructura del módulo y sus diferentes parámetros como son puertos entrada/salida, conexiones, etc. Básicamente describe la red. Se puede trabajar desde la pestaña *design*, mediante el editor gráfico o en la pestaña *source* mediante archivo de texto que define la red que se quiere trabajar. En la figura E.2 y E.3 se presenta mayor detalle al respecto.

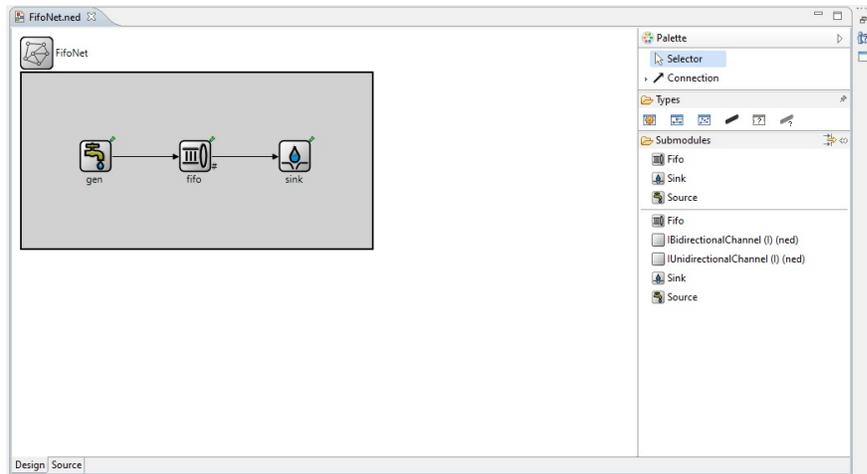


Figura E.2: Archivo .ned - ventana entorno *design*[15].

```

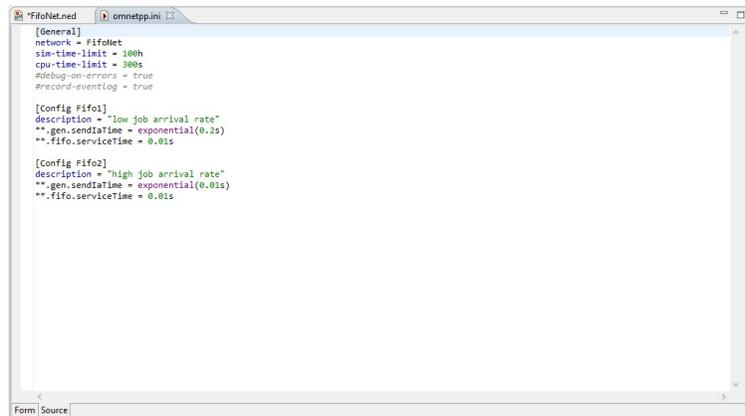
network FifoNet
{
  submodules:
    gen: Source {
      parameters:
        @display("p=89,100");
    }
    fifo: Fifo {
      parameters:
        @display("p=209,100");
    }
    sink: Sink {
      parameters:
        @display("p=329,100");
    }
  connections:
    gen.out --> fifo.in;
    fifo.out --> sink.in;
}

```

Figura E.3: Archivo .ned - ventana entorno *source*[15].

## E.2. Network Configuration File (.ini)

Es el archivo de inicialización que contiene el nombre de la red. Permite describir los parámetros que se le da al sistema para la simulación de la red. Sin este archivo no se puede llevar a cabo alguna simulación (Figura E.4).



```
[FifoNet.ned]  omnetpp.ini
[General]
network = FifoNet
sim-time-limit = 100h
cpu-time-limit = 300s
#debug-on-errors = true
#record-eventlog = true

[Config Fifo1]
description = "low job arrival rate"
**.gen.sendTime = exponential(0.2s)
**.fifo.serviceTime = 0.01s

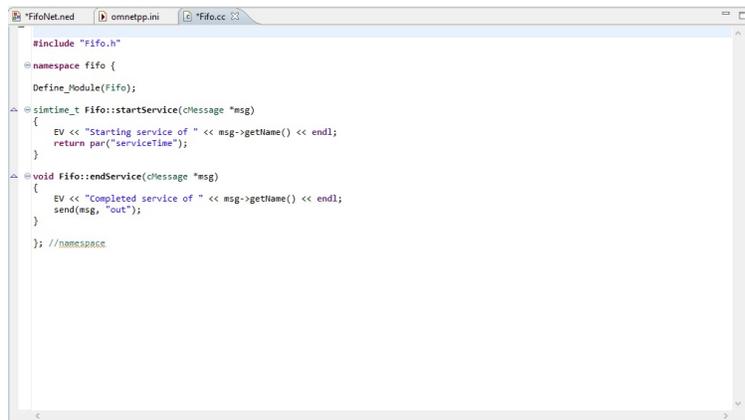
[Config Fifo2]
description = "high job arrival rate"
**.gen.sendTime = exponential(0.01s)
**.fifo.serviceTime = 0.01s

Form Source
```

Figura E.4: Archivo .ini - ventana entorno configuración[15].

## E.3. Network Source File (.cc)

Es básicamente el archivo escrito en C++. Describe cada uno de los elementos/módulos simples que componen la red (Figura E.5).



```
[FifoNet.ned]  omnetpp.ini  Fifo.cc
#include "fifo.h"
namespace fifo {
  Define_Module(Fifo);
  @simtime_t Fifo::startService(cMessage *msg)
  {
    EV << "Starting service of " << msg->getName() << endl;
    return par("serviceTime");
  }
  @void Fifo::endService(cMessage *msg)
  {
    EV << "Completed service of " << msg->getName() << endl;
    send(msg, "out");
  }
}; //namespace
```

Figura E.5: Archivo .cc - ventana entorno configuración[15].

## E.4. Instalación OMNET++

El desarrollo de este trabajo utilizó el software OMNET++ versión 4.6 dado que es el que cuenta con los elementos para el modelamiento de la subestación digital en la red de bus de procesos. A continuación se detalla el proceso de instalación correspondiente.

1. Descargar la versión 4.6 desde la página oficial: <https://omnetpp.org/download/>. Se selecciona la opción versiones anteriores (*older versions*) y descargar la correspondiente para sistema operativo Windows. (Ver Figura E.6).

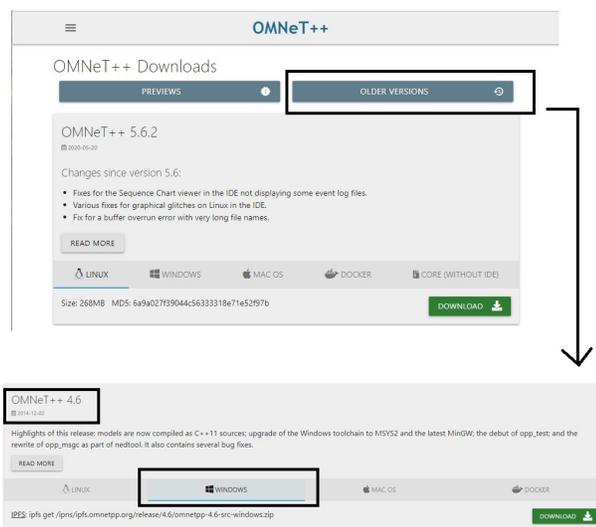


Figura E.6: Página de descarga OMNET++

2. Descomprimir en una carpeta del disco local (C:) (Figura E.7).

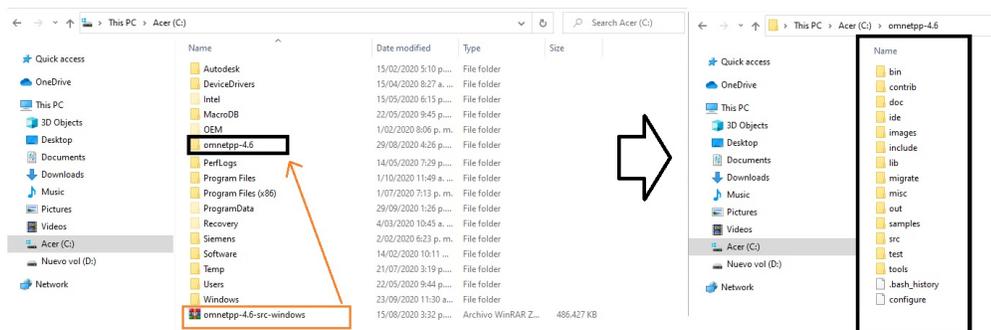


Figura E.7: Carpeta de extracción archivos de instalación OMNET++.

3. Ejecutar el archivo *mingwenv* y seguir las instrucciones de extracción e instalación. Presionar cualquier tecla para continuar. Esperar que extraiga los archivos. Esto puede tomar algo de tiempo. Ver figura E.8.

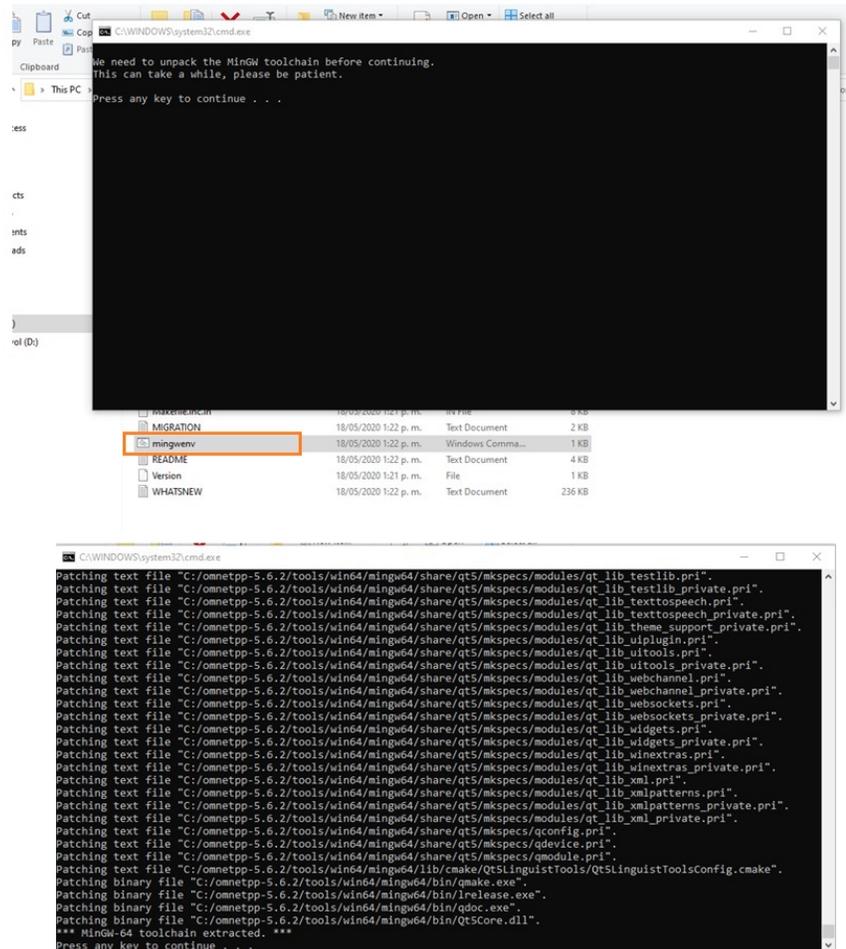
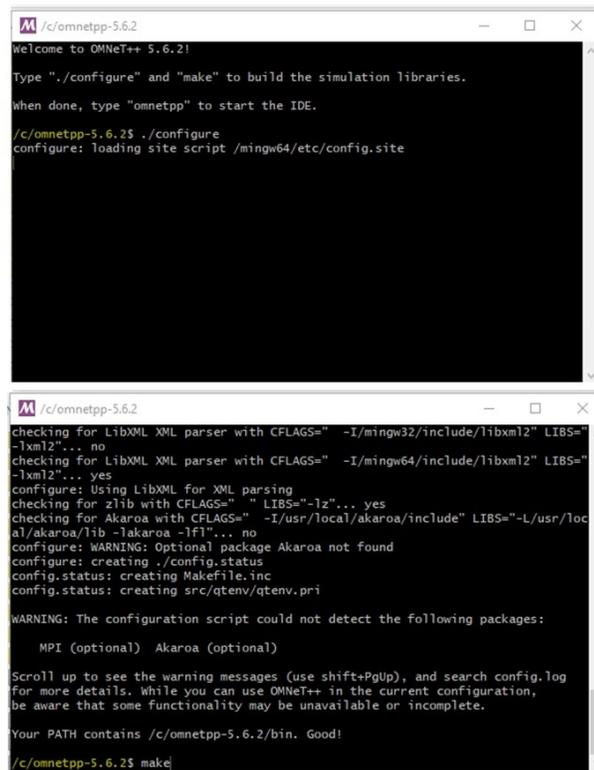


Figura E.8: Ventana instrucciones de instalación OMNET++

Al finalizar este proceso, se debe presionar cualquier tecla para continuar, con eso se cierra esa ventana y se abre otra. Proceder con las siguientes instrucciones:

- Escribir el comando: `./configure`
- Presionar ENTER para proceder a extraer las librerías.
- Al finalizar se debe escribir el comando: `make` y presionar ENTER. Esto va a tomar alrededor de unos 30 minutos. En la figura E.9 se detalla al respecto.



```

/c/omnetpp-5.6.2
welcome to OMNeT++ 5.6.2!

Type "./configure" and "make" to build the simulation libraries.

when done, type "omnetpp" to start the IDE.

/c/omnetpp-5.6.2$ ./configure
configure: loading site script /mingw64/etc/config.site

checking for LibXML XML parser with CFLAGS=" -I/mingw32/include/libxml2" LIBS="-lxml2"... no
checking for LibXML XML parser with CFLAGS=" -I/mingw64/include/libxml2" LIBS="-lxml2"... yes
configure: Using LibXML for XML parsing
checking for zlib with CFLAGS=" " LIBS="-lz"... yes
checking for Akaroa with CFLAGS=" -I/usr/local/akaroa/include" LIBS="-L/usr/local/akaroa/lib -lakaroa -lf1"... no
configure: WARNING: optional package Akaroa not found
configure: creating ./config.status
config.status: creating Makefile.inc
config.status: creating src/qtenv/qtenv.pri

WARNING: The configuration script could not detect the following packages:
    MPI (optional) Akaroa (optional)

Scroll up to see the warning messages (use shift+PgUp), and search config.log
For more details. While you can use OMNeT++ in the current configuration,
be aware that some functionality may be unavailable or incomplete.

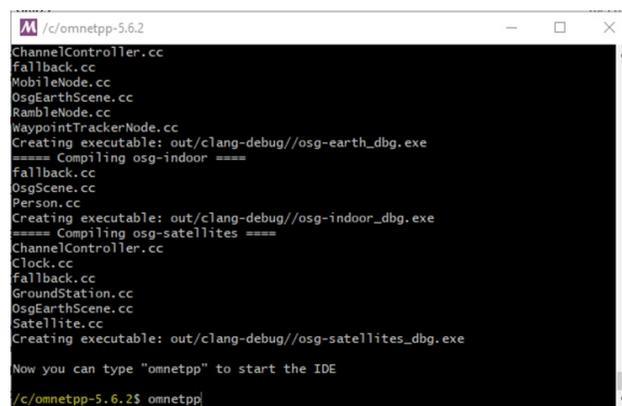
Your PATH contains /c/omnetpp-5.6.2/bin. Good!

/c/omnetpp-5.6.2$ make

```

Figura E.9: Instrucciones de configuración OMNET++

Concluida la instrucción anterior, se procede a ejecutar el programa y esto se hace escribiendo el comando: `omnetpp`. Con esto se abre el entorno de trabajo por primera vez. Mayor detalle figuras E.10 y E.11.



```

/c/omnetpp-5.6.2
ChannelController.cc
Fallback.cc
MobileNode.cc
OsgEarthScene.cc
RambleNode.cc
WaypointTrackerNode.cc
Creating executable: out/clang-debug//osg-earth_dbg.exe
==== Compiling osg-indoor ====
Fallback.cc
OsgScene.cc
Person.cc
Creating executable: out/clang-debug//osg-indoor_dbg.exe
==== Compiling osg-satellites ====
ChannelController.cc
Clock.cc
Fallback.cc
GroundStation.cc
OsgEarthScene.cc
Satellite.cc
Creating executable: out/clang-debug//osg-satellites_dbg.exe

Now you can type "omnetpp" to start the IDE

/c/omnetpp-5.6.2$ omnetpp

```

Figura E.10: Instrucción para abrir OMNET++

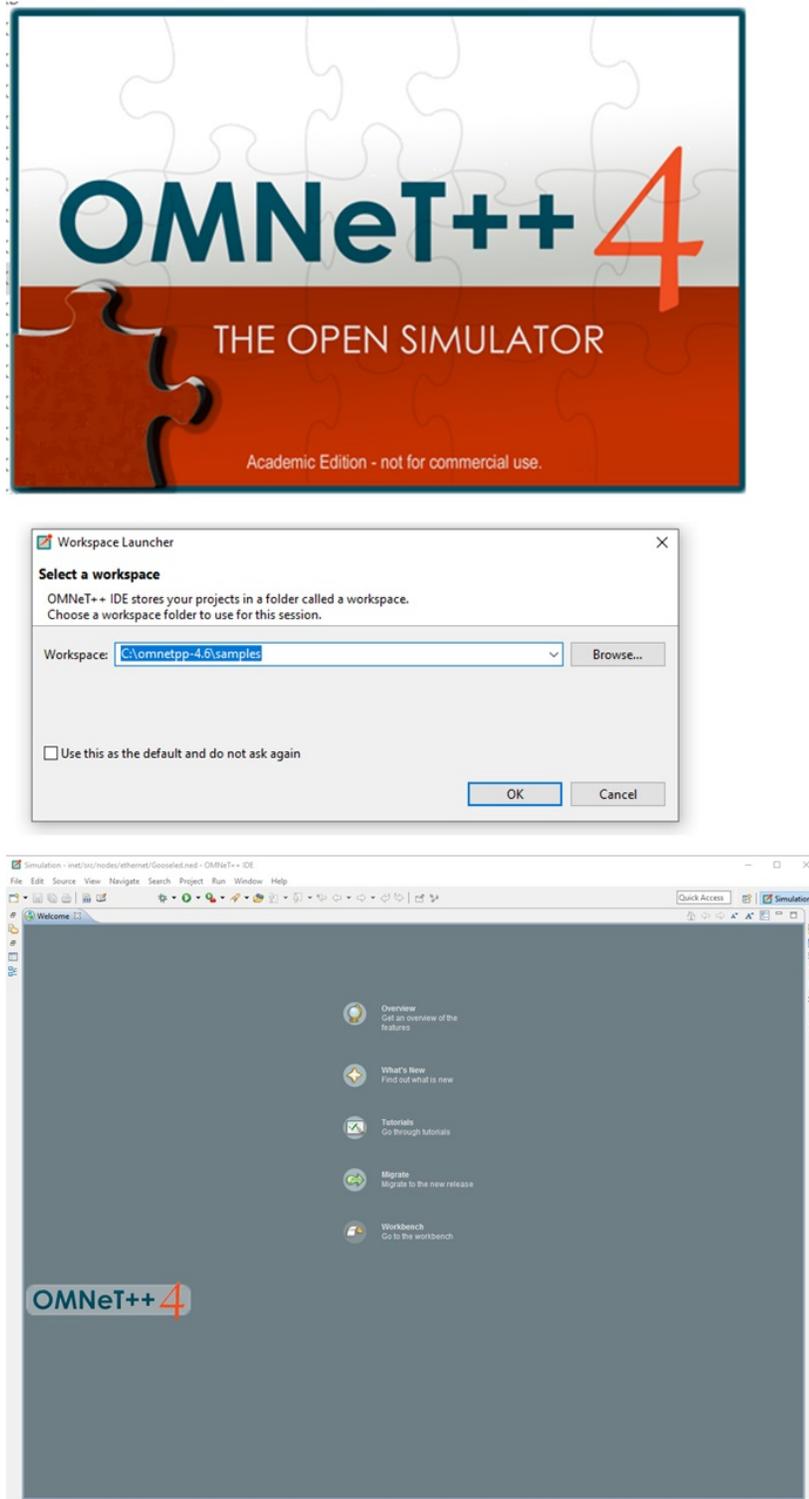


Figura E.11: Ventana de inicio OMNET++

## E.5. Arranque acceso rápido de OMNET++

Para arrancar OMNET++ existen dos maneras, una es a través de líneas de comando abriendo la consola *mingwenv* dentro de la carpeta del software (C:\omnetpp-4.6) y escribir la instrucción: *omnetpp* como se explicó anteriormente.

La otra opción es crear el acceso rápido. Para ello se debe ingresar a la siguiente ruta del software: C:\omnetpp-4.6\ide, es decir entrar a la carpeta *ide*, buscar el archivo *omnetpp.exe*, dar click derecho y seleccionar *Enviar a --> Desktop (create shortcut)*. Ver figura E.12 sobre este procedimiento.

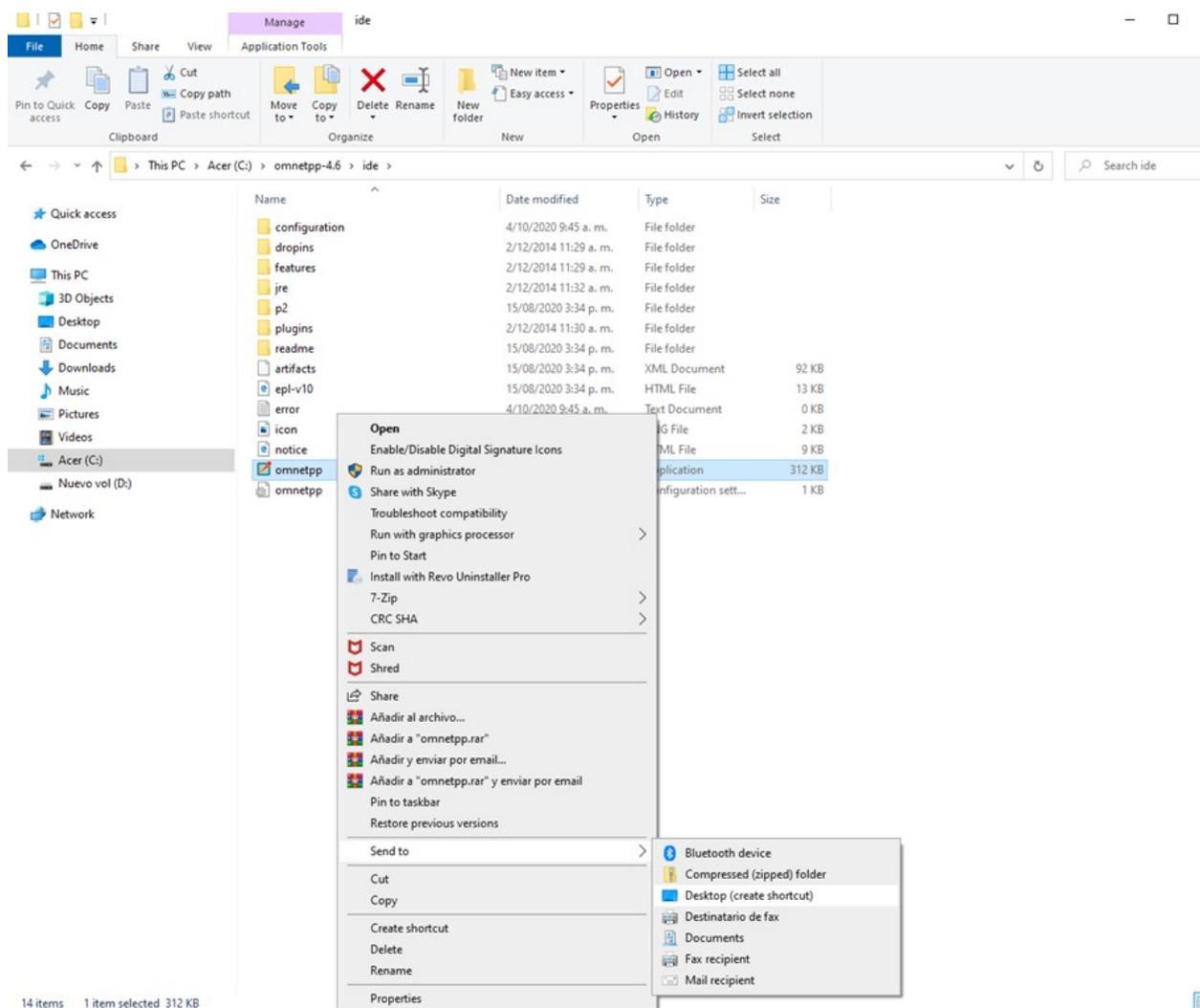


Figura E.12: Acceso rápido inicio OMNET++

## E.6. Creación de nuevo proyecto

Se procede hacia la barra de herramientas: *File/new/omnet++ Project*. Se selecciona la opción que incluye los archivos de simulación. Asignar la ruta y el nombre del proyecto. Después de creado, dar click derecho sobre la carpeta del proyecto, seleccionar *properties* y en la opción *project reference* asociar la carpeta INET, la cual contiene los modelos de equipos a trabajar. Ver detalles en figura E.13.

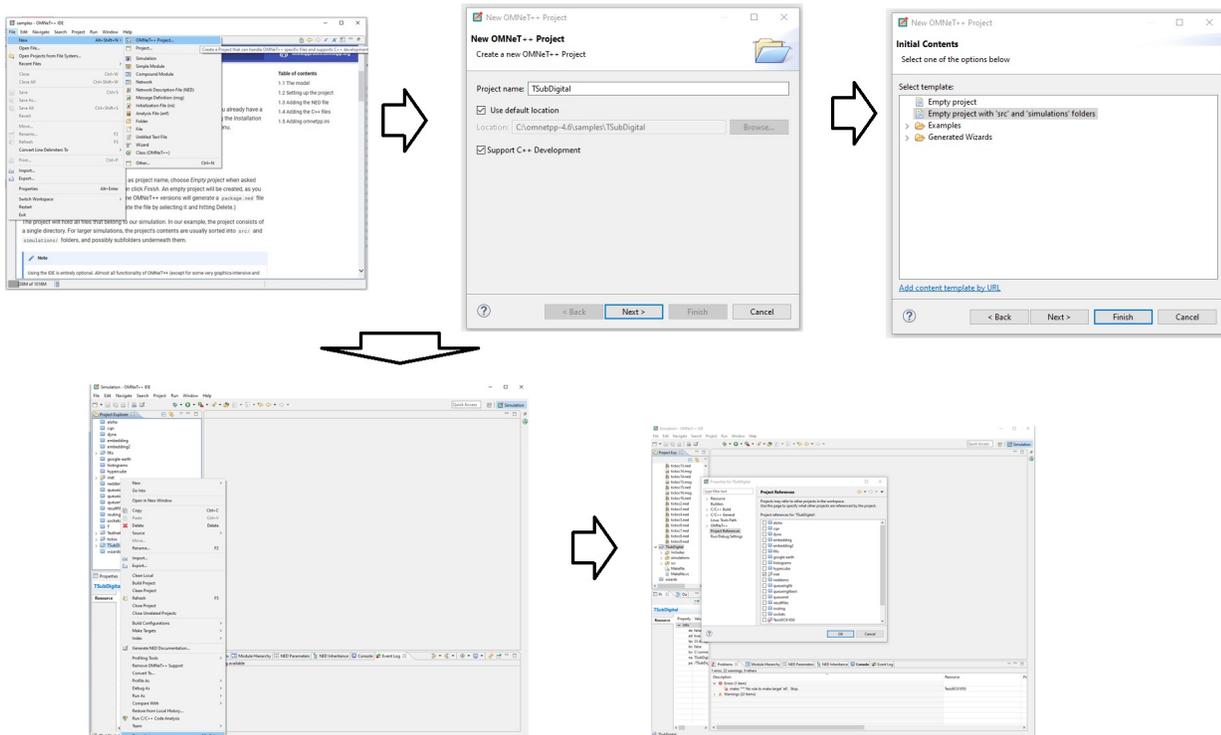


Figura E.13: Nuevo proyecto en OMNET++

Al desplegar el folder del proyecto se observan los diferentes elementos que lo componen. Primero que todo se debe crear el archivo de la red *.NED* y para ello sobre la carpeta *SRC* se selecciona click derecho y la opción *New NED File*. Ver figura E.14.

Con eso ya se crea la primera parte en la pestaña *Design* (izquierda) y *Source* (Derecha) del archivo *.NED* en el entorno de OMNET++.

Desde la pestaña *design* proceder a seleccionar los módulos que se corresponde a los diferentes elementos de la red de bus de procesos de la subestación digital. Ver figura E.15.

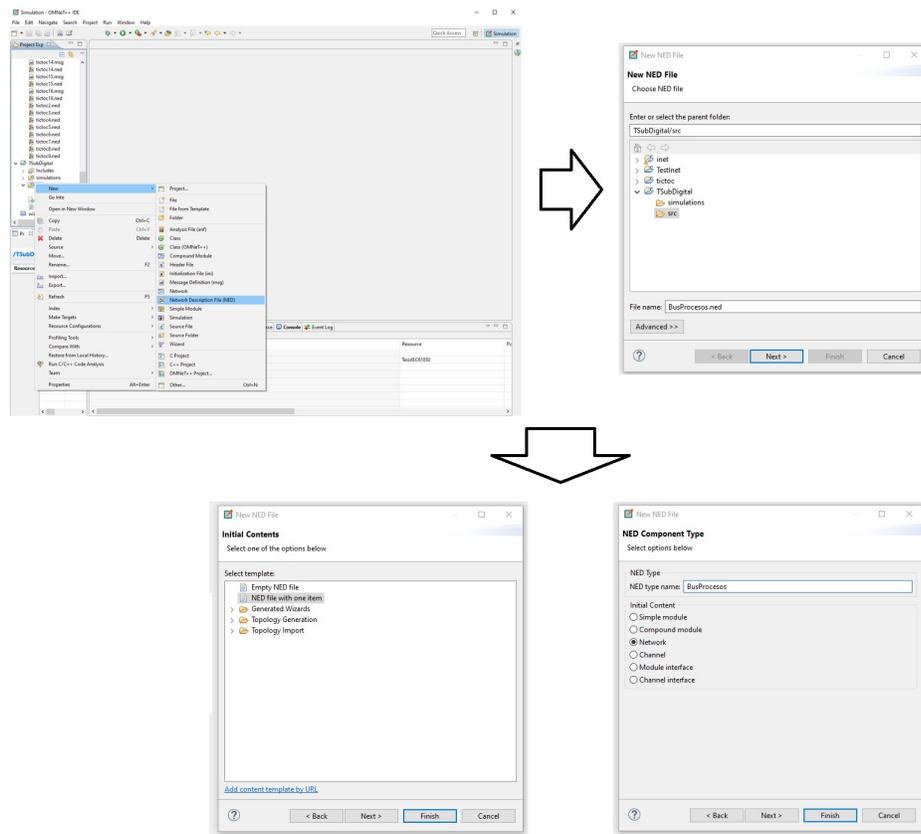


Figura E.14: Creación archivo .ned en OMNET++.

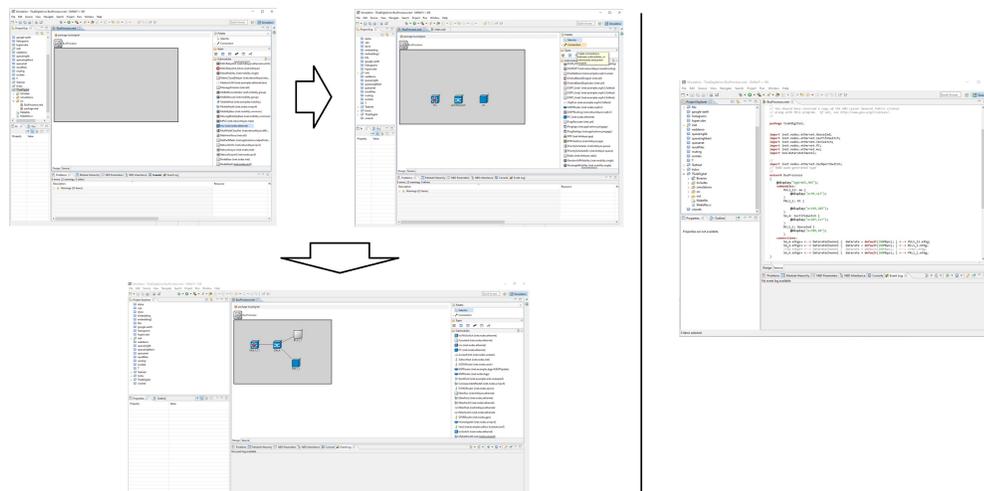


Figura E.15: Entorno .ned: Design (izquierda) y Source (Derecha) en OMNET++.

Ahora lo que sigue es modificar algunos elementos en los archivos tipo C++ que componen la *merging unit*, switches, control y protección para incluir los parámetros de acuerdo a como se indican en el siguiente apartado.

## Anexo F

# Modelamiento dispositivos de red según IEC 61850

Para modelar y modificar elementos que ya se incorporaron en OMNET++ es necesario entender un poco el mecanismo utilizado tanto para la transmisión de SMV como mensajes GOOSE.

En la subestación digital se cuenta con *merging units* ubicadas en el nivel de procesos que envían muestras de corrientes y tensiones digitalizadas como *sampled measured values* (SMV) mediante el estándar IEC 61850-9-2. Adicionalmente, a nivel de bahía se tienen los equipos de control, protección y medida capaz de recibir y procesar dichas muestras SMV de acuerdo al IEC 61850-9-2 y adicionalmente intercambiar señales y emitir disparos a través de mensajería GOOSE. En la figura F.1 se resume el mecanismo de envío para los diferentes tipos de mensajes como se indican en el IEC 61850-8-1.

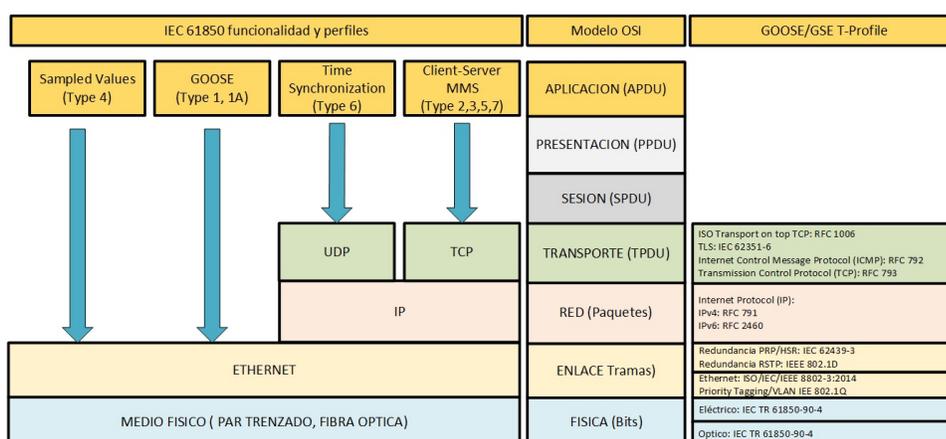


Figura F.1: Mecanismos de transmisión mensajes en una subestación digital según la norma IEC 61850. (Elaboración propia tomada de la IEC 61850-8-1).

De aquí es importante mencionar que tanto los mensajes tipo SMV como GOOSE definidos en la norma IEC 61850 (capa de aplicación) son encapsulados haciendo uso del protocolo IEEE 802.3 y la IEEE 802.1q, es decir el mecanismo de comunicación desde la capa de enlace del modelo OSI (*Open Systems Interconnection model*, por sus siglas en inglés) de comunicaciones para garantizar las prioridades en los mensajes y calidad del servicio requerida para este tipo de información crítica para el sistema de protecciones y control.

### ***Merging Units***

De acuerdo a la guía establecida por el IEC 61850-9-2 LE (Light Edition) [17], se establece que los dispositivos que manejen *sampled measured values* deben publicar de manera periódica los mensajes en intervalos de tiempo definidos. Esto depende de dos factores, la frecuencia de la señal medida y la cantidad de muestras por periodo (*Samples Per periodo (SPP)*, sus siglas en inglés).

Dentro de esta guía asociada a la edición de la norma 9-2, se definen dos tipos de valores SPP: 80 muestras para aplicaciones de protección y 256 muestras para aplicaciones de medida [17].

Particularmente para la frecuencia de red del Sistema de Potencia colombiano de 60Hz eso se traduce a un intervalo de tiempo de  $1/60/80$  o  $208.33\mu\text{s}$  para el envío de los mensajes o 4800Hz.

Por tanto, el modelo de la *merging unit* consta de los siguientes parámetros a considerar:

- Envío de 4800 muestras/segundo (0.2083333 ms)
- Velocidad en el canal de transmisión de 100Mbps.
- Tiempo de procesamiento de acuerdo al fabricante (menor o igual a 2ms según los límites indicados en el IEC 61869-9).
- Adicionalmente, en la figura **F.2** se presenta la estructura para un mensaje tipo SMV dentro del IEC 61850-9-2 [16], [17], por el cual se basan algunos elementos para la *Merging Unit* que aparece modelada en OMNET++.

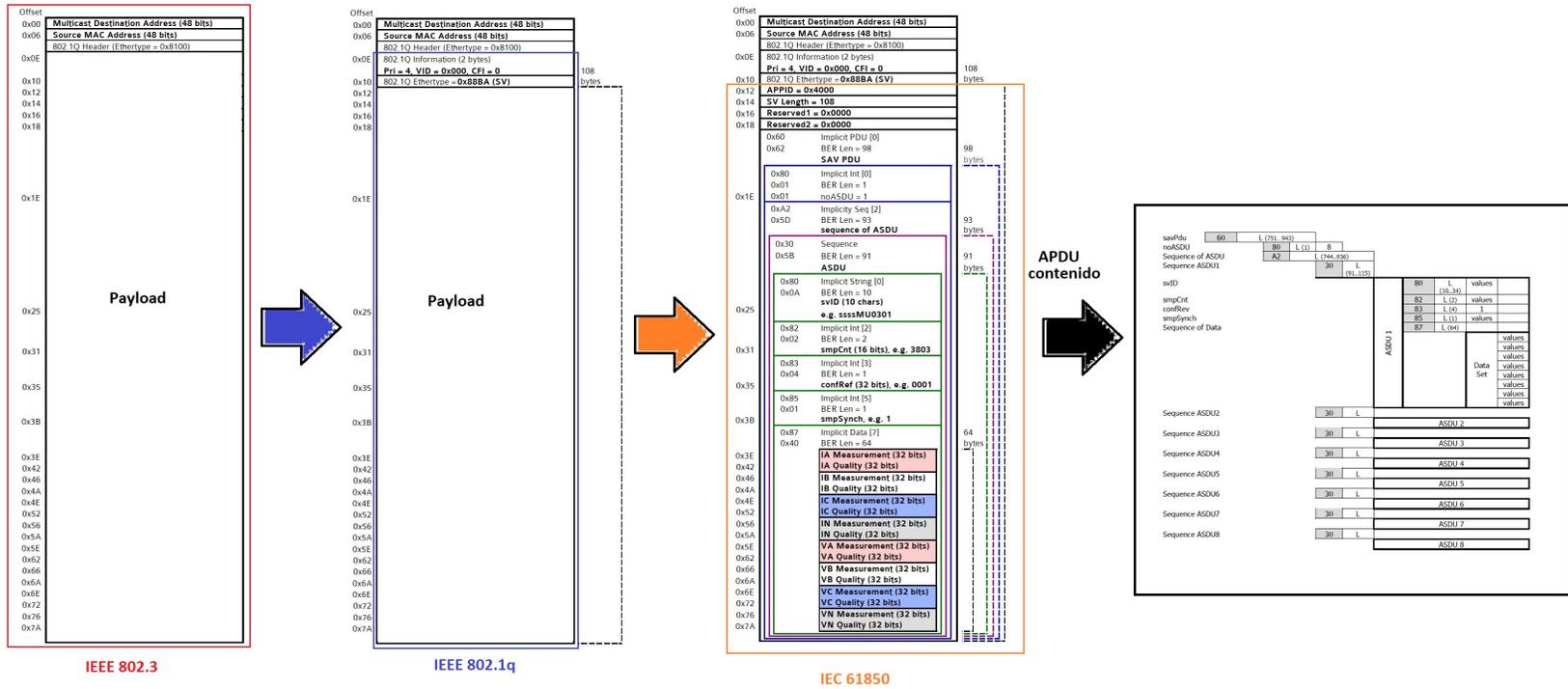


Figura F.2: Trama mensaje SMV IEC 61850-9-2 [16][17].

## RELE DE CONTROL Y PROTECCION

Para efectos del relé de protección, en el modelamiento a considerar en OMNET++ desde el punto de vista de comunicaciones se considera el tiempo de procesamiento para llevar a cabo la operación de su funcionalidad de protección de 20ms (mismo valor que se registra dentro del modelamiento desde el punto de vista eléctrico desarrollado en DigSilent), y un tiempo de 1,2ms tanto para el manejo de la mensajería GOOSE, como para el re-ensamblaje de las muestras SMV de acuerdo a los valores máximos definidos en el IEC 61850-5.

Tanto para el relé de protección como de control, se define su modelamiento acorde al IEC 61850-8-1 para efectos de envío y recibo de mensajes GOOSE y recibo de SMV ajustados a 4800HZ y demás parámetros que se resumen en las tablas **F.1**, **F.2**, **F.3** y **F.4**.

**Tabla F.1:** Parámetros a considerar en el modelamiento OMNET++ para mensajes *GOOSE*.

Parámetros del sistema**	Unidad	Valor
Tipo de Mensaje	-	GOOSE
Ancho de banda del Canal	Mbps	100
Tamaño del mensaje	bytes	161
Periodo del mensaje Operación segura	ms	992
Periodo del mensaje Operación Emergencia	ms	3
Carga máxima	Mbps	0,041488
Tiempo publicación/recepción GOOSE*	ms	1,2

\*Se considera el peor escenario de acuerdo a lo indicado en la norma IEC 61850-5.  
 \*\*Modelamiento en OMNET++ Relés de Control y Protección.

**Tabla F.2:** Parámetros a considerar en el modelamiento OMNET++ para mensajes *Sampled Measured Values*.

Parámetros del sistema	Unidad	Valor
Tipo de Mensaje	-	SMV
Ancho de banda del Canal	Mbps	100
Tamaño del mensaje	bytes	160
Periodo del mensaje (60HZ, 80 muestras/ciclo)	ms	0,208333
Carga máxima	Mbps	6,22

**Tabla F.3:** Parámetros a considerar en el modelamiento OMNET++ para latencia en el switch RST2228.

Parámetros del sistema	Unidad	Valor
Switch Delay	μs	3

**Tabla F.4:** Configuración de la red Subestación digital.

Parámetros de la red	Protección	Controlador	Merging Unit
Nomenclatura Relé	<b>PRL1_11</b>	<b>BCL1_11</b>	<b>MUL1_11</b>
Dirección MAC del relé	B8 89 B9 20 02 01	B8 89 B9 20 02 03	B8 89 B9 20 02 04
Dirección Multicast GOOSE	01 0C CD 01 01 FF	01 0C CD 01 01 FF	01 0C CD 01 01 FF
Dirección Multicast SMV	01 0C CD 04 01 FF	01 0C CD 04 01 FF	01 0C CD 04 01 FF
Prioridad IEEE 802.1Q	6	5	7

### Red Bus de procesos Subestación Digital OMNET++

Los equipos *Merging Units*, Control, protección y switches de comunicaciones tomados de la librería INET de OMNET++ que fueron desarrollados por León [25] para cumplir con el Estándar IEC 61850 y sobre los cuales se llevaron a cabo modificaciones internas en este trabajo para lograr modelar la red del bus de procesos de la subestación digital propuesta de la figura **F.3** basa su principio de ejecución de tareas basado en un modelo de tarea del sistema en tiempo real con ajuste de algunos elementos como se resumen en la tabla **F.5**.

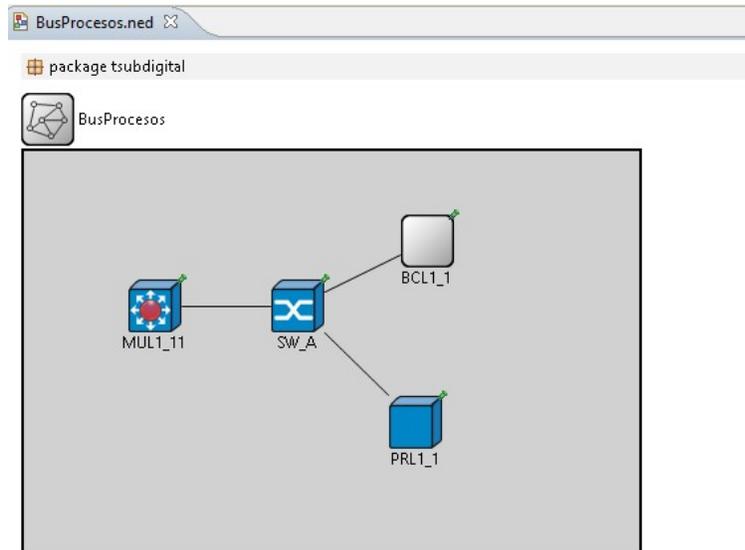


Figura **F.3:** Red Digital modelada en OMNET++. Bus de procesos Subestación Digital Propuesta (Elaboración propia).

**Tabla F.5:** Configuración de la Red de bus de procesos de la Subestación digital. (Elaboración propia basada en León [25]).

Parámetros modelamiento Equipos del sistema en OMNET++

Dispositivo	Nomenclatura	T <sub>i</sub> (μs)	D <sub>i</sub> (μs)	C <sub>i</sub> (μs)**	J <sub>i</sub> (μs)	Pt(ms)
Merging Unit	MUL1_11	208,333	208,333*	13,87	1	2
Protección	PRL1_1	31000	3000	13,79	1	20
Controlador	BCL1_1	31000	3000	13,79	1	20

\*4800 muestras/s a f=60Hz

\*\* Ancho del canal 100Mbps

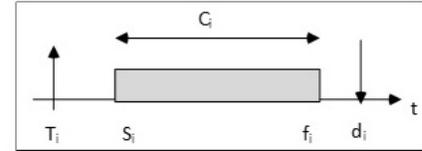
T<sub>i</sub>: Tiempo del mensaje a ser transmitido. Tiempo en que se coloca en el buffer de transmisión del módulo emisor

D<sub>i</sub>: Deadline o tiempo de limite de entrega. En SMV es igual al periodo con que el mensaje es transmitido

C<sub>i</sub>: Tiempo de computación. Es el mayor tiempo necesario para transmitir un mensaje dado. (Tamaño mensaje (bits)/Ancho banda (bps)).

J<sub>i</sub>: Jitter. Se define como la diferencia entre el menor y mayor tiempo utilizado para colocar un mensaje en el buffer de transmisión

Pt: tiempo de procesamiento



Algunas vistas de elementos modificados sobre los modelos Merging Unit, protección, control y switch en OMNET++ en las figuras F.4, F.5, F.6 y F.7.

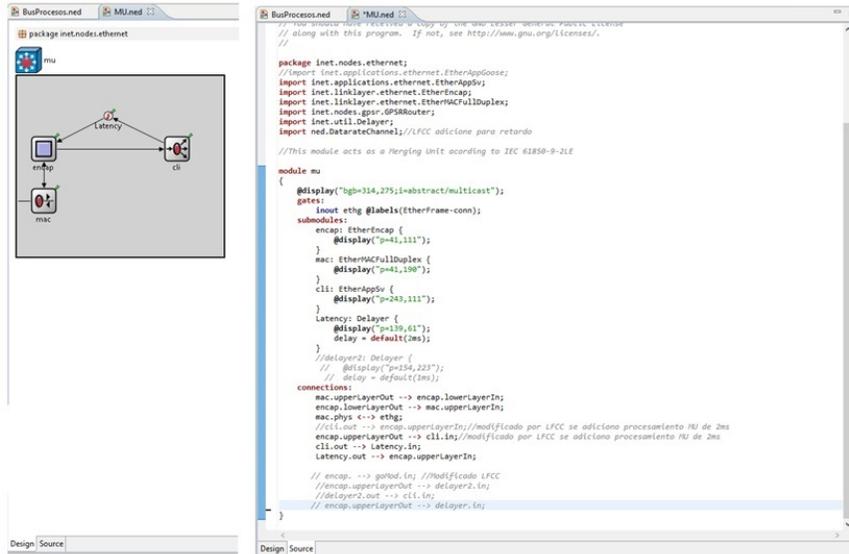


Figura F.4: Red Digital modelada en OMNET++. *Merging unit*.

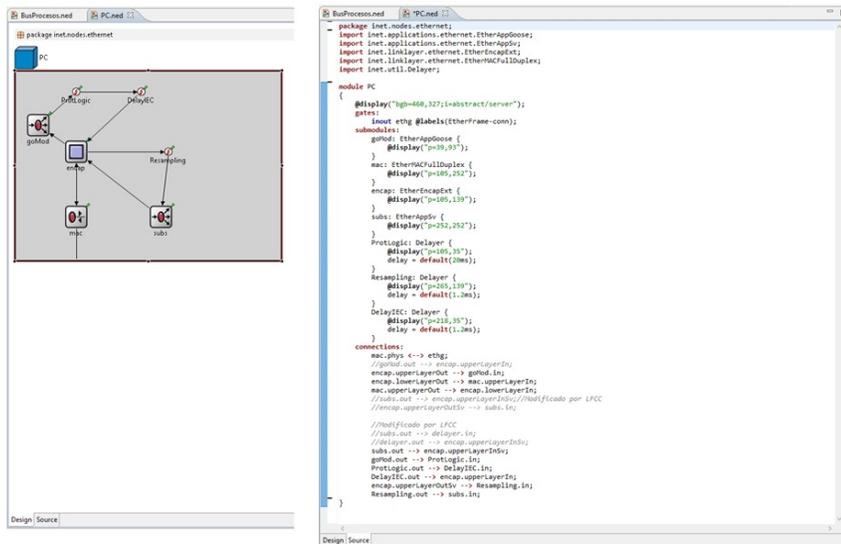


Figura F.5: Red Digital modelada en OMNET++. Relé de protección.

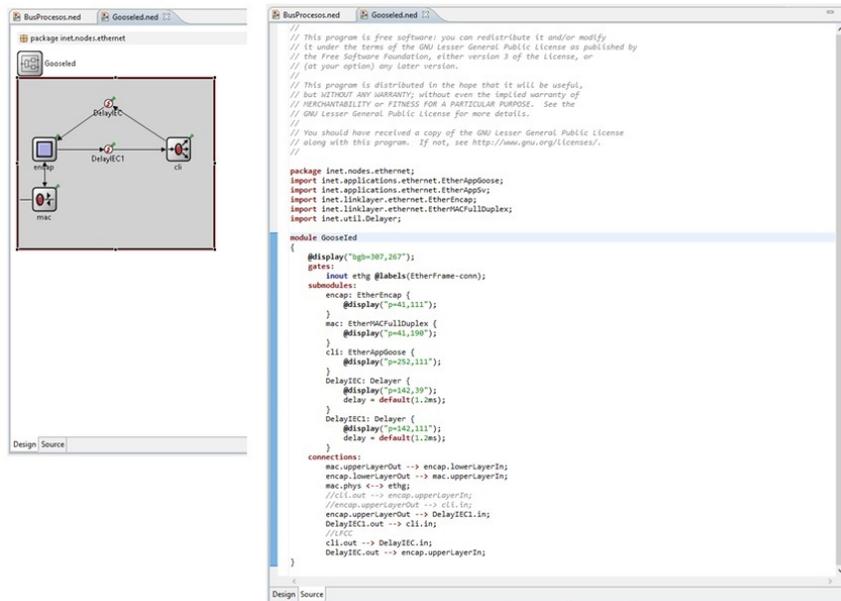


Figura F.6: Red Digital modelada en OMNET++. Relé de Control de bahía.

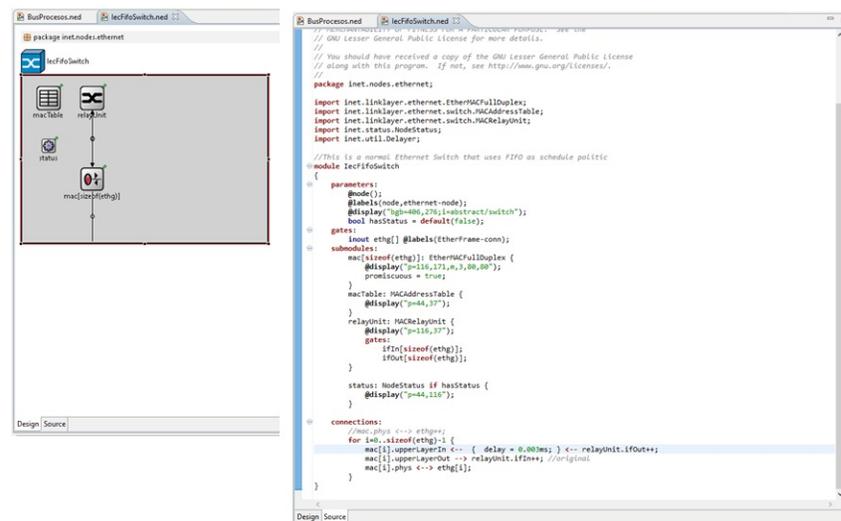


Figura F.7: Red Digital modelada en OMNET++. Switch Ethernet.

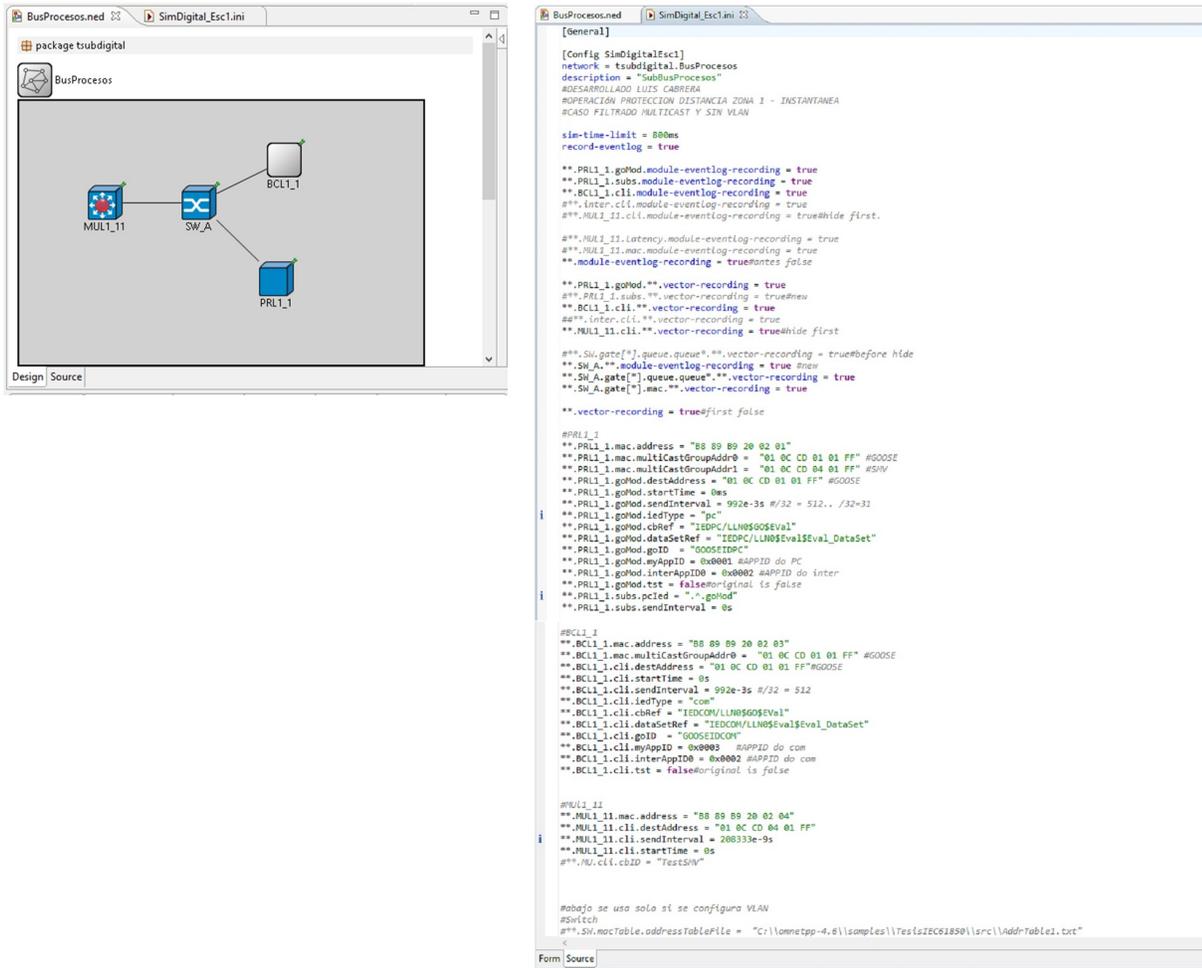


Figura F.8: Red Digital modelada en OMNET++. Ajuste de configuración para simulación.

---

## Anexo G

# Gráfica de eventos Despeje de Falla en OMNET++

---

Después de programar en C++ dentro del entorno de simulación de OMNET++ la corriente y tensión anormal para simular una falla en el sistema de potencia, se realiza el análisis de tiempo de despeje de falla mediante las gráficas que se presentan a continuación.

En la figura **G.1**, se observa cómo se envía la señal de sampled measured values de corriente y tensión a 4800HZ (208,333  $\mu$ s) de manera periódica hacia a la red a través de los diferentes eventos #5, #10, #13, #16, #19, etc.

La *merging unit* envía los valores de corrientes y tensiones digitalizados vía mensajes SMV de acuerdo al IEC 61850-9-2 LE, a través del módulo *.cli*, lo que se indica en el evento req-8-1 para enviar valores anormales que representan la falla del sistema de Potencia en la bahía de línea de estudio. De aquí pasa al evento #10 que representa el tiempo de procesamiento en la *merging unit* mediante el paso al módulo *.Latency*, antes de ser enviado a la red de comunicaciones.

En la figura **G.2** se observa que el procesamiento de la *merging unit* pasa al evento #72 y de ahí enviar el mensaje al módulo *.encap* y *.mac* de acuerdo a lo indicado en el IEC 61850-8-1, respecto a los mecanismos de transmisión y mapeo de valores SMV a través de la red LAN.

En el puerto físico de la *merging unit* sale el mensaje SMV para llegar al switch de comunicaciones por el puerto 0 (evento #75). Este se encarga de retransmitir el mensaje a los demás dispositivos de la red que tengan suscrito dicho mensaje, en este caso pasando a su módulo *.relayUnit*, considerando su tiempo de procesamiento y enviando hacia el controlador de bahía por el puerto 1 (evento #80) y hacia el relé de protección por el puerto 2 (evento #79).

En el relé de protección ingresa el mensaje SMV (evento #83), pasa por el módulo *.mac*, *.encap* y *.Resampling* (Figuras **G.3** y **G.4**). Los valores de corriente y tensión en este punto del evento #194 son procesados a través del módulo *.ProtLogic* y es aquí donde se

observa que existe una falla en el sistema con valores anormales de medida. Por lo anterior, se genera un evento nuevo #195 que emite una solicitud req10-2 que se corresponde a enviar un disparo vía GOOSE (Figura G.5) que pasa al evento #2332 y #2333 (Figuras G.6 y G.7) que considera el tiempo para la publicación del mensaje GOOSE hacia el evento #2464 usando los mecanismos descritos en el IEC 61850, ingresando por el módulo *.encap* y *.mac* (Figura G.8) que es por donde sale del puerto físico del relé de protección para llegar al switch puerto 2 (Evento #2467).

En el switch se revisa el mensaje GOOSE y valida los dispositivos que tiene suscrito dicho mensaje y por tanto, sale por el puerto 0 hacia la *merging unit* (evento #2471) y por el puerto 1 (evento #2472) al controlador de bahía (Figura G.9).

Se observa cómo el mensaje de disparo vía GOOSE llega a la *merging unit* en el evento #2473 para que internamente procese y active los contactos de su salida binaria para emitir el disparo a las bobinas del interruptor. Así mismo, llega el mensaje GOOSE al controlador de bahía en el evento #2475 para efectos de procesar lógicas internas que tenga programada, por ejemplo bloqueo al cierre, inicio de función falla interruptor, reportar vía MMS a estación de control sobre anomalía de la bahía protegida, entre otros.

Para establecer el tiempo adicional que le toma la orden de disparo vía mensaje GOOSE desde que llega en puerto físico al equipo que va a operar los contactos de salida hacia las bobinas de disparo del interruptor, se toma como referencia el tiempo del controlador que sigue hacia el evento #2477, #2478 (Figura G.9) y finalmente el procesamiento hacia el evento #2614 (Figura G.10). Esto se define de esta manera debido a que la *merging unit* modelada solamente se consideró para emisión de mensajes tipo SMV y recibo en puerto físico del mensaje GOOSE. Por tanto, habría que sumarle el tiempo que le toma procesar la orden recibida antes de que efectivamente active los contactos de salida para disparo y esto es básicamente ese tiempo adicional a partir del evento #2475 al #2614 del controlador de bahía.

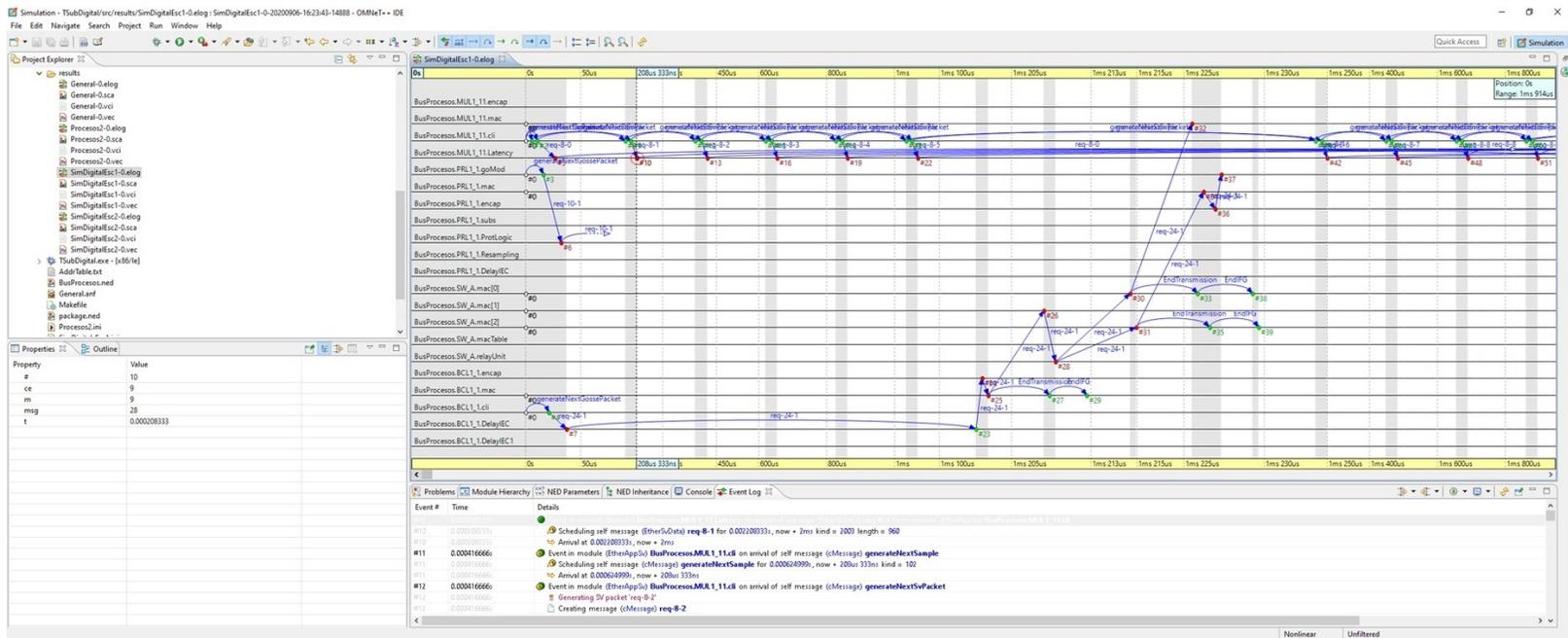


Figura G.1: Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Red modelada en OMNET++. Envío de muestra SMV con valores anormales.

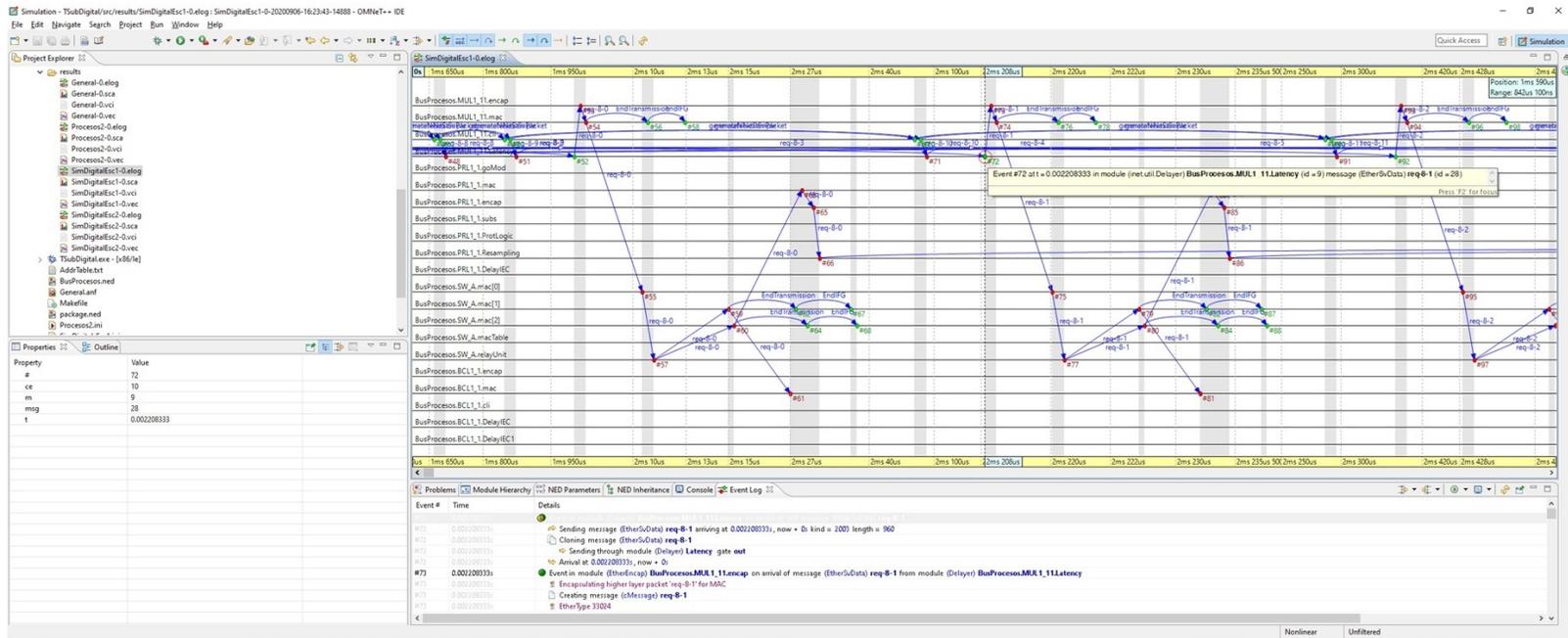


Figura G.2: Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Red modelada en OMNET++. Mecanismo envío SMV a la red basados en el IEC 61850-8-1 y IEC 61850-9-2. Parte 1.

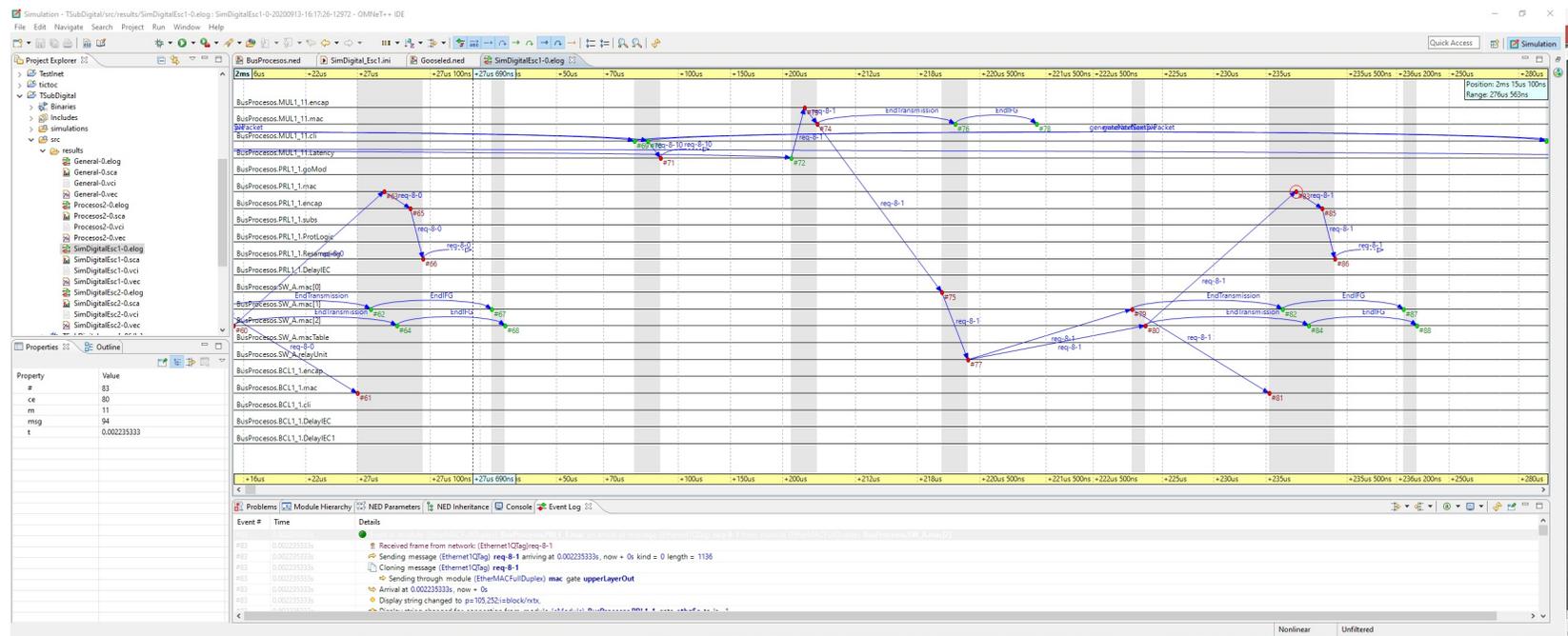


Figura G.3: Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Red modelada en OMNET++. Mecanismo envió SMV a la red basados en el IEC 61850-8-1 y IEC 61850-9-2.Parte 2.

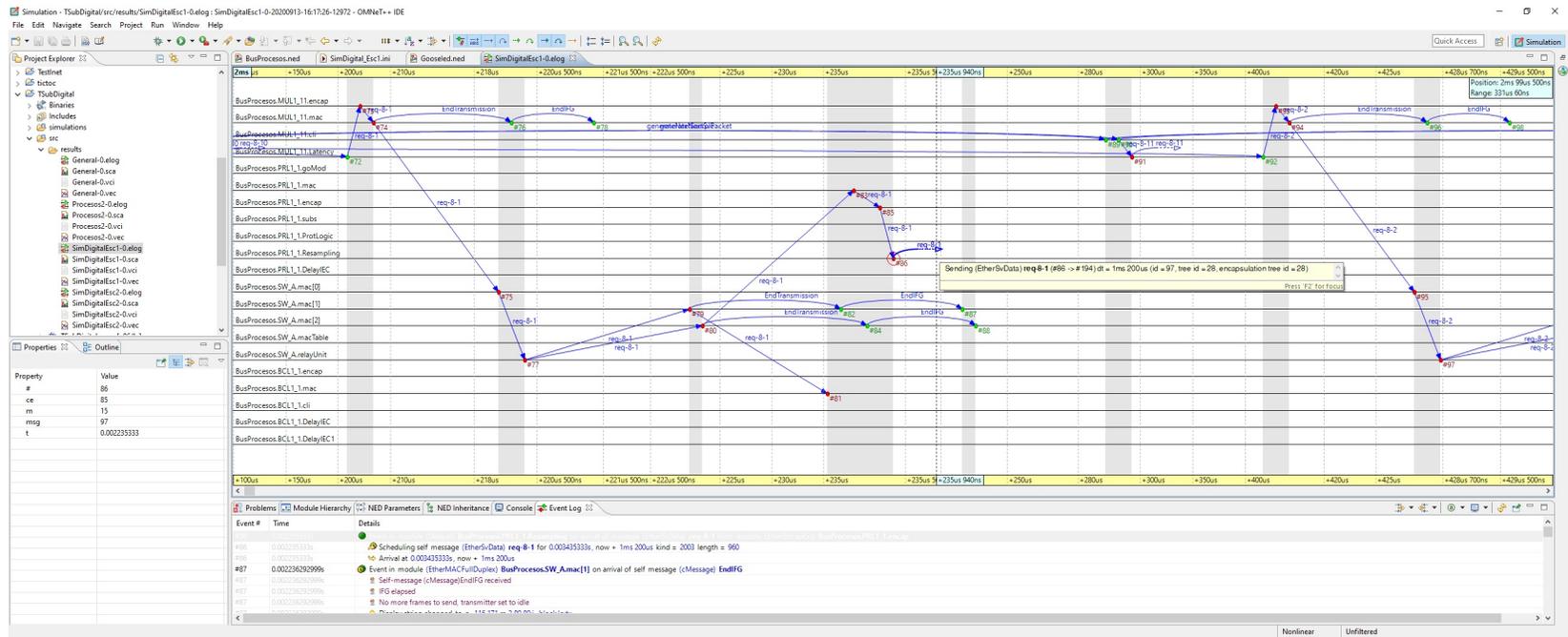


Figura G.4: Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Red modelada en OMNET++. Mecanismo envío SMV a la red basados en el IEC 61850-8-1 y IEC 61850-9-2.Parte 3.

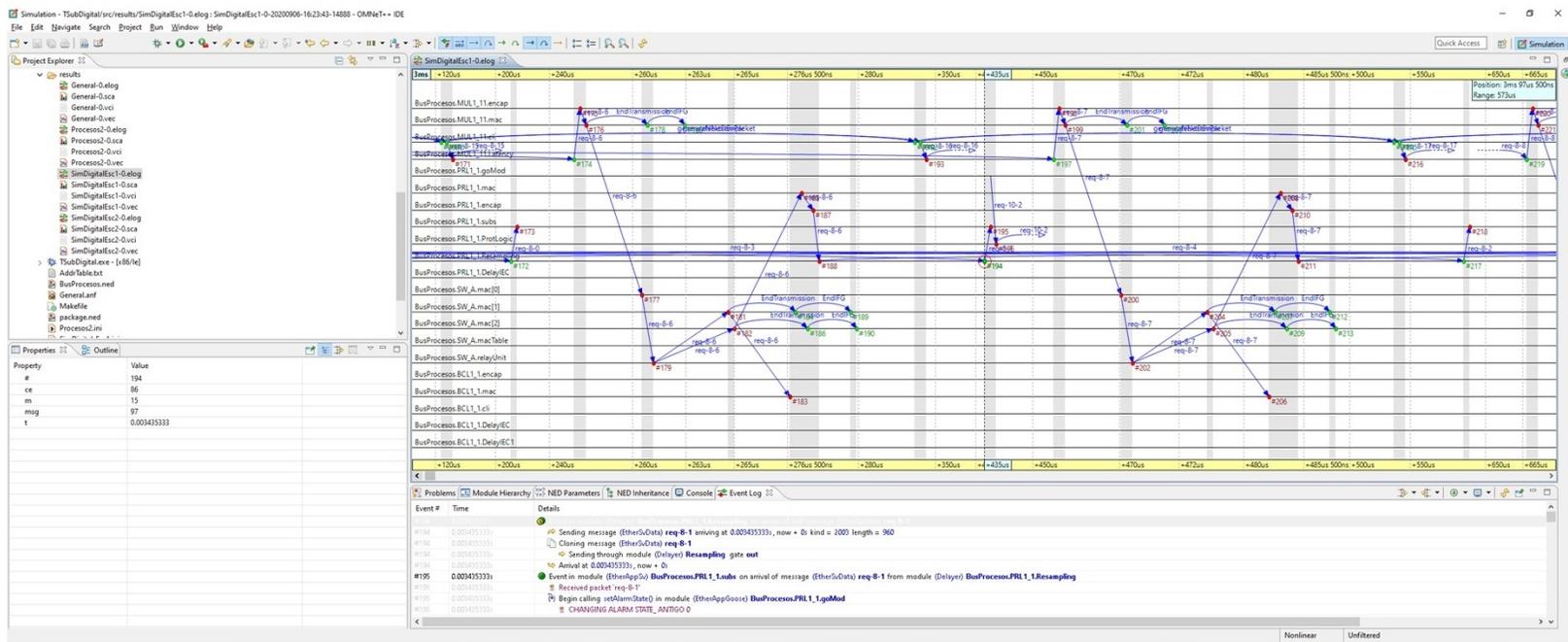


Figura G.5: Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Red modelada en OMNET++. Mensaje SMV y operación módulo lógico de protección para envío disparo mediante mensaje GOOSE.

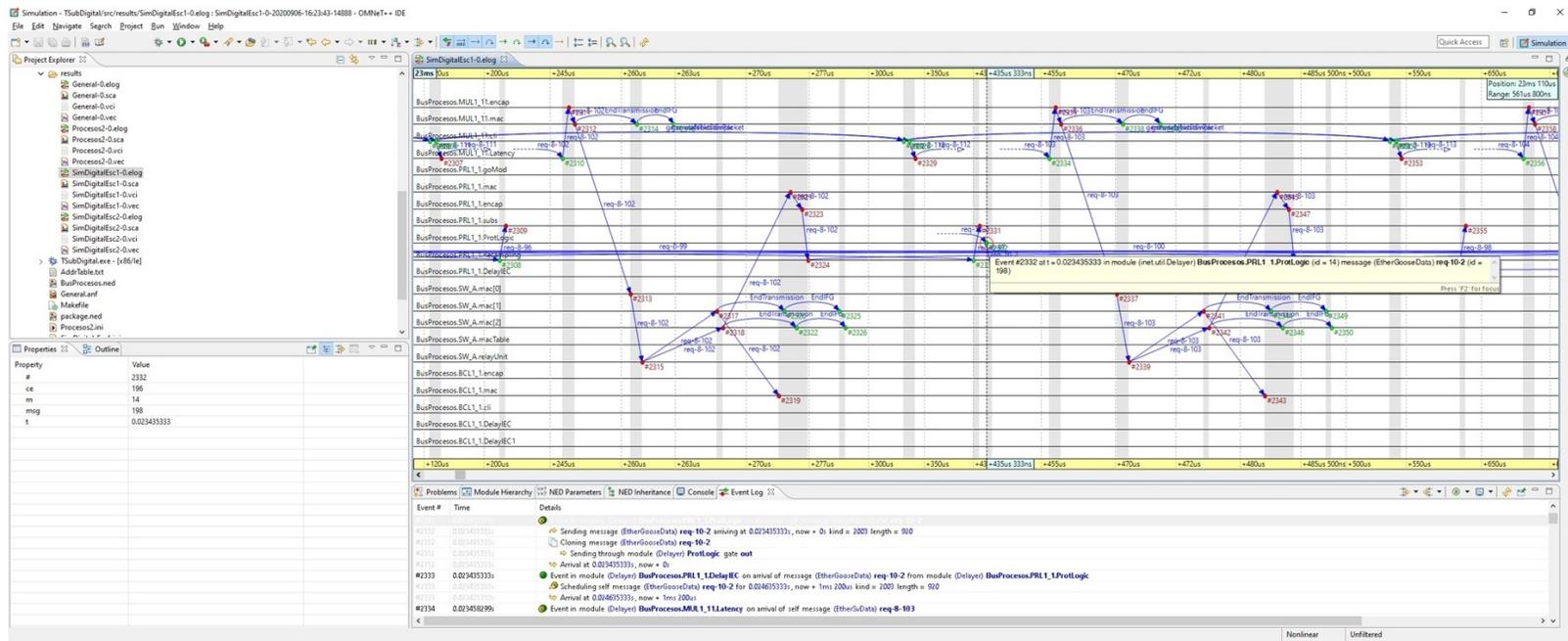


Figura G.6: Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Evento publicación mensaje GOOSE señal de disparo en la red de comunicaciones. Parte 1.

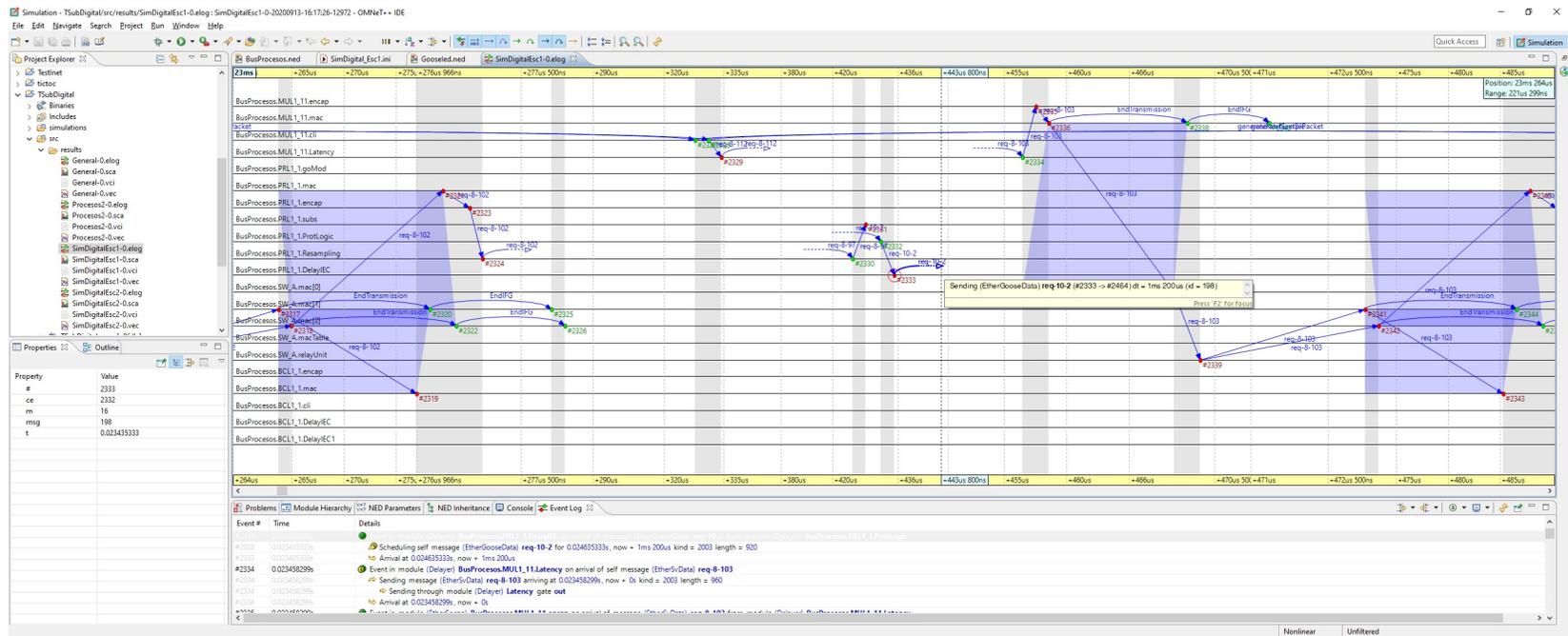


Figura G.7: Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Evento publicación mensaje GOOSE señal de disparo en la red de comunicaciones. Parte 2.

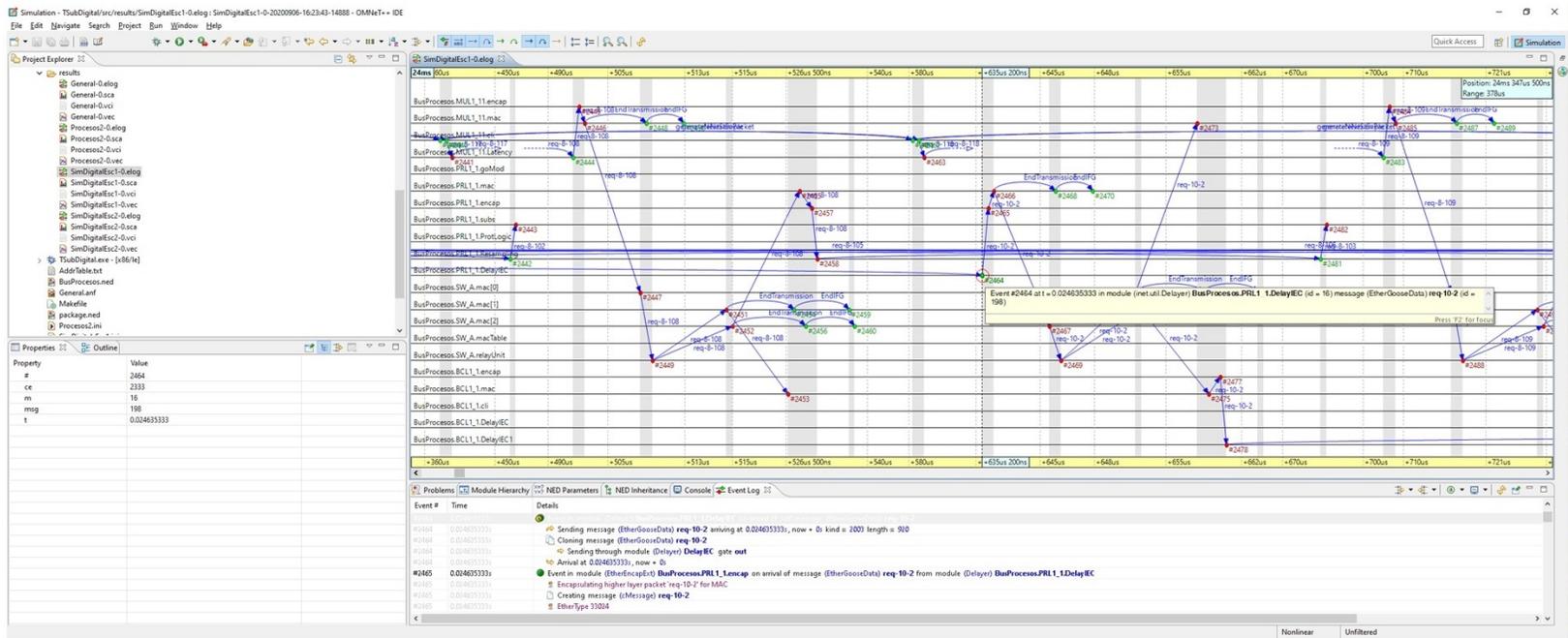


Figura G.8: Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Mecanismo envió GOOSE a la red basados en el IEC 61850-8-1.



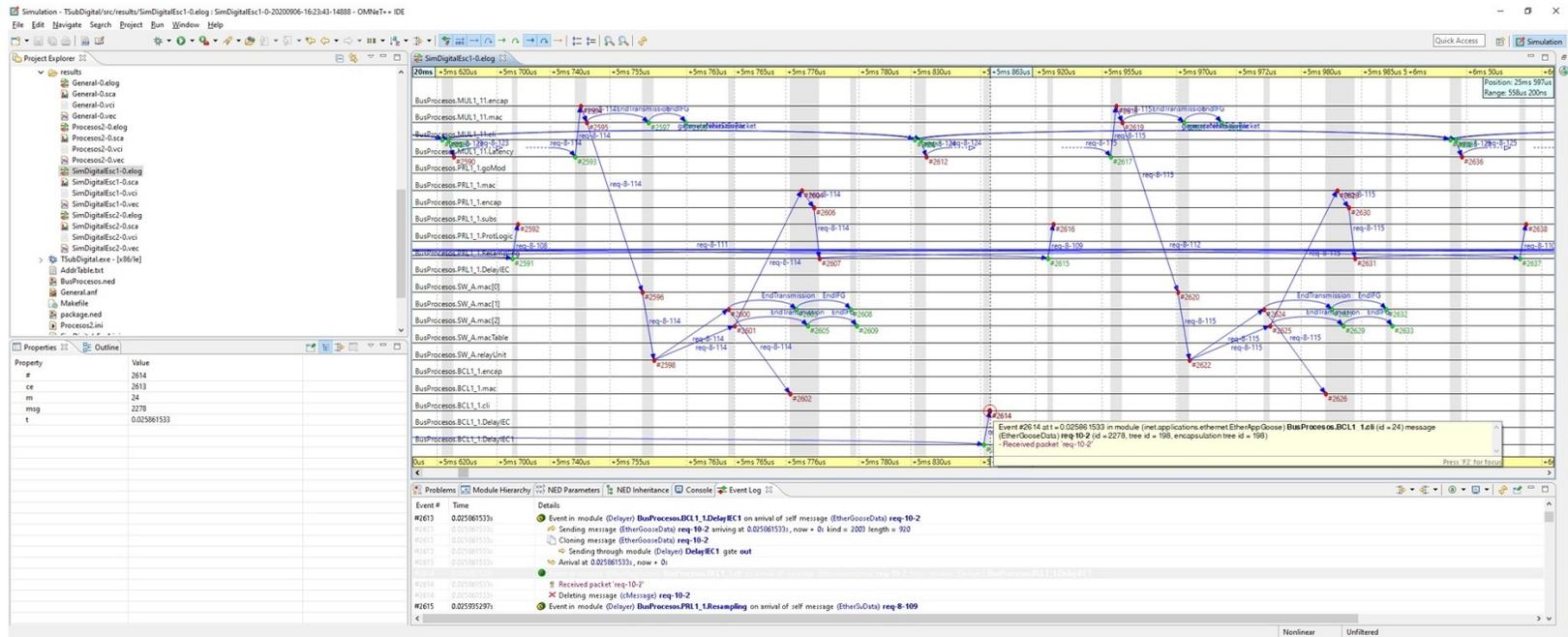


Figura G.10: Gráfica de eventos Falla del sistema de Potencia. Recibo completo del mensaje GOOSE en el controlador de Bahía.

---

Anexo H

# Cálculos Disponibilidad y confiabilidad

---

## H.1. Escenario 1

A continuación se recopilan los cálculos realizados para el análisis de disponibilidad y confiabilidad llevados a cabo para el caso Subestación Digital-Escenario 1.

Tabla H.1: Disponibilidad elementos del sistema Subestación convencional y Digital-Escenario 1.

Análisis para una subestación convencional									
NOMENCLATURA	COMPONENTE	REFERENCIA	MTBF (-MTTF/-MTTR) (Años)	MTTR (Horas)	MTBF (-MTTF/-MTTR) (Horas)	MTTF (-MTBF -MTTR) (Horas) $MTTF = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda}$	Disponibilidad del Sistema $A = 1 - \frac{MTTR}{MTTF}$	Tasa de Falla ( $\lambda$ ) $\lambda = \frac{1}{MTTF}$	Requerido en el cálculo Solución convencional
GPS	Equipo sincronizador de Tiempo	MEINBERG M300	26.5378937	2	177630	0.99998740067560	5.630060164437800E-06	NO	
HMW	HMW Work Station	HP Z820 Workstation	5.397782557	4	50000	0.9999200000000000	2.000100012801020E-05	SI	
SU	Station Unit (Controlador de subestación)	SIMATIC BOX PC 627C	39.04109589	4	342000	0.99998304893570	2.524010807149400E-06	SI	
RT	Router	PX1500	173.8	4	1522484	0.99997327214930	6.568112537378300E-07	NO	
SW	Switch de estación	PX1500	587.9	4	5150004	0.99999231011340	1.9417473728155100E-07	SI	
PRL_1	Protección principal 1 de Línea x	75L87	400	8	5255992	0.99998477929985	1.902590414901700E-07	SI	
PRL_2	Protección principal 2 de Línea x	75L87	400	8	5255992	0.99998477929985	1.902590414901700E-07	SI	
PR_ACP	Protección de acople	75L85	400	8	5255992	0.99998477929985	1.902590414901700E-07	SI	
PRB_x/PRB_ACP	Protección de barras bahía Línea x/Acople	75S52	400	8	5255992	0.99998477929985	1.902590414901700E-07	SI	
PRB/TC	Protección de barras unidad central	75S52	400	8	5255992	0.99998477929985	1.902590414901700E-07	SI	
BCL_x	Controlador de bahía de Línea x/Control SAA	800B5	400	8	5255992	0.99998477929985	1.902590414901700E-07	SI	
REDB	Red Box	Scalance X206NA EEC PRP/HSR	67.64	4	592523.4	0.999912493459410	1.487999808041100E-06	SI	

Análisis para una subestación digital									
NOMENCLATURA	COMPONENTE	REFERENCIA	MTBF (-MTTF/-MTTR) (Años)	MTTR (Horas)	MTBF (-MTTF/-MTTR) (Horas)	MTTF (-MTBF -MTTR) (Horas) $MTTF = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda}$	Disponibilidad del Sistema $A = 1 - \frac{MTTR}{MTTF}$	Tasa de Falla ( $\lambda$ ) $\lambda = \frac{1}{MTTF}$	Requerido en el cálculo Solución digital
GPS	Equipo sincronizador de Tiempo	MEINBERG M300	26.5378937	2	177630	0.9999874006756	5.630060164437800E-06	SI	
HMW (VUL R2)	HMW Work Station interfase de usuario	HP Z820 Workstation	5.397782557	4	50000	0.9999200000000000	2.000100012801020E-05	SI	
SU	Station Unit (Controlador de subestación)	SIEMENS AK3	39.04109589	4	342000	0.99998304893567	2.524010807149400E-06	SI	
RT	Router	PX1500	173.8	4	1522484	0.9999732721493	6.568112537378300E-07	SI	
SWE	Switch de estación	8572228	587.9	4	5150004	0.99999231011314	1.9417473728155100E-07	SI	
SWP	Switch de proceso	8572228	587.9	4	5150004	0.99999231011314	1.9417473728155100E-07	SI	
PRL_1	Protección principal 1 de Línea x	75L87	400	8	5255992	0.99998477929985	1.902590414901700E-07	SI	
PRL_2	Protección principal 2 de Línea x	75L87	400	8	5255992	0.99998477929985	1.902590414901700E-07	SI	
PR_ACP	Protección de acople	75L85	400	8	5255992	0.99998477929985	1.902590414901700E-07	SI	
PRB/B	Protección de barras	75S85	400	8	5255992	0.99998477929985	1.902590414901700E-07	SI	
BCL_1	Control de bahía 1 de Línea x	800B5	400	8	5255992	0.99998477929985	1.902590414901700E-07	SI	
BCL_2	Control de bahía 2 de Línea x	800B5	400	8	5255992	0.99998477929985	1.902590414901700E-07	SI	
BCAP	Control de bahía de acople	800B5	400	8	5255992	0.99998477929985	1.902590414901700E-07	SI	
REDB	Red Box	Scalance X206NA EEC PRP/HSR	67.64	4	592523.4	0.99991249345941	1.487999808041100E-06	SI	
MU	Merging Unit	800B5	400	8	5255992	0.99998477929985	1.902590414901700E-07	SI	

**Tabla H.2: Cálculo disponibilidad Subestación convencional.**

CONVENCIONAL (1 BHM)			
NOMENCLATURA	EQUIPOS NIVEL BAHIA	DISPONIBILIDAD	(%)
A_B1	(PRL1_1 // PRL1_2) + (HCL1+PRL1)	0,9999955859970	99,9999955859970
A_B2	(PRL2_1 // PRL2_2) + (HCL2+PRL2)	0,9999955859970	99,9999955859970
A_B3	(PRL3_1 // PRL3_2) + (HCL3+PRL3)	0,9999955859970	99,9999955859970
A_B4	(PRL4_1 // PRL4_2) + (HCL4+PRL4)	0,9999955859970	99,9999955859970
A_BACP	PI_ACP+BC_ACP+PIB_ACP	0,99995431786904	99,995431786904
A_B7B	P87B	0,99999477929185	99,999477929185
	TOTAL =	0,99998178304842	99,998178304842
CONVENCIONAL (2 BHM)			
NOMENCLATURA	EQUIPOS NIVEL ESTACION	DISPONIBILIDAD	(%)
A_REDBX1-2	REDB1 // REDB2	0,99999999954427	99,99999999954427
A_REDBX3-4	REDB3 // REDB4	0,99999999954427	99,99999999954427
A_REDBX5-6	REDB5 // REDB6	0,99999999954427	99,99999999954427
A_SW1-2	SW1 // SW2	0,9999999999337	99,9999999999337
A_SUI-2	STATION UNIT 1 // STATION UNIT 2	0,99999999983206	99,99999999983206
	TOTAL =	0,99999999725884	99,99999999725884
	// Paralelo		
CONVENCIONAL (3 BHM)			
NOMENCLATURA	EQUIPOS NIVEL ESTACION	DISPONIBILIDAD	(%)
A_IU	IU1	0,99992000000000	99,99200000000000
	TOTAL =	0,99992000000000	99,99200000000000
CONVENCIONAL (4 BHM)			
NOMENCLATURA	EQUIPOS NIVEL ESTACION	DISPONIBILIDAD	(%)
A_sistema	Disponibilidad del Sistema [(A1*A2*A3)]	0,99991736496539	99,991736496539
	Falla del Sistema en un año		
	(Horas)	0,85	
	(Minutos)	50,84	
	(Segundos)	3056,39	

1 año (24x365) horas

8640

CONVENCIONAL (2 BHM)			
NOMENCLATURA	EQUIPOS NIVEL BAHIA	DISPONIBILIDAD	(%)
A_B1	(PRL1_1 // PRL1_2) + (HCL1+PRL1)	0,9999955859970	99,9999955859970
A_B2	(PRL2_1 // PRL2_2) + (HCL2+PRL2)	0,9999955859970	99,9999955859970
A_B3	(PRL3_1 // PRL3_2) + (HCL3+PRL3)	0,9999955859970	99,9999955859970
A_B4	(PRL4_1 // PRL4_2) + (HCL4+PRL4)	0,9999955859970	99,9999955859970
A_BACP	PI_ACP+BC_ACP+PIB_ACP	0,99995431786904	99,995431786904
A_B7B	P87B	0,99999477929185	99,999477929185
	TOTAL =	0,99998178304842	99,998178304842
CONVENCIONAL (2 BHM)			
NOMENCLATURA	EQUIPOS NIVEL ESTACION	DISPONIBILIDAD	(%)
A_REDBX1-2	REDB1 // REDB2	0,99999999954427	99,99999999954427
A_REDBX3-4	REDB3 // REDB4	0,99999999954427	99,99999999954427
A_REDBX5-6	REDB5 // REDB6	0,99999999954427	99,99999999954427
A_SW1-2	SW1 // SW2	0,9999999999337	99,9999999999337
A_SUI-2	STATION UNIT 1 // STATION UNIT 2	0,99999999983206	99,99999999983206
	TOTAL =	0,99999999725884	99,99999999725884
	// Paralelo		
CONVENCIONAL (3 BHM)			
NOMENCLATURA	EQUIPOS NIVEL ESTACION	DISPONIBILIDAD	(%)
A_IU	IU1 // IU2	0,99999999360000	99,99999999360000
	TOTAL =	0,99999999360000	99,99999999360000
CONVENCIONAL (4 BHM)			
NOMENCLATURA	EQUIPOS NIVEL ESTACION	DISPONIBILIDAD	(%)
A_sistema	Disponibilidad del Sistema [(A1*A2*A3)]	0,99991728629458	99,991728629458
	Falla del Sistema en un año		
	(Horas)	0,85	
	(Minutos)	9,47	
	(Segundos)	568,31	

**Tabla H.3: Cálculo Confiabilidad Subestación convencional. Parte 1.**

Confiabilidad del sistema para diferentes rangos de tiempo de disponibilidad

Elementos en serie

$$R_s(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) = e^{-\sum_{i=1}^n \lambda_i t}$$

Elementos en paralelo

$$Q_i(t) = 1 - e^{-\lambda_i t}$$

$$R_p(t) = 1 - \prod_{i=1}^n Q_i(t)$$

Meses	Tiempo de operación (horas)	SUBESTACION CONVENCIONAL			Confiabilidad del sistema (R <sub>s</sub> (t))	R(t%)
		Confiabilidad R1	Confiabilidad R2	Confiabilidad R3		
1	720	0.99813781731574	0.9999113122973	0.99748267628060	0.9942884820180	99.42884820180
2	1440	0.997412075421	0.99949183126	0.9957876425480	0.9924948486593	99.24948486593
3	2160	0.996791348889	0.99905644801	0.9941870281725	0.9907262281398	99.07262281398
4	2880	0.996255939830	0.99863541443	0.99265104764560	0.9890745182424	98.90745182424
5	3600	0.9958120476831	0.998231871727	0.9911827054480	0.98753124881079	98.753124881079
6	4320	0.9954577709470	0.9978458487700	0.989774473478130	0.98602249292977	98.602249292977
7	5040	0.9951545183781	0.99748087941019	0.988378483894150	0.98457693938486	98.457693938486
8	5760	0.99489303180265	0.99713781298517	0.987003294448484	0.98310039813170	98.310039813170
9	6480	0.9946718184873	0.99681328781939	0.985628271781590	0.98169282271258	98.169282271258
10	7200	0.99448686288249	0.9965126884049	0.98428398285010	0.980325248282529	98.0325248282529
11	7920	0.99433171988452	0.99623497679285	0.982972769989100	0.979002943326700	97.9002943326700
12	8640	0.99420167592527	0.99597878095845	0.981700717511310	0.977724727571700	97.7724727571700
13	9360	0.99409244837474	0.99574148851111	0.980462402444848	0.976491848468484	97.6491848468484
14	10080	0.994001274810995	0.99551999646855	0.979260948676540	0.975304788479610	97.5304788479610
15	10800	0.993927249187784	0.99531188776884	0.978093264721700	0.974163264721700	97.4163264721700
16	11520	0.99386923869618	0.9951278842698	0.976954560212000	0.97305796937027	97.305796937027
17	12240	0.9938240280979	0.99495760119377	0.975842811494820	0.9720006000792	97.20006000792
18	12960	0.99379031291962	0.9948020216682	0.974746136761250	0.9710111858450	97.10111858450
19	13680	0.99376639261769	0.99466199728511	0.973663789935080	0.97008824933484	97.008824933484
20	14400	0.993751983886503	0.994535666710337	0.972604783095180	0.96922847330050	96.922847330050
21	15120	0.99374651481062	0.99442242832347	0.971567253961340	0.96843568672442	96.843568672442
22	15840	0.99374998947979	0.9943202220788	0.970540799041200	0.96770887681004	96.770887681004
23	16560	0.99376251713137	0.99423468890779	0.969532314897610	0.96704279721054	96.704279721054
24	17280	0.99378319896865	0.99416392625485	0.968540983728410	0.96644435707243	96.644435707243
25	18000	0.99382186137913	0.99410827690289	0.967574831935480	0.96591848873178	96.591848873178
26	18720	0.99387821481446	0.99406729307849	0.96663486603100	0.96545089638211	96.545089638211
27	19440	0.99394562374728	0.99404199786238	0.96572469425080	0.9650382381078	96.50382381078
28	20160	0.99402496846487	0.99403166239025	0.964847576624700	0.9646781971571	96.46781971571
29	20880	0.99411680885820	0.99403692825429	0.964007723884200	0.9643652827346	96.43652827346
30	21600	0.99422036214587	0.99405811211217	0.963207874897900	0.9641027448646	96.41027448646
31	22320	0.99433592345497	0.99409112426015	0.962443180290700	0.9638819399890	96.38819399890
32	23040	0.99446326102023	0.99413698208118	0.9617149485257150	0.9637083389161	96.37083389161
33	23760	0.99460218858888	0.9941968451684	0.961023082215000	0.9635842874482	96.35842874482
34	24480	0.99475291146940	0.9942720269793	0.960367480611000	0.9635126112886	96.35126112886
35	25200	0.99491566171938	0.99436329610110	0.959742964011100	0.963494721690	96.3494721690
36	25920	0.99509047820429	0.99447081929786	0.95915038541100	0.9635297120164	96.35297120164
37	26640	0.99527758107875	0.99459502308054	0.958590415504840	0.9636189211088	96.36189211088
38	27360	0.99547738112223	0.99483504119579	0.9580631421450	0.9637617489207	96.37617489207
39	28080	0.9956904199981	0.99519188241450	0.957567999184000	0.96396149321877	96.396149321877
40	28800	0.9959179588102	0.9956712276252	0.957193266962100	0.96421531735058	96.421531735058
41	29520	0.9961607308840	0.9962318217218	0.9569380438180	0.9645456186100	96.45456186100
42	30240	0.99642318671314	0.99688493848846	0.956804777612000	0.9649573813441	96.49573813441
43	30960	0.9967043103340	0.99764758126312	0.95678492880000	0.9654538787480	96.54538787480
44	31680	0.9970026518898	0.99852884784844	0.956879898484840	0.966038154817421	96.6038154817421
45	32400	0.99732867602049	0.99954186718744	0.957096118674700	0.9667092910510	96.67092910510
46	33120	0.99768330144317	0.99674589997	0.9574681964840	0.9674680240860	96.74680240860
47	33840	0.9980668111116	0.99479978989614	0.9579181882910	0.9683122189889	96.83122189889
48	34560	0.9984831482849	0.9931268920002	0.95849338929137	0.9692688183808	96.92688183808
49	35280	0.998935482178317	0.9908252029995	0.95929784831900	0.9703428319188	97.03428319188
50	36000	0.9994251294570	0.9979484188848	0.9603891889490	0.9715474753818	97.15474753818
51	36720	0.9999481177988	0.9945842117788	0.9617842117788	0.9728878177988	97.28878177988
52	37440	0.99748888877928	0.9981808900085	0.96348888888888	0.97438888888888	97.4388888888888
53	38160	0.9932323296710	0.977732323296710	0.964444444444444	0.976044444444444	97.6044444444444
54	38880	0.99422222222222	0.9786181182424	0.965454545454545	0.977845454545454	97.7845454545454
55	39600	0.99113388987140	0.9786114713843	0.966481481481481	0.97977979797979	97.9779797979797
56	40320	0.99333333333333	0.9786114713843	0.967537537537537	0.981851851851851	98.1851851851851
57	41040	0.991369691261	0.973480216885	0.968711515151515	0.984066466466466	98.4066466466466
58	41760	0.9888107812079	0.972787848778	0.969933333333333	0.986421421421421	98.6421421421421
59	42480	0.98711008172721	0.9721381313251800	0.971313131313131	0.988888888888888	98.8888888888888
60	43200	0.9858182111838	0.9717964385616	0.972313131313131	0.991414141414141	99.1414141414141
61	43920	0.98491888888888	0.971870118378665	0.973413131313131	0.994040404040404	99.4040404040404
62	44640	0.98438888888888	0.9698728615470	0.974617171717171	0.996787878787878	99.6787878787878
63	45360	0.98410288888888	0.968433333333333	0.975933333333333	0.999666666666666	99.9666666666666
64	46080	0.98398888888888	0.967099999999999	0.977399999999999	1.000000000000000	100.0000000000000
65	46800	0.98398888888888	0.965888888888888	0.978988888888888	1.000000000000000	100.0000000000000
66	47520	0.98398888888888	0.964799999999999	0.980707070707070	1.000000000000000	100.0000000000000
67	48240	0.98398888888888	0.963833333333333	0.982648484848484	1.000000000000000	100.0000000000000
68	48960	0.98398888888888	0.962999999999999	0.984834834834834	1.000000000000000	100.0000000000000
69	49680	0.98398888888888	0.962299999999999	0.987272727272727	1.000000000000000	100.0000000000000
70	50400	0.98398888888888	0.961733333333333	0.990000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
71	51120	0.98398888888888	0.961299999999999	0.993030303030303	1.000000000000000	100.0000000000000
72	51840	0.98398888888888	0.961000000000000	0.996272727272727	1.000000000000000	100.0000000000000
73	52560	0.98398888888888	0.960833333333333	0.999733333333333	1.000000000000000	100.0000000000000
74	53280	0.98398888888888	0.960787878787878	0.999999999999999	1.000000000000000	100.0000000000000
75	54000	0.98398888888888	0.960855555555555	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
76	54720	0.98398888888888	0.960933333333333	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
77	55440	0.98398888888888	0.961022222222222	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
78	56160	0.98398888888888	0.961122222222222	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
79	56880	0.98398888888888	0.961233333333333	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
80	57600	0.98398888888888	0.961355555555555	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
81	58320	0.98398888888888	0.961488888888888	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
82	59040	0.98398888888888	0.961633333333333	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
83	59760	0.98398888888888	0.961788888888888	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
84	60480	0.98398888888888	0.961955555555555	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
85	61200	0.98398888888888	0.962133333333333	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
86	61920	0.98398888888888	0.962322222222222	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
87	62640	0.98398888888888	0.962522222222222	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
88	63360	0.98398888888888	0.962733333333333	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
89	64080	0.98398888888888	0.962955555555555	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
90	64800	0.98398888888888	0.963188888888888	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
91	65520	0.98398888888888	0.963433333333333	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
92	66240	0.98398888888888	0.963688888888888	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
93	66960	0.98398888888888	0.963955555555555	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000
94	67680	0.98398888888888	0.964233333333333	1.000000000000000	1.000000000000000	100.0000000000000

Tabla H.4: Cálculo Confiabilidad Subestación convencional. Parte 2.

Confiabilidad del sistema para diferentes rangos de tiempo de disponibilidad

Elementos en serie

$$R_s(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) = e^{-\sum_{i=1}^n \lambda_i t}$$

Elementos en paralelo

$$Q_i(t) = 1 - e^{-\lambda_i t}$$

$$R_p(t) = 1 - \prod_{i=1}^n Q_i(t)$$

**SUBESTACION CONVENCIONAL**

Meses	Tiempo de operación (horas)	Confiabilidad R1	Confiabilidad R2	Confiabilidad R3	Confiabilidad del sistema (R1-R2-R3)	Rd(%)
121	87320	0.8173838030421	0.89861392761349	0.773183407893380	0.5663209954763	36.200995848
122	87360	0.81738381305457	0.898542544669742	0.773400109772720	0.56612040601561	36.212046012
123	88000	0.816031130101486	0.89101010149344	0.77188100681840	0.5620000800504	36.407008804
124	88040	0.81644720668989	0.892429718101786	0.770230023277120	0.5599910366705	36.399120367
125	90000	0.81331813782974	0.890921484848707	0.768931006555930	0.5562848782836	36.50428478939
126	90720	0.81216323598164	0.889466089595817	0.767801908772100	0.5539019045129	36.59251046811
127	91440	0.81061873826486	0.88788532432029	0.765788338131880	0.5508782873889	36.6782873889
128	92160	0.8092227707690	0.8861502809304	0.76377921024940	0.547862342000	36.766234200
129	92880	0.80797821008815	0.8842110496797	0.76178466611200	0.5448489055104	36.8548489055104
130	93600	0.80685537728754	0.88213861424276	0.75980593812800	0.5418629489794	36.9438629489794
131	94320	0.805843875044025	0.88017361038881	0.757843630049000	0.53891873138382	37.033873138382
132	95040	0.8049378967344	0.87831824545305	0.75589749815470	0.5360057056906	37.1248578969
133	95760	0.804139814481445	0.87648312648497	0.75396712648497	0.5331248411608	37.2168144811608
134	96480	0.803441271510053	0.87466770170105	0.75205180101050	0.53027496210405	37.309496210405
135	97200	0.80284797972128	0.8728714881720	0.7501604828710	0.527460489104	37.4028489104
136	97920	0.802347611841889	0.871100774411390	0.74829237188100	0.524681111088	37.49684111088
137	98640	0.80192491153840	0.86935336847130	0.74644443133040	0.5219381729888	37.591381729888
138	99360	0.80158184881887	0.86762369516880	0.74461730766200	0.51922111508155	37.686511508155
139	100080	0.801309979048705	0.865914311662209	0.74281048720040	0.51652886877948	37.782286877948
140	100800	0.80109725045314	0.8642249212005	0.74102492120050	0.5138521945137	37.878621945137
141	101520	0.800939181179479	0.86255332277290	0.73925874620400	0.5111944824824	37.97554824824
142	102240	0.80082233485958	0.86090344668349	0.737519384991100	0.5085581317623	38.0730317623
143	102960	0.80074708818887	0.8592737388883	0.735796324484900	0.50594284281515	38.171084281515
144	103680	0.80070452959270	0.85766850630148	0.73408968692020	0.50334938786820	38.269638786820
145	104400	0.8006919720991	0.8560826203404	0.73239897808800	0.49982647187900	38.3687187900
146	105120	0.80070452959270	0.8545127244814	0.73072497779960	0.49632448729450	38.46829448729450
147	105840	0.80074708818887	0.8529583899393	0.72906826130410	0.49284939113050	38.568439113050
148	106560	0.80082233485958	0.8514238137026	0.72742812154110	0.48940482179150	38.669142179150
149	107280	0.800939181179479	0.84990784517360	0.725793701790810	0.4860000488100	38.77000488100
150	108000	0.80109725045314	0.8484091311961	0.7241752914490	0.48263481189180	38.87203481189180
151	108720	0.801309979048705	0.84693676051124	0.72257214892080	0.4793048200424	38.975200424
152	109440	0.80158184881887	0.84548785091830	0.72098318730620	0.47600487899146	39.079487899146
153	110160	0.80192491153840	0.84406281290518	0.719407818841100	0.4727318418441	39.1848418441
154	110880	0.802347611841889	0.8426647272731	0.71789355129100	0.46949150518652	39.29130518652
155	111600	0.80284797972128	0.8412921083004	0.71643910987400	0.4662807018189	39.39887018189
156	112320	0.803441271510053	0.83994126171108	0.71500266194400	0.4630972651405	39.50732651405
157	113040	0.804139814481445	0.8386154881228	0.71358284734700	0.4600385133982	39.61665133982
158	113760	0.8049378967344	0.8373103813648	0.71217813061710	0.45710250447905	39.726845447905
159	114480	0.80584797972128	0.8359341996293	0.71078858491970	0.454292009957	39.83789209957
160	115200	0.80685537728754	0.8345264881893	0.70941975611170	0.4515027179005	39.94977179005
161	115920	0.80797821008815	0.8330914885897	0.70807124448480	0.4487318210424	40.06248210424
162	116640	0.8092227707690	0.8316287809376	0.70674184889760	0.4460879033288	40.1759033288
163	117360	0.81061873826486	0.8301384129815	0.7054304381045	0.4435638138415	40.29038138415
164	118080	0.81216323598164	0.8286154081000	0.7041364410560	0.4410597757397	40.40607757397
165	118800	0.81381873826486	0.8270584881000	0.7028597261000	0.4385738210424	40.52307757397
166	119520	0.815484127151005	0.8254681991100	0.7015981991100	0.4361048210424	40.641302210424
167	120240	0.8172491153840	0.823842887898	0.7003524913990	0.433652887898	40.760078898
168	120960	0.819104127151005	0.822181021113	0.6991224781200	0.4312168217398	40.88048217398
169	121680	0.8210694881887	0.8204842527182	0.6979081783980	0.42879393340	40.999393340
170	122400	0.82314797972128	0.8187513813615	0.6967104381045	0.4263848210424	41.117848210424
171	123120	0.82534797972128	0.816981481048	0.6955284381045	0.4239898210424	41.23598210424
172	123840	0.82766797972128	0.815173845485	0.6943624381045	0.4216008210424	41.35278210424
173	124560	0.83011797972128	0.813328481048	0.6932124381045	0.4192268210424	41.46828210424
174	125280	0.83269797972128	0.81145481048	0.6920784381045	0.4168588210424	41.58248210424
175	126000	0.83540797972128	0.8095481048	0.6909584381045	0.4144968210424	41.69528210424
176	126720	0.83824797972128	0.8076081048	0.6898524381045	0.4121308210424	41.80668210424
177	127440	0.84121797972128	0.8056341048	0.6887604381045	0.4097708210424	41.91568210424
178	128160	0.84431797972128	0.8036261048	0.6876824381045	0.4074168210424	42.02328210424
179	128880	0.84754797972128	0.8015841048	0.6866184381045	0.4050688210424	42.12948210424
180	129600	0.85090797972128	0.7995081048	0.6855684381045	0.4027268210424	42.23428210424
181	130320	0.85438797972128	0.7973981048	0.6845324381045	0.4003908210424	42.33768210424
182	131040	0.85798797972128	0.7952541048	0.6835024381045	0.3980608210424	42.43968210424
183	131760	0.86170797972128	0.7930761048	0.6824784381045	0.3957468210424	42.54028210424
184	132480	0.86554797972128	0.7908641048	0.6814604381045	0.3934488210424	42.63948210424
185	133200	0.86950797972128	0.7886181048	0.6804584381045	0.3911668210424	42.73728210424
186	133920	0.87358797972128	0.7863381048	0.6794724381045	0.3888908210424	42.83368210424
187	134640	0.87778797972128	0.7840241048	0.6785024381045	0.3866208210424	42.92868210424
188	135360	0.88210797972128	0.7816761048	0.6775484381045	0.3843668210424	43.02228210424
189	136080	0.88654797972128	0.7792941048	0.6766104381045	0.3821288210424	43.11448210424
190	136800	0.89110797972128	0.7768781048	0.6756884381045	0.3800068210424	43.20528210424
191	137520	0.89578797972128	0.7744281048	0.6747824381045	0.3779008210424	43.29468210424
192	138240	0.90058797972128	0.7719441048	0.6738924381045	0.3758108210424	43.38268210424
193	138960	0.90550797972128	0.7694261048	0.6730184381045	0.3737368210424	43.46928210424
194	139680	0.91054797972128	0.7668761048	0.6721604381045	0.3716788210424	43.55448210424
195	140400	0.91570797972128	0.7642941048	0.6713184381045	0.3696368210424	43.63828210424
196	141120	0.92098797972128	0.7616781048	0.6704924381045	0.3676108210424	43.72068210424
197	141840	0.92638797972128	0.7590281048	0.6696824381045	0.3656008210424	43.80168210424
198	142560	0.93190797972128	0.7563441048	0.6688884381045	0.3636168210424	43.88128210424
199	143280	0.93754797972128	0.7536261048	0.6681024381045	0.3616488210424	43.95948210424
200	144000	0.94330797972128	0.7508761048	0.6673344381045	0.3597068210424	44.03628210424
201	144720	0.94918797972128	0.7480941048	0.6665844381045	0.3577808210424	44.11168210424
202	145440	0.95518797972128	0.7452801048	0.6658524381045	0.3558708210424	44.18568210424
203	146160	0.96130797972128	0.7424341048	0.6651384381045	0.3539768210424	44.25828210424
204	146880	0.96754797972128	0.7395561048	0.6644424381045	0.3520988210424	44.32948210424
205	147600	0.97390797972128	0.7366481048	0.6637644381045	0.3502368210424	44.40028210424
206	148320	0.98038797972128	0.7337101048	0.6631044381045	0.3483908210424	44.47068210424
207	149040	0.98698797972128	0.7307421048	0.6624624381045	0.3465608210424	44.54068210424
208	149760	0.99370797972128	0.7277441048	0.6618384381045	0.3447468210424	44.61028210424
209	150480	0.99954797972128	0.7247161048	0.6612324381045	0.3429488210424	44.67948210424
210	151200	0.99954797972128	0.7216681048	0.6606444381045	0.3411668210424	44.74828210424
211	151920	0.99954797972128	0.7185901048	0.6600744381045	0.3393908210424	44.81668210424
212	152640	0.99954797972128	0.7154821048	0.6595224381045	0.3376308210424	44.88468210424
213	153360	0.99954797972128	0.7123441048	0.6589884381045	0.3358868210424	44.95228210424
214	154080	0.99954797972128	0.7091761048	0.6584724381045	0.3341588210424	45.01948210424
215	154800	0.99954797972128	0.7059781048	0.6579744381045	0.3324468210424	45.08628210424
216	155520	0.99954797972128	0.7027501048	0.6574924381045	0.3307508210424	45.15268210424
217	156240	0.99954797972128	0.6994921048	0.6570264381045	0.3290808210424	45.21868210

Tabla H.5: Cálculo disponibilidad Subestación Digital-Escenario 1.

DIGITAL (2 IHM)			
NOMENCLATURA	EQUIPOS NIVEL PROCESOS	DISPONIBILIDAD SISTEMA 1	AI S1 (%)
A_B1	MUL1_11*MUL1_12*(SW1 // SW2)*BCL1_1+PRL1_1	0,9999991733236	99,9999911733
A_B2	MUL2_11*MUL2_12*(SW1 // SW2)*BCL2_1+PRL2_1	0,9999991733236	99,9999911733
A_B3	MUL3_11*MUL3_12*(SW1 // SW2)*BCL3_1+PRL3_1	0,9999991733236	99,9999911733
A_B4	MUL4_11*MUL4_12*(SW1 // SW2)*BCL4_1+PRL4_1	0,9999991733236	99,9999911733
A_BACP	MUAP_11*MUAP_12*(SW1 // SW2)*BCAP_1+PRAP_1	0,9999991733236	99,9999911733
A_878	PR878	0,9999847792985	99,998477930
A_GPS	GPS1	0,99988740006756	99,9888740007
	TOTAL =	0,9995677737824	99,956777380
DISPONIBILIDAD SISTEMA 2			
NOMENCLATURA	EQUIPOS NIVEL PROCESOS	DISPONIBILIDAD SISTEMA 2	AI S2 (%)
A_B1	MUL1_21*MUL1_22*(SW1 // SW2)*BCL1_2+PRL1_2	0,9999991733236	99,9999911733
A_B2	MUL2_21*MUL2_22*(SW1 // SW2)*BCL2_2+PRL2_2	0,9999991733236	99,9999911733
A_B3	MUL3_21*MUL3_22*(SW1 // SW2)*BCL3_2+PRL3_2	0,9999991733236	99,9999911733
A_B4	MUL4_21*MUL4_22*(SW1 // SW2)*BCL4_2+PRL4_2	0,9999991733236	99,9999911733
A_BACP	MUAP_21*MUAP_22*(SW1 // SW2)*BCAP_2+PRAP_2	0,9999991733236	99,9999911733
A_878	PR878	0,9999847792985	99,998477930
A_GPS	GPS2	0,99988740006756	99,9888740007
	TOTAL =	0,9995677737824	99,956777380
DISPONIBILIDAD A2			
NOMENCLATURA	EQUIPOS NIVEL ESTACION	DISPONIBILIDAD	A2 (%)
A_SW1-2	SW1 // SW2	0,99999999999997	99,999999999
A_SUI-2	STATION UNIT 1 // STATION UNIT 2	0,99999999862006	99,9999986206
	TOTAL =	0,99999999862002	99,9999986202
	// Paralelo		
DISPONIBILIDAD A3			
NOMENCLATURA	EQUIPOS NIVEL ESTACION	DISPONIBILIDAD	A3 (%)
A_IU	UI_1 (IHM) // UI_2	0,99999999999999	99,999999999999
	TOTAL =	0,99999999999999	99,999999999999
DISPONIBILIDAD A			
A_sistema	Disponibilidad del Sistema [(A1_S1 // "A1_S2")*(A2*A3)]	0,99999991594408	99,999991594408
Falla del Sistema en un año			
	(Horas)	0,00072624	
	(Minutos)	0,04357491	
	(Segundos)	0,26	

DIGITAL (1 IHM)			
NOMENCLATURA	EQUIPOS NIVEL PROCESOS	DISPONIBILIDAD SISTEMA 1	AI S1 (%)
	MUL1_11*MUL1_12*(SW1 // SW2)*BCL1_1+PRL1_1	0,9999991733236	99,9999911733
	MUL2_11*MUL2_12*(SW1 // SW2)*BCL2_1+PRL2_1	0,9999991733236	99,9999911733
	MUL3_11*MUL3_12*(SW1 // SW2)*BCL3_1+PRL3_1	0,9999991733236	99,9999911733
	MUL4_11*MUL4_12*(SW1 // SW2)*BCL4_1+PRL4_1	0,9999991733236	99,9999911733
	MUAP_11*MUAP_12*(SW1 // SW2)*BCAP_1+PRAP_1	0,9999991733236	99,9999911733
	PR878	0,9999847792985	99,998477930
	GPS1	0,99988740006756	99,9888740007
	TOTAL =	0,9995677737824	99,956777380
DISPONIBILIDAD SISTEMA 2			
NOMENCLATURA	EQUIPOS NIVEL PROCESOS	DISPONIBILIDAD SISTEMA 2	AI S2 (POR FUERA)
	MUL1_21*MUL1_22*(SW1 // SW2)*BCL1_2+PRL1_2	0,9999991733236	99,9999911733
	MUL2_21*MUL2_22*(SW1 // SW2)*BCL2_2+PRL2_2	0,9999991733236	99,9999911733
	MUL3_21*MUL3_22*(SW1 // SW2)*BCL3_2+PRL3_2	0,9999991733236	99,9999911733
	MUL4_21*MUL4_22*(SW1 // SW2)*BCL4_2+PRL4_2	0,9999991733236	99,9999911733
	MUAP_21*MUAP_22*(SW1 // SW2)*BCAP_2+PRAP_2	0,9999991733236	99,9999911733
	PR878	0,9999847792985	99,998477930
	GPS1	0,99988740006756	99,9888740007
	TOTAL =	0,9995677737824	99,956777380
DISPONIBILIDAD A2			
NOMENCLATURA	EQUIPOS NIVEL ESTACION	DISPONIBILIDAD	A2 (%)
	SW1 // SW2	0,99999999999997	99,999999999
	STATION UNIT 1 // STATION UNIT 2	0,99999999862006	99,9999986206
	TOTAL =	0,99999999862002	99,9999986202
	// Paralelo		
DISPONIBILIDAD A3			
NOMENCLATURA	EQUIPOS NIVEL ESTACION	DISPONIBILIDAD	A3 (%)
	UI_1 (IHM)	0,99999999999999	99,999999999999
	TOTAL =	0,99999999999999	99,999999999999
DISPONIBILIDAD A			
	Disponibilidad del Sistema [(A1_S1 // "A1_S2")*(A2*A3)]	0,99999991594408	99,999991594408
Falla del Sistema en un año			
	(Horas)	0,69	
	(Minutos)	41,47	
	(Segundos)	2488,38	

1 año (24x360x12) horas

8640

Tabla H.6: Cálculo Comparación Disponibilidad resultados Digital-Escenario 1.

1 Año		8640		
Sistema	Convencional	DIGIBILIDAD (Unidad)	Digital (Escenario 1)	Digital vs Convencional (%)
Bahía de Línea	0,9999695585997		0,99999999962933	0,003044
Bahía de acople	0,99999543379690		0,99999999962933	0,0004566
Subestación (1 IHM)	0,99990173649054		0,99919997994568	0,0018263
Subestación (2 IHM)	0,99998172862946		0,999999991594408	0,0018263
DISPONIBILIDAD (%)				
Sistema	Convencional (%)		Digital (%)	Digital vs Convencional (%)
Bahía de línea	99,99969558599690		99,99999996293300	0,003044
Bahía de acople	99,99954337969040		99,99999996293300	0,0004566
Subestación (1 IHM)	99,99017264905390		99,99199979945680	0,0018263
Subestación (2 IHM)	99,99817286294580		99,99999915944080	0,0018263
Caída del Sistema				
Subestación (1xIHM)	Convencional	Digital (Escenario 1)	Digital vs Convencional (%)	
	3056,39	2488,38	568,0058213	
Subestación (2xIHM)	568,31	0,26	99,9539958	
Caída del Sistema				
Bahía de Línea	Convencional (Segundos)	Digital (Segundos)		
	94,68	0,0011529		
Bahía de Acople	142,03	0,0011529		
Subestación (1 IHM)	3056,39	2488,3824		
Subestación (2 IHM)	568,313	0,2614		

Tabla H.7: Cálculo Confiabilidad Subestación Digital-Escenario 1. Parte 1.

Meses	Tiempo de operación (horas)	SUBESTACION DIGITAL					DIGITAL (Rn)
		Confiabilidad AS 20	Confiabilidad AS	Confiabilidad AS 20	Confiabilidad AS	Confiabilidad del sistema (Rn)	
1	720	0.99995503	0.99995503	0.99995503	0.99995503	0.99995503	99.99995503
2	1440	0.99994413	0.99994413	0.99992267	0.99992267	0.99992267	99.99992267
3	2160	0.99993279	0.99993279	0.99990121	0.99990121	0.99990121	99.99990121
4	2880	0.99992145	0.99992145	0.99987973	0.99987973	0.99987973	99.99987973
5	3600	0.99991011	0.99991011	0.99985825	0.99985825	0.99985825	99.99985825
6	4320	0.99989877	0.99989877	0.99983677	0.99983677	0.99983677	99.99983677
7	5040	0.99988743	0.99988743	0.99981529	0.99981529	0.99981529	99.99981529
8	5760	0.99987609	0.99987609	0.99979381	0.99979381	0.99979381	99.99979381
9	6480	0.99986475	0.99986475	0.99977233	0.99977233	0.99977233	99.99977233
10	7200	0.99985341	0.99985341	0.99975085	0.99975085	0.99975085	99.99975085
11	7920	0.99984207	0.99984207	0.99972937	0.99972937	0.99972937	99.99972937
12	8640	0.99983073	0.99983073	0.99970789	0.99970789	0.99970789	99.99970789
13	9360	0.99981939	0.99981939	0.99968641	0.99968641	0.99968641	99.99968641
14	10080	0.99980805	0.99980805	0.99966493	0.99966493	0.99966493	99.99966493
15	10800	0.99979671	0.99979671	0.99964345	0.99964345	0.99964345	99.99964345
16	11520	0.99978537	0.99978537	0.99962197	0.99962197	0.99962197	99.99962197
17	12240	0.99977403	0.99977403	0.99960049	0.99960049	0.99960049	99.99960049
18	12960	0.99976269	0.99976269	0.99957901	0.99957901	0.99957901	99.99957901
19	13680	0.99975135	0.99975135	0.99955753	0.99955753	0.99955753	99.99955753
20	14400	0.99973999	0.99973999	0.99953605	0.99953605	0.99953605	99.99953605
21	15120	0.99972865	0.99972865	0.99951457	0.99951457	0.99951457	99.99951457
22	15840	0.99971731	0.99971731	0.99949309	0.99949309	0.99949309	99.99949309
23	16560	0.99970597	0.99970597	0.99947161	0.99947161	0.99947161	99.99947161
24	17280	0.99969463	0.99969463	0.99945013	0.99945013	0.99945013	99.99945013
25	18000	0.99968329	0.99968329	0.99942865	0.99942865	0.99942865	99.99942865
26	18720	0.99967195	0.99967195	0.99940717	0.99940717	0.99940717	99.99940717
27	19440	0.99966061	0.99966061	0.99938569	0.99938569	0.99938569	99.99938569
28	20160	0.99964927	0.99964927	0.99936421	0.99936421	0.99936421	99.99936421
29	20880	0.99963793	0.99963793	0.99934273	0.99934273	0.99934273	99.99934273
30	21600	0.99962659	0.99962659	0.99932125	0.99932125	0.99932125	99.99932125
31	22320	0.99961525	0.99961525	0.99929977	0.99929977	0.99929977	99.99929977
32	23040	0.99960391	0.99960391	0.99927829	0.99927829	0.99927829	99.99927829
33	23760	0.99959257	0.99959257	0.99925681	0.99925681	0.99925681	99.99925681
34	24480	0.99958123	0.99958123	0.99923533	0.99923533	0.99923533	99.99923533
35	25200	0.99956989	0.99956989	0.99921385	0.99921385	0.99921385	99.99921385
36	25920	0.99955855	0.99955855	0.99919237	0.99919237	0.99919237	99.99919237
37	26640	0.99954721	0.99954721	0.99917089	0.99917089	0.99917089	99.99917089
38	27360	0.99953587	0.99953587	0.99914941	0.99914941	0.99914941	99.99914941
39	28080	0.99952453	0.99952453	0.99912793	0.99912793	0.99912793	99.99912793
40	28800	0.99951319	0.99951319	0.99910645	0.99910645	0.99910645	99.99910645
41	29520	0.99950185	0.99950185	0.99908497	0.99908497	0.99908497	99.99908497
42	30240	0.99949051	0.99949051	0.99906349	0.99906349	0.99906349	99.99906349
43	30960	0.99947917	0.99947917	0.99904201	0.99904201	0.99904201	99.99904201
44	31680	0.99946783	0.99946783	0.99902053	0.99902053	0.99902053	99.99902053
45	32400	0.99945649	0.99945649	0.99899905	0.99899905	0.99899905	99.99899905
46	33120	0.99944515	0.99944515	0.99897757	0.99897757	0.99897757	99.99897757
47	33840	0.99943381	0.99943381	0.99895609	0.99895609	0.99895609	99.99895609
48	34560	0.99942247	0.99942247	0.99893461	0.99893461	0.99893461	99.99893461
49	35280	0.99941113	0.99941113	0.99891313	0.99891313	0.99891313	99.99891313
50	36000	0.99940000	0.99940000	0.99889165	0.99889165	0.99889165	99.99889165
51	36720	0.99938866	0.99938866	0.99887017	0.99887017	0.99887017	99.99887017
52	37440	0.99937732	0.99937732	0.99884869	0.99884869	0.99884869	99.99884869
53	38160	0.99936598	0.99936598	0.99882721	0.99882721	0.99882721	99.99882721
54	38880	0.99935464	0.99935464	0.99880573	0.99880573	0.99880573	99.99880573
55	39600	0.99934330	0.99934330	0.99878425	0.99878425	0.99878425	99.99878425
56	40320	0.99933196	0.99933196	0.99876277	0.99876277	0.99876277	99.99876277
57	41040	0.99932062	0.99932062	0.99874129	0.99874129	0.99874129	99.99874129
58	41760	0.99930928	0.99930928	0.99871981	0.99871981	0.99871981	99.99871981
59	42480	0.99929794	0.99929794	0.99869833	0.99869833	0.99869833	99.99869833
60	43200	0.99928660	0.99928660	0.99867685	0.99867685	0.99867685	99.99867685
61	43920	0.99927526	0.99927526	0.99865537	0.99865537	0.99865537	99.99865537
62	44640	0.99926392	0.99926392	0.99863389	0.99863389	0.99863389	99.99863389
63	45360	0.99925258	0.99925258	0.99861241	0.99861241	0.99861241	99.99861241
64	46080	0.99924124	0.99924124	0.99859093	0.99859093	0.99859093	99.99859093
65	46800	0.99922990	0.99922990	0.99856945	0.99856945	0.99856945	99.99856945
66	47520	0.99921856	0.99921856	0.99854797	0.99854797	0.99854797	99.99854797
67	48240	0.99920722	0.99920722	0.99852649	0.99852649	0.99852649	99.99852649
68	48960	0.99919588	0.99919588	0.99850501	0.99850501	0.99850501	99.99850501
69	49680	0.99918454	0.99918454	0.99848353	0.99848353	0.99848353	99.99848353
70	50400	0.99917320	0.99917320	0.99846205	0.99846205	0.99846205	99.99846205
71	51120	0.99916186	0.99916186	0.99844057	0.99844057	0.99844057	99.99844057
72	51840	0.99915052	0.99915052	0.99841909	0.99841909	0.99841909	99.99841909
73	52560	0.99913918	0.99913918	0.99839761	0.99839761	0.99839761	99.99839761
74	53280	0.99912784	0.99912784	0.99837613	0.99837613	0.99837613	99.99837613
75	54000	0.99911650	0.99911650	0.99835465	0.99835465	0.99835465	99.99835465
76	54720	0.99910516	0.99910516	0.99833317	0.99833317	0.99833317	99.99833317
77	55440	0.99909382	0.99909382	0.99831169	0.99831169	0.99831169	99.99831169
78	56160	0.99908248	0.99908248	0.99829021	0.99829021	0.99829021	99.99829021
79	56880	0.99907114	0.99907114	0.99826873	0.99826873	0.99826873	99.99826873
80	57600	0.99905980	0.99905980	0.99824725	0.99824725	0.99824725	99.99824725
81	58320	0.99904846	0.99904846	0.99822577	0.99822577	0.99822577	99.99822577
82	59040	0.99903712	0.99903712	0.99820429	0.99820429	0.99820429	99.99820429
83	59760	0.99902578	0.99902578	0.99818281	0.99818281	0.99818281	99.99818281
84	60480	0.99901444	0.99901444	0.99816133	0.99816133	0.99816133	99.99816133
85	61200	0.99900310	0.99900310	0.99813985	0.99813985	0.99813985	99.99813985
86	61920	0.99899176	0.99899176	0.99811837	0.99811837	0.99811837	99.99811837
87	62640	0.99898042	0.99898042	0.99809689	0.99809689	0.99809689	99.99809689
88	63360	0.99896908	0.99896908	0.99807541	0.99807541	0.99807541	99.99807541
89	64080	0.99895774	0.99895774	0.99805393	0.99805393	0.99805393	99.99805393
90	64800	0.99894640	0.99894640	0.99803245	0.99803245	0.99803245	99.99803245
91	65520	0.99893506	0.99893506	0.99801097	0.99801097	0.99801097	99.99801097
92	66240	0.99892372	0.99892372	0.99798949	0.99798949	0.99798949	99.99798949
93	66960	0.99891238	0.99891238	0.99796801	0.99796801	0.99796801	99.99796801
94	67680	0.99890104	0.99890104	0.99794653	0.99794653	0.99794653	99.99794653
95	68400	0.99888970	0.99888970	0.99792505	0.99792505	0.99792505	99.99792505
96	69120	0.99887836	0.99887836	0.99790357	0.99790357	0.99790357	99.99790357
97	69840	0.99886702	0.99886702	0.99788209	0.99788209	0.99788209	99.99788209
98	70560	0.99885568	0.99885568	0.99786061	0.99786061	0.99786061	99.99786061
99	71280	0.99884434	0.99884434	0.99783913	0.99783913	0.99783913	99.99783913
100	72000	0.99883300	0.99883300	0.99781765	0.99781765	0.99781765	99.99781765
101	72720	0.99882166	0.99882166	0.99779617	0.99779617	0.99779617	99.99779617
102	73440	0.99881032	0.99881032	0.99777469	0.99777469	0.99777469	99.99777469
103	74160	0.99879898	0.99879898	0.99775321	0.99775321	0.99775321	99.99775321
104	74880	0.99878764	0.99878764	0.99773173	0.99773173	0.99773173	99.99773173
105	75600	0.99877630	0.99877630	0.99771025	0.99771025	0.99771025	99.99771025
106	76320	0.99876496	0.99876496	0.99768877	0.99768877	0.99768877	99.99768877
107	77040	0.99875362	0.99875362	0.99766729	0.99766729	0.99766729	99.99766729

Tabla H.8: Cálculo Confiabilidad Subestación Digital-Escenario 1. Parte 2.

SUBESTACION DIGITAL							
Meses	Tiempo de operación (Hores)	Confiabilidad AL_S1	Confiabilidad AL_S2	Confiabilidad A2	Confiabilidad A3	Confiabilidad del Sistema (R1424R1)	Digital (R1%)
121	87120	0.4117889	0.4117889	0.94951004	0.77018541	0.49811951	49.81891951
122	87840	0.42872318	0.42872318	0.94882098	0.77488011	0.49426270	49.41826270
123	88560	0.42679648	0.42679648	0.94877181	0.77488011	0.49207212	49.20721212
124	89280	0.42385044	0.42385044	0.94852653	0.77018938	0.48817247	48.81724747
125	90000	0.44817658	0.44817658	0.94617034	0.76881881	0.48419929	48.41992929
126	90720	0.41996221	0.41996221	0.94451548	0.76700101	0.47864385	47.86438585
127	91440	0.41607612	0.41607612	0.94404841	0.76138884	0.47481291	47.48129131
128	92160	0.41120973	0.41120973	0.94360214	0.76177877	0.47051718	47.05171871
129	92880	0.40535608	0.40535608	0.94317874	0.76172088	0.46711562	46.71156258
130	93600	0.40026839	0.40026839	0.94277728	0.76167193	0.46444233	46.44423389
131	94320	0.405715812	0.405715812	0.94154448	0.75897049	0.45964762	45.96476266
132	95040	0.39924492	0.39924492	0.94061299	0.757174079	0.45646813	45.56481360
133	95760	0.39121847	0.39121847	0.94013808	0.757878184	0.45292644	45.29264469
134	96480	0.38439542	0.38439542	0.93939542	0.754191803	0.44857129	44.85712926
135	97200	0.38160547	0.38160547	0.93866547	0.75350462	0.44481517	44.48151734
136	97920	0.38895031	0.38895031	0.93787273	0.75202388	0.44112771	44.11277189
137	98640	0.38623454	0.38623454	0.93694026	0.74942441	0.43760208	43.76020811
138	99360	0.38192147	0.38192147	0.93619121	0.74789267	0.43409464	43.40946469
139	100080	0.38591792	0.38591792	0.93538968	0.74625487	0.43048772	43.04877212
140	100800	0.38789772	0.38789772	0.93464461	0.74462025	0.42687233	42.68723366
141	101520	0.3790422	0.3790422	0.93376699	0.743158764	0.42318478	42.31847791
142	102240	0.37504782	0.37504782	0.93286781	0.741755647	0.41955647	41.95564755
143	102960	0.37068312	0.37068312	0.93193518	0.740305217	0.41592798	41.59279798
144	103680	0.36704737	0.36704737	0.93117121	0.73879966	0.41232439	41.23243990
145	104400	0.36348404	0.36348404	0.93047862	0.73732919	0.40874779	40.87477923
146	105120	0.36011068	0.36011068	0.92979011	0.73579178	0.40520523	40.52052380
147	105840	0.35674915	0.35674915	0.92911055	0.73428424	0.40169718	40.16971889
148	106560	0.35379668	0.35379668	0.92844098	0.73272727	0.39821284	39.82128489
149	107280	0.35115152	0.35115152	0.9277987	0.73124078	0.39500033	39.50003371
150	108000	0.34878172	0.34878172	0.92717623	0.72972619	0.39196989	39.19698939
151	108720	0.34658646	0.34658646	0.92657400	0.72828367	0.38912311	38.91231149
152	109440	0.34457625	0.34457625	0.92599213	0.72691419	0.38645192	38.64519239
153	110160	0.34274132	0.34274132	0.92543182	0.72561418	0.38384479	38.38447932
154	110880	0.34101882	0.34101882	0.92489266	0.72437929	0.38129258	38.12925811
155	111600	0.34049481	0.34049481	0.92438465	0.72320345	0.37879505	37.87950539
156	112320	0.34011068	0.34011068	0.92389727	0.72207907	0.37635294	37.63529439
157	113040	0.34086747	0.34086747	0.92343177	0.72100471	0.37397898	37.39789839
158	113760	0.34183404	0.34183404	0.92298793	0.72001226	0.37167379	37.16737939
159	114480	0.34301264	0.34301264	0.92256568	0.71909284	0.36943864	36.94386439
160	115200	0.32529236	0.32529236	0.91725428	0.71483758	0.36617885	36.61788539
161	115920	0.32468218	0.32468218	0.91689151	0.71371224	0.36522873	36.52287377
162	116640	0.32457978	0.32457978	0.91654708	0.71263849	0.36438937	36.43893769
163	117360	0.32327465	0.32327465	0.91621403	0.71161927	0.36355957	36.35595739
164	118080	0.32211933	0.32211933	0.91589193	0.71065419	0.36273931	36.27393161
165	118800	0.31787885	0.31787885	0.91467227	0.70842404	0.36192184	36.19218434
166	119520	0.31586623	0.31586623	0.91347668	0.70629134	0.36120718	36.12071842
167	120240	0.31417953	0.31417953	0.91230503	0.70424517	0.36059109	36.05910939
168	120960	0.313130819	0.313130819	0.91125619	0.70228743	0.36007311	36.00731187
169	121680	0.312244117	0.312244117	0.91033127	0.70041128	0.35965198	35.96519839
170	122400	0.31149444	0.31149444	0.90952132	0.69861479	0.35932139	35.93213938
171	123120	0.31094947	0.31094947	0.90882687	0.69699718	0.35907122	35.90712289
172	123840	0.31057074	0.31057074	0.90824658	0.69552613	0.35889157	35.88915739
173	124560	0.31036073	0.31036073	0.90777976	0.69419158	0.35878405	35.87840539
174	125280	0.31030684	0.31030684	0.90742614	0.69298805	0.35873552	35.86873552
175	126000	0.31029117	0.31029117	0.90708571	0.69190244	0.35875286	35.86528639
176	126720	0.31032492	0.31032492	0.90675781	0.69093891	0.35882681	35.86826839
177	127440	0.31039142	0.31039142	0.90644248	0.69009748	0.35896196	35.86969639
178	128160	0.31043828	0.31043828	0.90613912	0.68937155	0.35914861	35.87048639
179	128880	0.31046428	0.31046428	0.90584732	0.68876214	0.35938264	35.87148264
180	129600	0.31047238	0.31047238	0.90556624	0.68826708	0.35965918	35.87238918
181	130320	0.31046391	0.31046391	0.90529571	0.68788889	0.35997317	35.87307317
182	131040	0.31043834	0.31043834	0.90503594	0.68762738	0.36031930	35.87351930
183	131760	0.31039493	0.31039493	0.90478643	0.68747828	0.36068317	35.87381767
184	132480	0.31033375	0.31033375	0.90454845	0.68743919	0.36106273	35.87398273
185	133200	0.31025626	0.31025626	0.90432212	0.68741208	0.36145434	35.87404434
186	133920	0.31016312	0.31016312	0.90410732	0.68739685	0.36185314	35.87400814
187	134640	0.31005483	0.31005483	0.90390387	0.68739248	0.36225479	35.87398279
188	135360	0.30993167	0.30993167	0.90371167	0.68739887	0.36265488	35.87397187
189	136080	0.30979431	0.30979431	0.90353065	0.68741507	0.36305216	35.87398100
190	136800	0.30964287	0.30964287	0.90336093	0.68744091	0.36344267	35.87399275
191	137520	0.30947641	0.30947641	0.90320261	0.68747648	0.36382199	35.87399899
192	138240	0.30929572	0.30929572	0.90305572	0.68752184	0.36419502	35.87399846
193	138960	0.30910067	0.30910067	0.90291994	0.68757701	0.36455691	35.87399811
194	139680	0.30889185	0.30889185	0.90279542	0.68764207	0.36490876	35.87399856
195	140400	0.30865919	0.30865919	0.90268209	0.68771788	0.36526285	35.87399920
196	141120	0.30840288	0.30840288	0.90257948	0.68780443	0.36561941	35.87399984
197	141840	0.30812324	0.30812324	0.90248732	0.68789173	0.36597855	35.87399955
198	142560	0.30782091	0.30782091	0.90240561	0.68797977	0.36634031	35.87399931
199	143280	0.30749517	0.30749517	0.90233428	0.68806846	0.36670484	35.87399914
200	144000	0.30714648	0.30714648	0.90227346	0.68815776	0.36707219	35.87399906
201	144720	0.30677524	0.30677524	0.90222324	0.68824766	0.36744248	35.87399906
202	145440	0.30638219	0.30638219	0.90218369	0.68833819	0.36781581	35.87399911
203	146160	0.30596788	0.30596788	0.90215481	0.68842935	0.36819216	35.87399926
204	146880	0.30553279	0.30553279	0.90213769	0.68852113	0.36857163	35.87399941
205	147600	0.30507762	0.30507762	0.90213222	0.68861357	0.36895429	35.87399966
206	148320	0.30460284	0.30460284	0.90213844	0.68870664	0.36934016	35.87399991
207	149040	0.30410817	0.30410817	0.90215599	0.68880034	0.36972926	35.87399996
208	149760	0.30359409	0.30359409	0.90218488	0.68889469	0.37012163	35.87399999
209	150480	0.30306123	0.30306123	0.90222513	0.68900000	0.37051729	35.87399999
210	151200	0.30250919	0.30250919	0.90227677	0.68911643	0.37091624	35.87399999
211	151920	0.30193743	0.30193743	0.90233983	0.68924408	0.37131847	35.87399999
212	152640	0.30134658	0.30134658	0.90241438	0.68938295	0.37172400	35.87399999
213	153360	0.30073614	0.30073614	0.90249944	0.68953314	0.37213283	35.87399999
214	154080	0.30010668	0.30010668	0.90259511	0.68969475	0.37254496	35.87399999
215	154800	0.29945866	0.29945866	0.90270140	0.68986788	0.37296039	35.87399999
216	155520	0.29879258	0.29879258	0.90281843	0.68995252	0.37338912	35.87399999
217	156240	0.29810882	0.29810882	0.90294612	0.69004877	0.37383125	35.87399999
218	156960	0.29740784	0.29740784	0.90308457	0.69015664	0.37428678	35.87399999
219	157680	0.29669004	0.29669004	0.90323379	0.69027614	0.37475571	35.87399999
220	158400	0.29595588	0.29595588	0.90339381	0.69040727	0.37523806	35.87399999
221	159120	0.29520579	0.29520579	0.90356466	0.69055004	0.37573385	35.87399999
222	159840	0.29444022	0.29444022	0.90374634	0.69070545	0.37624308	35.87399999
223	160560	0.29366068	0.29366068	0.90393887	0.69087352	0.37676575	35.87399999
224	161280	0.29286761	0.29286761	0.90414326	0.69105425	0.37730186	35.87399999
225	162000	0.29206144	0.29206144	0.90435961	0.69124764	0.37785141	35.87399999
226</							

**Tabla H.9:** Cálculo Comparación resultados Confiabilidad Convencional vs Digital-Escenario 1. Parte 1.

COMPARACION RESULTADOS ESCENARIO 1				
Meses	Tiempo de operación (Horas)	CONFIABILIDAD DEL SISTEMA CONVENCIONAL R <sub>c</sub> (%)	CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DIGITAL R <sub>d</sub> (%)	Digital vs Convencional (%)
1	720	99,6248984930180	99,7844894486968	0,1601918
2	1440	99,2494348436593	99,559192921632	0,3121006
3	2160	98,8736324131596	99,324731015139	0,4558757
4	2880	98,4975143294241	99,080288831446	0,5916642
5	3600	98,1211034851077	98,8271934400208	0,7196107
6	4320	97,744425439297	98,5653302828206	0,8398574
7	5040	97,367493934586	98,294962196312	0,9525442
8	5760	96,990339831735	98,0163121163576	1,0578087
9	6480	96,6129622717958	97,7596115556780	1,1557584
10	7200	96,2354429208529	97,451228598465	1,2466101
11	7920	95,857743335539	97,1330458288662	1,3304116
12	8640	95,479904756798	96,823611382193	1,4073189
13	9360	95,1019483064864	96,5074007559399	1,4747592
14	10080	94,7233947926216	96,185492192406	1,5409570
15	10800	94,3457647420554	95,8533487265634	1,5979350
16	11520	93,9675786370227	95,5166471910974	1,6485139
17	12240	93,589366049782	95,176487057549	1,6928123
18	12960	93,211185845830	94,824555779067	1,7309489
19	13680	92,8333043291843	94,469586402751	1,7630327
20	14400	92,4546732300050	94,1088561047849	1,7891825
21	15120	92,0760046729442	93,7426359993724	1,8095076
22	15840	91,6983970836904	93,371083867526	1,8241171
23	16560	91,320711067223	92,994381583444	1,8331186
24	17280	90,9434245370142	92,612788485559	1,8366180
25	18000	90,5646334897177	92,2262401774285	1,8347192
26	18720	90,1869590639321	91,8351478667429	1,8275245
27	19440	89,8094382810470	91,4395060235858	1,8151348
28	20160	89,432089171701	91,039763973812	1,7976489
29	20880	89,054829317346	90,631799278151	1,7751544
30	21600	88,677974495844	90,227867876472	1,7477771
31	22320	88,3012439500690	89,8161234404403	1,7155811
32	23040	87,9247538301456	89,400719771590	1,6786994
33	23760	87,5485208744882	88,9818066769905	1,6371331
34	24480	87,1725616210946	88,5595312056594	1,5910819
35	25200	86,7968923709598	88,1340367537481	1,5405441
36	25920	86,4215292721058	87,705446884955	1,4856665
37	26640	86,0464882378186	87,275933945783	1,4265146
38	27360	85,6717049892407	86,8593893526847	1,3631723
39	28080	85,2974530218297	86,4402851218293	1,2957224
40	28800	84,9234537385088	85,9611257750357	1,2242461
41	29520	84,5498561868350	85,5211846468456	1,1488233
42	30240	84,176573241541	85,079542991693	1,0695328
43	30960	83,80338718867749	84,635566166215	0,9864520
44	31680	83,4311144175421	84,1812117319593	0,8996548
45	32400	83,0595926701513	83,7173694484849	0,8092223
46	33120	82,6881405946506	83,2795444534190	0,7152221
47	33840	82,3171523699880	82,826489334992	0,6177286
48	34560	81,9464483783408	82,370195545549	0,5180130
49	35280	81,5764421949003	81,9118130304139	0,4125456
50	36000	81,2071472538818	81,454825966927	0,304951
51	36720	80,8381767888256	80,995188381107	0,1942295
52	37440	80,469743751093	80,534731399312	0,0803155
53	38160	80,101810891540	80,072478273130	-0,0366814
54	38880	79,7345414432119	79,6096009793161	-0,1566986
55	39600	79,3677973080272	79,1458320581458	-0,276666
56	40320	79,0016409974980	78,6812664323373	-0,4055290
57	41040	78,636044808810	78,219931415363	-0,5342223
58	41760	78,2711401281675	77,759100808466	-0,6630661
59	42480	77,9068194586608	77,283671519721	-0,7998611
60	43200	77,543148072952	76,816796298855	-0,9368887
61	43920	77,1800954307556	76,3495513035471	-1,0761115
62	44640	76,817747914492	75,8821881722588	-1,2180790
63	45360	76,4560032640166	75,4142782795470	-1,3625174
64	46080	76,0949717737546	74,9464016776161	-1,5093903
65	46800	75,7346310778386	74,4784679913775	-1,6586376
66	47520	75,3748917865464	74,0105486758591	-1,8102066
67	48240	75,0160642048077	73,5427149483978	-1,9640582
68	48960	74,6545788631791	73,074390481917	-2,1201022
69	49680	74,3003855654066	72,6075795868122	-2,2783273
70	50400	73,9436544002389	72,1404119548911	-2,4387710
71	51120	73,5876791104237	71,6735974629678	-2,6010845
72	51840	73,2324527105337	71,2071988466519	-2,7652021
73	52560	72,8787010456002	70,741277319651	-2,9319304
74	53280	72,5243438483337	70,275893740577	-3,1002897
75	54000	72,1714666283425	69,8111046628847	-3,2704919
76	54720	71,8197387855058	69,346967704931	-3,4425523
77	55440	71,4681861546143	68,883381371352	-3,6164070
78	56160	71,1176664181361	68,420869791421	-3,7920126
79	56880	70,7680291088790	67,9590149644276	-3,9693265
80	57600	70,4192306079781	67,4980248376276	-4,1483069
81	58320	70,0712714894945	67,037498948776	-4,3289124
82	59040	69,7251648170989	66,578361082337	-4,5111027
83	59760	69,3779135329275	66,120723739387	-4,6948379
84	60480	69,0325271523347	65,663853651413	-4,8800789
85	61200	68,688012638198	65,207778972650	-5,0667871
86	61920	68,344379396811	64,752933090404	-5,2549246
87	62640	68,0016279117119	64,299151361356	-5,4445242
88	63360	67,6597810538939	63,8469237996139	-5,6353393
89	64080	67,3188308925887	63,3957964273605	-5,8275440
90	64800	66,9787893837256	62,9459745763830	-6,0210327
91	65520	66,6396320404866	62,4974946388883	-6,2157707
92	66240	66,3014584020587	62,050292584808	-6,4117238
93	66960	65,9641842274629	61,6047047005048	-6,6088584
94	67680	65,6278441114298	61,1604460232752	-6,8074143
95	68400	65,292453708719	60,7177040244000	-7,0065401
96	69120	64,957941534033	60,2764587659983	-7,2070227
97	69840	64,6244967787442	59,8367831411379	-7,4085578
98	70560	64,2919582131337	59,3986237380535	-7,6111444
99	71280	63,9603851785873	58,9620971390765	-7,8146622
100	72000	63,629782954524	58,527016672672	-8,0191713
101	72720	63,3001570174078	58,0934965397668	-8,2246123
102	73440	62,9715129159017	57,6621420548613	-8,4319565
103	74160	62,6438557524934	57,232569297781	-8,6381754
104	74880	62,3171907244929	56,8044617781772	-8,8462411
105	75600	61,9915228545952	56,3781121674096	-9,0551263
106	76320	61,6668570462105	55,953481547596	-9,2646040
107	77040	61,343198048908	55,5307781117301	-9,4752477
108	77760	61,0205506379515	55,1098368332322	-9,6864314
109	78480	60,6989192588888	54,6907401613815	-9,8983296
110	79200	60,378388389931	54,2755079699333	-10,1109171
111	79920	60,0587223379566	53,8581561765817	-10,3241691
112	80640	59,7401653314781	53,4447098979278	-10,5386915
113	81360	59,4226414648620	53,0311801847484	-10,7523703
114	82080	59,1061547268124	52,6235850192999	-10,9676721
115	82800	58,7907099725234	52,21941701836	-11,1834438
116	83520	58,4763094617641	51,818264330461	-11,3995629
117	84240	58,162955451585	51,4206568048889	-11,6163070
118	84960	57,850650452610	51,0264866371429	-11,8335544
119	85680	57,5394100026264	50,6351726237344	-12,0512834
120	86400	57,2292237668759	50,246995988231	-12,2694731

**Tabla H.10: Cálculo Comparación resultados Confiabilidad Convencional vs Digital- Escenario 1. Parte 2.**

COMPARACION RESULTADOS ESCENARIO 1				
Meses	Tiempo de operación (Horas)	CONFIABILIDAD DEL SISTEMA CONVENCIONAL R(%)	CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DIGITAL R(%)	Digital vs Convencional (%)
121	87120	56.9200995847563	49.8118591364796	-12.4881026
122	87840	56.6120606011961	49.4182627469882	-12.7071517
123	88560	56.3050498603554	49.0267211897340	-12.9266002
124	89280	55.999130366705	48.6372448608778	-13.1464285
125	90000	55.6942847858936	48.2498428668207	-13.3666173
126	90720	55.3901504612728	47.8654483646624	-13.5874747
127	91440	55.0878297388550	47.4812991312560	-13.8088009
128	92160	54.7862194199616	47.1001737670604	-14.0291587
129	92880	54.4856965507254	46.7211562257955	-14.2506030
130	93600	54.1862604989794	46.344253489012	-14.4732316
131	94320	53.8879135381952	45.9694720280038	-14.6982811
132	95040	53.590578569056	45.5968178409914	-14.9164805
133	95760	53.2944955433110	45.2262964389029	-15.1388976
134	96480	52.9994286025408	44.8579128628313	-15.3615161
135	97200	52.7054589495194	44.4916717084447	-15.5843197
136	97920	52.412584115698	44.127571189276	-15.8072928
137	98640	52.120818293888	43.765632801453	-16.0304196
138	99360	51.830151580155	43.4058420446331	-16.2536849
139	100080	51.5405846877949	43.0482071211238	-16.4770737
140	100800	51.2521109453358	42.692732646449	-16.7005713
141	101520	50.9647029844624	42.339417730990	-16.9241632
142	102240	50.6785381371613	41.988265904792	-17.1478353
143	102960	50.3940054145215	41.639277905715	-17.3715735
144	103680	50.109833876698	41.292458960381	-17.5953642
145	104400	49.826471387000	40.947797252514	-17.8191939
146	105120	49.5446716713962	40.6054612579741	-18.0430496
147	105840	49.2639919133508	40.264978788846	-18.2669182
148	106560	48.984427138758	39.9268173859526	-18.4907871
149	107280	48.7059688489101	39.5908202636650	-18.7146418
150	108000	48.4289110189188	39.2569931110596	-18.9384761
151	108720	48.1534098594882	38.925314488967	-19.1622719
152	109440	47.879768995146	38.5958019969618	-19.3860196
153	110160	47.6031196470872	38.2684478922384	-19.6097075
154	110880	47.3304515053652	37.9432495211335	-19.8333244
155	111600	47.0587018194989	37.6202043093315	-20.0568591
156	112320	46.788070812445	37.29929803036	-20.2803007
157	113040	46.5185588153282	36.98056650711	-20.5036386
158	113760	46.2501658447905	36.663957278875	-20.7268621
159	114480	45.9828200959337	36.3494939773948	-20.9499612
160	115200	45.7167373199991	36.0371665293014	-21.1729256
161	115920	45.4521761699541	35.7269712707180	-21.3957455
162	116640	45.187780338228	35.4189038566398	-21.6184112
163	117360	44.9249871363102	35.112997163093	-21.8409131
164	118080	44.663307537307	34.8091340594600	-22.0632420
165	118800	44.4027465773716	34.507418844443	-22.2853888
166	119520	44.143302320993	34.2078179324512	-22.5072743
167	120240	43.8849772685608	33.9103169223762	-22.7290999
168	120960	43.6277682175788	33.614913186694	-22.9506470
169	121680	43.3716755191410	33.3216007649540	-23.1719772
170	122400	43.116998565445	33.0303780782659	-23.3930821
171	123120	42.863898681323	32.741293281171	-23.6139317
172	123840	42.6100981682662	32.4545116882460	-23.8345840
173	124560	42.358452276928	32.169143454842	-24.0549652
174	125280	42.1079340347035	31.8861952031077	-24.2750899
175	126000	41.8585247038979	31.6052998362538	-24.4949594
176	126720	41.6102262959393	31.326454668796	-24.7124595
177	127440	41.3630378203368	31.0496399686234	-24.9318501
178	128160	41.1169582341883	30.7748610715717	-25.1528751
179	128880	40.8719864438646	30.5021063669325	-25.3716077
180	129600	40.6281213055708	30.2313683118165	-25.5900412
181	130320	40.3849361620583	29.96293277280	-25.8081860
182	131040	40.1427061633384	29.6959113319671	-26.0259847
183	131760	39.9031536273912	29.4311768899437	-26.2434820
184	132480	39.6637026808861	29.1684272704059	-26.4606547
185	133200	39.425351997898	28.907649248884	-26.6774998
186	133920	39.1880993242468	28.6488512842476	-26.8940025
187	134640	38.9519453090364	28.3920083176897	-27.1101659
188	135360	38.7168864244419	28.137172316182	-27.3259814
189	136080	38.4829117968061	27.8841695797968	-27.5414436
190	136800	38.2500496929596	27.6335669748486	-27.7565469
191	137520	38.0182686023551	27.3846098532995	-27.9712863
192	138240	37.7875767747443	27.1369002146058	-28.1856564
193	138960	37.5579724838210	26.8916388701281	-28.3996523
194	139680	37.32953953695	26.6482768295719	-28.6132691
195	140400	37.1020103720261	26.409925089922	-28.8265020
196	141120	36.8756689781844	26.1727143240920	-29.0393462
197	141840	36.6503946269763	25.939495134512	-29.2517972
198	142560	36.4262006313962	25.6936393216874	-29.4638505
199	143280	36.2030829482005	25.4596344154993	-29.6759018
200	144000	35.9810709561519	25.2274773894442	-29.8879488
201	144720	35.760064570378	24.997152809014	-30.0975812
202	145440	35.540167375724	24.7686531384707	-30.3080012
203	146160	35.3213346991970	24.541688445594	-30.5180026
204	146880	35.1035679789899	24.3170903172065	-30.7275817
205	147600	34.886864651248	24.0940078077980	-30.9367847
206	148320	34.6712305262024	23.8727118817208	-31.1454579
207	149040	34.4566407536269	23.6531925595999	-31.3537477
208	149760	34.2431154782776	23.4354401341370	-31.5616006
209	150480	34.030649181244	23.2194448094930	-31.7690133
210	151200	33.8192307971951	23.0059740311512	-31.9759834
211	151920	33.6088585551713	22.792680543096	-32.1825047
212	152640	33.3995378826980	22.5819028509201	-32.3885772
213	153360	33.1912625871699	22.372837035945	-32.5941966
214	154080	32.9840299100311	22.1654791619993	-32.7993601
215	154800	32.77817837465967	21.959816741834	-33.0040648
216	155520	32.5728627420722	21.7558459886920	-33.2083078
217	156240	32.3685631948992	21.5535508566316	-33.4120865
218	156960	32.1654762575500	21.3529233336862	-33.6153982
219	157680	31.9634193999777	21.1539533820873	-33.8182403
220	158400	31.7623881815145	20.956495251362	-34.0206163
221	159120	31.5623805032261	20.7609498668020	-34.2225058
222	159840	31.3634023435878	20.5668884159531	-34.4239244
223	160560	31.1654390388840	20.3744481693464	-34.6248640
224	161280	30.9684924047189	20.1836115914723	-34.8253221
225	162000	30.773597006018	19.9943973337571	-35.0252968
226	162720	30.579786129284	19.806758850547	-35.2247859
227	163440	30.387250064558	19.620688475160	-35.4237874
228	164160	30.1968174237745	19.4361540351695	-35.6222994
229	164880	29.998912582744	19.253200776616	-35.8203201
230	165600	29.8030076445064	19.071894905082	-36.0178475
231	166320	29.6100997263695	18.891946400088	-36.2148800
232	167040	29.421854891133	18.713602646725	-36.4114158
233	167760	29.2412633960852	18.5367815366084	-36.6074534
234	168480	29.0543291418740	18.3614669828789	-36.8029911
235	169200	28.8683802939880	18.187649023190	-37.0000648
236	169920	28.6834137236089	18.0153175891192	-37.19925610
237	170640	28.4994266117215	17.8444627500765	-37.3885903
238	171360	28.3164159036383	17.6750745088105	-37.5800141
239	172080	28.1343788323700	17.5071429064474	-37.7731310
240	172800	27.953316144511	17.340680022716	-37.9663698



Tabla H.13: Cálculo Confiabilidad Subestación Digital-Escenario 2. Parte 1.

Meses	Tiempo de operación (horas)	ESCAM 2			Confiabilidad del sistema (Ei-Ai-Ri)	DIGITAL Ri(%)
		Confiabilidad A1 S12	Confiabilidad A2	Confiabilidad A3		
1	720	0,99998334	0,99999558	0,99789807	0,99787579	99,787579045
2	1440	0,99993227	0,99992267	0,99572678	0,99570427	99,570427015
3	2160	0,99988053	0,99986093	0,99357064	0,99354817	99,354817015
4	2880	0,99982911	0,99980951	0,99142407	0,99140167	99,140167015
5	3600	0,99977767	0,99975807	0,98927757	0,98925517	98,925517015
6	4320	0,99972646	0,99970686	0,98713107	0,98710867	98,710867015
7	5040	0,99967525	0,99965565	0,98498457	0,98496217	98,496217015
8	5760	0,99962404	0,99960444	0,98283807	0,98281567	98,281567015
9	6480	0,99957283	0,99955323	0,98069157	0,98066917	98,066917015
10	7200	0,99952162	0,99950202	0,97854507	0,97852267	97,852267015
11	7920	0,99947041	0,99945081	0,97639857	0,97637617	97,637617015
12	8640	0,99941920	0,99939960	0,97425207	0,97422967	97,422967015
13	9360	0,99936799	0,99934839	0,97210557	0,97208317	97,208317015
14	10080	0,99931678	0,99929718	0,96995907	0,96993667	96,993667015
15	10800	0,99926557	0,99924597	0,96781257	0,96779017	96,779017015
16	11520	0,99921436	0,99919476	0,96566607	0,96564367	96,564367015
17	12240	0,99916315	0,99914355	0,96351957	0,96349717	96,349717015
18	12960	0,99911194	0,99909234	0,96137307	0,96135067	96,135067015
19	13680	0,99906073	0,99904113	0,95922657	0,95920417	95,920417015
20	14400	0,99900952	0,99898992	0,95708007	0,95705767	95,705767015
21	15120	0,99895831	0,99893871	0,95493357	0,95491117	95,491117015
22	15840	0,99890710	0,99888750	0,95278707	0,95276467	95,276467015
23	16560	0,99885589	0,99883629	0,95064057	0,95061817	95,061817015
24	17280	0,99880468	0,99878508	0,94849407	0,94847167	94,847167015
25	18000	0,99875347	0,99873387	0,94634757	0,94632517	94,632517015
26	18720	0,99870226	0,99868266	0,94420107	0,94417867	94,417867015
27	19440	0,99865105	0,99863145	0,94205457	0,94203217	94,203217015
28	20160	0,99860024	0,99858064	0,93990807	0,93988567	93,988567015
29	20880	0,99854903	0,99852943	0,93776157	0,93773917	93,773917015
30	21600	0,99849782	0,99847822	0,93561507	0,93559267	93,559267015
31	22320	0,99844661	0,99842701	0,93346857	0,93344617	93,344617015
32	23040	0,99839540	0,99837580	0,93132207	0,93129967	93,129967015
33	23760	0,99834419	0,99832459	0,92917557	0,92915317	92,915317015
34	24480	0,99829298	0,99827338	0,92702907	0,92700667	92,700667015
35	25200	0,99824177	0,99822217	0,92488257	0,92486017	92,486017015
36	25920	0,99819056	0,99817096	0,92273607	0,92271367	92,271367015
37	26640	0,99813935	0,99811975	0,92058957	0,92056717	92,056717015
38	27360	0,99808814	0,99806854	0,91844307	0,91842067	91,842067015
39	28080	0,99803693	0,99801733	0,91629657	0,91627417	91,627417015
40	28800	0,99798572	0,99796612	0,91415007	0,91412767	91,412767015
41	29520	0,99793451	0,99791491	0,91200357	0,91198117	91,198117015
42	30240	0,99788330	0,99786370	0,90985707	0,90983467	90,983467015
43	30960	0,99783209	0,99781249	0,90771057	0,90768817	90,768817015
44	31680	0,99778088	0,99776128	0,90556407	0,90554167	90,554167015
45	32400	0,99772967	0,99771007	0,90341757	0,90339517	90,339517015
46	33120	0,99767846	0,99765846	0,90127107	0,90124867	90,124867015
47	33840	0,99762725	0,99760725	0,89912457	0,89910217	89,910217015
48	34560	0,99757604	0,99755604	0,89697807	0,89695567	89,695567015
49	35280	0,99752483	0,99750483	0,89483157	0,89480917	89,480917015
50	36000	0,99747362	0,99745362	0,89268507	0,89266267	89,266267015
51	36720	0,99742241	0,99740241	0,89053857	0,89051617	89,051617015
52	37440	0,99737120	0,99735120	0,88839207	0,88836967	88,836967015
53	38160	0,99732000	0,99730000	0,88624557	0,88622317	88,622317015
54	38880	0,99726879	0,99724879	0,88409907	0,88407667	88,407667015
55	39600	0,99721758	0,99719758	0,88195257	0,88193017	88,193017015
56	40320	0,99716637	0,99714637	0,87980607	0,87978367	87,978367015
57	41040	0,99711516	0,99709516	0,87765957	0,87763717	87,763717015
58	41760	0,99706395	0,99704395	0,87551307	0,87549067	87,549067015
59	42480	0,99701274	0,99699274	0,87336657	0,87334417	87,334417015
60	43200	0,99696153	0,99694153	0,87122007	0,87119767	87,119767015
61	43920	0,99691032	0,99689032	0,86907357	0,86905117	86,905117015
62	44640	0,99685911	0,99683911	0,86692707	0,86690467	86,690467015
63	45360	0,99680790	0,99678790	0,86478057	0,86475817	86,475817015
64	46080	0,99675669	0,99673669	0,86263407	0,86261167	86,261167015
65	46800	0,99670548	0,99668548	0,86048757	0,86046517	86,046517015
66	47520	0,99665427	0,99663427	0,85834107	0,85831867	85,831867015
67	48240	0,99660306	0,99658306	0,85619457	0,85617217	85,617217015
68	48960	0,99655185	0,99653185	0,85404807	0,85402567	85,402567015
69	49680	0,99650064	0,99648064	0,85190157	0,85187917	85,187917015
70	50400	0,99644943	0,99642943	0,84975507	0,84973267	84,973267015
71	51120	0,99639822	0,99637822	0,84760857	0,84758617	84,758617015
72	51840	0,99634701	0,99632701	0,84546207	0,84543967	84,543967015
73	52560	0,99629580	0,99627580	0,84331557	0,84329317	84,329317015
74	53280	0,99624459	0,99622459	0,84116907	0,84114667	84,114667015
75	54000	0,99619338	0,99617338	0,83902257	0,83899917	83,899917015
76	54720	0,99614217	0,99612217	0,83687607	0,83685367	83,685367015
77	55440	0,99609096	0,99607096	0,83472957	0,83470717	83,470717015
78	56160	0,99603975	0,99601975	0,83258307	0,83256067	83,256067015
79	56880	0,99598854	0,99596854	0,83043657	0,83041417	83,041417015
80	57600	0,99593733	0,99591733	0,82829007	0,82826767	82,826767015
81	58320	0,99588612	0,99586612	0,82614357	0,82612117	82,612117015
82	59040	0,99583491	0,99581491	0,82399707	0,82397467	82,397467015
83	59760	0,99578370	0,99576370	0,82185057	0,82182817	82,182817015
84	60480	0,99573249	0,99571249	0,81970407	0,81968167	81,968167015
85	61200	0,99568128	0,99566128	0,81755757	0,81753517	81,753517015
86	61920	0,99563007	0,99561007	0,81541107	0,81538867	81,538867015
87	62640	0,99557886	0,99555886	0,81326457	0,81324217	81,324217015
88	63360	0,99552765	0,99550765	0,81111807	0,81109567	81,109567015
89	64080	0,99547644	0,99545644	0,80897157	0,80894917	80,894917015
90	64800	0,99542523	0,99540523	0,80682507	0,80680267	80,680267015
91	65520	0,99537402	0,99535402	0,80467857	0,80465617	80,465617015
92	66240	0,99532281	0,99530281	0,80253207	0,80250967	80,250967015
93	66960	0,99527160	0,99525160	0,80038557	0,80036317	80,036317015
94	67680	0,99522039	0,99520039	0,79823907	0,79821667	79,821667015
95	68400	0,99516918	0,99514918	0,79609257	0,79607017	79,607017015
96	69120	0,99511797	0,99509797	0,79394607	0,79392367	79,392367015
97	69840	0,99506676	0,99504676	0,79179957	0,79177717	79,177717015
98	70560	0,99501555	0,99499555	0,78965307	0,78963067	78,963067015
99	71280	0,99496434	0,99494434	0,78750657	0,78748417	78,748417015
100	72000	0,99491313	0,99489313	0,78536007	0,78533767	78,533767015
101	72720	0,99486192	0,99484192	0,78321357	0,78319117	78,319117015
102	73440	0,99481071	0,99479071	0,78106707	0,78104467	78,104467015
103	74160	0,99475950	0,99473950	0,77892057	0,77889817	77,889817015
104	74880	0,99470829	0,99468829	0,77677407	0,77675167	77,675167015
105	75600	0,99465708	0,99463708	0,77462757	0,77460517	77,460517015
106	76320	0,99460587	0,99458587	0,77248107	0,77245867	77,245867015
107	77040	0,99455466	0,99453466	0,77033457	0,77031217	77,031217015
108	77760	0,99450345	0,99448345	0,76818807	0,76816567	76,816567015
109	78480	0,99445224	0,99443224	0,76604157	0,76601917	76,601917015
110	79200	0,99440103	0,99438103	0,76389507	0,76387267	76,387267015
111	79920	0,99434982	0,99432982	0,76174857	0,76172617	76,172617015
112	80640	0,99429861	0,99427861	0,75960207	0,75957967	75,957967015
113	81360	0,99424740	0,99422740	0,75745557	0,75743317	75,743317015
114	82080	0,99419619	0,99417619	0,75530907	0,75528667	75,528667015
115	82800	0,99414498	0,99412498	0,75316257	0,75314017	75,314017015
116	83520	0,99409377	0,99407377	0,75101607	0,75099367	75,099367015
117	84240	0,99404256	0,99402256	0,74886957	0,74884717	74,884717015
118	84960	0,99399135	0,99397135	0,74672307	0,74670067	74,670067015
119	85680	0,99394014	0,99392014	0,74457657	0,74455417	74,455417015
120	86400	0,99388893	0,99386893	0,74243007	0,74240767	74,240767015

Tabla H.14: Cálculo Confiabilidad Subestación Digital-Escenario 2. Parte 2.

Meses	Tiempo de operación [horas]	ESCAMERO 2			DIGITAL [RdN]
		Confiabilidad A1_S12	Confiabilidad A2	Confiabilidad A3	
121	87320	0.84489937	0.84916004	0.77518141	0.82189333
122	87840	0.84290424	0.84829788	0.77488011	0.81848299
123	88360	0.84092847	0.84637714	0.77456679	0.81507263
124	88880	0.83895271	0.84445640	0.77425347	0.81166227
125	89400	0.83697695	0.84253564	0.77394015	0.80825191
126	89920	0.83499119	0.84061488	0.77362683	0.80484155
127	90440	0.83301543	0.83869412	0.77331351	0.80143119
128	90960	0.83103967	0.83677336	0.77300019	0.79802083
129	91480	0.82906391	0.83485260	0.77268687	0.79461047
130	92000	0.82708815	0.83293184	0.77237355	0.79120011
131	92520	0.82511239	0.83101108	0.77206023	0.78778975
132	93040	0.82313663	0.82909032	0.77174691	0.78437939
133	93560	0.82116087	0.82716956	0.77143359	0.78096903
134	94080	0.81918511	0.82524880	0.77112027	0.77755867
135	94600	0.81720935	0.82332804	0.77080695	0.77414831
136	95120	0.81523359	0.82140728	0.77049363	0.77073795
137	95640	0.81325783	0.81948652	0.77018031	0.76732759
138	96160	0.81128207	0.81756576	0.76986699	0.76391723
139	96680	0.80930631	0.81564500	0.76955367	0.76050687
140	97200	0.80733055	0.81372424	0.76924035	0.75709651
141	97720	0.80535479	0.81180348	0.76892703	0.75368615
142	98240	0.80337903	0.80988272	0.76861371	0.75027579
143	98760	0.80140327	0.80796196	0.76830039	0.74686543
144	99280	0.79942751	0.80604120	0.76798707	0.74345507
145	99800	0.79745175	0.80412044	0.76767375	0.74004471
146	100320	0.79547599	0.80219968	0.76736043	0.73663435
147	100840	0.79350023	0.80027892	0.76704711	0.73322399
148	101360	0.79152447	0.79835816	0.76673379	0.72981363
149	101880	0.78954871	0.79643740	0.76642047	0.72640327
150	102400	0.78757295	0.79451664	0.76610715	0.72300000
151	102920	0.78559719	0.79259588	0.76579383	0.71959673
152	103440	0.78362143	0.79067512	0.76548051	0.71619345
153	103960	0.78164567	0.78875436	0.76516719	0.71279017
154	104480	0.77966991	0.78683360	0.76485387	0.70938690
155	105000	0.77769415	0.78491284	0.76454055	0.70598362
156	105520	0.77571839	0.78299208	0.76422723	0.70258035
157	106040	0.77374263	0.78107132	0.76391391	0.69917707
158	106560	0.77176687	0.77915056	0.76360059	0.69577380
159	107080	0.76979111	0.77722980	0.76328727	0.69237052
160	107600	0.76781535	0.77530904	0.76297395	0.68896725
161	108120	0.76583959	0.77338828	0.76266063	0.68556397
162	108640	0.76386383	0.77146752	0.76234731	0.68216070
163	109160	0.76188807	0.76954676	0.76203399	0.67875742
164	109680	0.75991231	0.76762600	0.76172067	0.67535415
165	110200	0.75793655	0.76570524	0.76140735	0.67195087
166	110720	0.75596079	0.76378448	0.76109403	0.66854760
167	111240	0.75398503	0.76186372	0.76078071	0.66514432
168	111760	0.75200927	0.75994296	0.76046739	0.66174105
169	112280	0.75003351	0.75802220	0.76015407	0.65833777
170	112800	0.74805775	0.75610144	0.75984075	0.65493450
171	113320	0.74608199	0.75418068	0.75952743	0.65153122
172	113840	0.74410623	0.75225992	0.75921411	0.64812795
173	114360	0.74213047	0.75033916	0.75890079	0.64472467
174	114880	0.74015471	0.74841840	0.75858747	0.64132140
175	115400	0.73817895	0.74649764	0.75827415	0.63791812
176	115920	0.73620319	0.74457688	0.75796083	0.63451485
177	116440	0.73422743	0.74265612	0.75764751	0.63111157
178	116960	0.73225167	0.74073536	0.75733419	0.62770830
179	117480	0.73027591	0.73881460	0.75702087	0.62430502
180	118000	0.72830015	0.73689384	0.75670755	0.62090175
181	118520	0.72632439	0.73497308	0.75639423	0.61749847
182	119040	0.72434863	0.73305232	0.75608091	0.61409520
183	119560	0.72237287	0.73113156	0.75576759	0.61069192
184	120080	0.72039711	0.72921080	0.75545427	0.60728865
185	120600	0.71842135	0.72729004	0.75514095	0.60388537
186	121120	0.71644559	0.72536928	0.75482763	0.60048210
187	121640	0.71446983	0.72344852	0.75451431	0.59707882
188	122160	0.71249407	0.72152776	0.75420099	0.59367555
189	122680	0.71051831	0.71960700	0.75388767	0.59027227
190	123200	0.70854255	0.71768624	0.75357435	0.58686900
191	123720	0.70656679	0.71576548	0.75326103	0.58346572
192	124240	0.70459103	0.71384472	0.75294771	0.58006245
193	124760	0.70261527	0.71192396	0.75263439	0.57665917
194	125280	0.70063951	0.71000320	0.75232107	0.57325590
195	125800	0.69866375	0.70808244	0.75200775	0.56985262
196	126320	0.69668799	0.70616168	0.75169443	0.56644935
197	126840	0.69471223	0.70424092	0.75138111	0.56304607
198	127360	0.69273647	0.70232016	0.75106779	0.55964280
199	127880	0.69076071	0.70039940	0.75075447	0.55623952
200	128400	0.68878495	0.69847864	0.75044115	0.55283625
201	128920	0.68680919	0.69655788	0.75012783	0.54943297
202	129440	0.68483343	0.69463712	0.74981451	0.54602970
203	129960	0.68285767	0.69271636	0.74950119	0.54262642
204	130480	0.68088191	0.69079560	0.74918787	0.53922315
205	131000	0.67890615	0.68887484	0.74887455	0.53581987
206	131520	0.67693039	0.68695408	0.74856123	0.53241660
207	132040	0.67495463	0.68503332	0.74824791	0.52901332
208	132560	0.67297887	0.68311256	0.74793459	0.52561005
209	133080	0.67100311	0.68119180	0.74762127	0.52220677
210	133600	0.66902735	0.67927104	0.74730795	0.51880350
211	134120	0.66705159	0.67735028	0.74699463	0.51540022
212	134640	0.66507583	0.67542952	0.74668131	0.51200000
213	135160	0.66310007	0.67350876	0.74636799	0.50860000
214	135680	0.66112431	0.67158800	0.74605467	0.50520000
215	136200	0.65914855	0.66966724	0.74574135	0.50180000
216	136720	0.65717279	0.66774648	0.74542803	0.49840000
217	137240	0.65519703	0.66582572	0.74511471	0.49500000
218	137760	0.65322127	0.66390496	0.74480139	0.49160000
219	138280	0.65124551	0.66198420	0.74448807	0.48820000
220	138800	0.64926975	0.66006344	0.74417475	0.48480000
221	139320	0.64729399	0.65814268	0.74386143	0.48140000
222	139840	0.64531823	0.65622192	0.74354811	0.47800000
223	140360	0.64334247	0.65430116	0.74323479	0.47460000
224	140880	0.64136671	0.65238040	0.74292147	0.47120000
225	141400	0.63939095	0.65045964	0.74260815	0.46780000
226	141920	0.63741519	0.64853888	0.74229483	0.46440000
227	142440	0.63543943	0.64661812	0.74198151	0.46100000
228	142960	0.63346367	0.64469736	0.74166819	0.45760000
229	143480	0.63148791	0.64277660	0.74135487	0.45420000
230	144000	0.62951215	0.64085584	0.74104155	0.45080000
231	144520	0.62753639	0.63893508	0.74072823	0.44740000
232	145040	0.62556063	0.63701432	0.74041491	0.44400000
233	145560	0.62358487	0.63509356	0.74010159	0.44060000
234	146080	0.62160911	0.63317280	0.73978827	0.43720000
235	146600	0.61963335	0.63125204	0.73947495	0.43380000
236	147120	0.61765759	0.62933128	0.73916163	0.43040000
237	147640	0.61568183	0.62741052	0.73884831	0.42700000
238	148160	0.61370607	0.62548976	0.73853499	0.42360000
239	148680	0.61173031	0.62356900	0.73822167	0.42020000
240	149200	0.60975455	0.62164824	0.73790835	0.41680000

**Tabla H.15:** Cálculo Comparación resultados Confiabilidad Convencional vs Digital- Escenario 2. Parte 1.

COMPARACION RESULTADOS ESCENARIO 2				
Meses	Tiempo de operación (Horas)	CONFIABILIDAD DEL SISTEMA CONVENCIONAL Rq(%)	CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DIGITAL Rq(%)	Digital v Convencional (%)
1	720	99,62889893100	99,707570940898	0,1652910
2	1440	99,249434846593	99,574126615157	0,3244127
3	2160	98,8736124133596	99,515176518839	0,4833900
4	2880	98,4975143294241	99,1331410987720	0,6402470
5	3600	98,1211038458437	98,9013128917011	0,7950078
6	4320	97,7444225493297	98,6707426270888	0,9476961
7	5040	97,367893934386	98,4369156061798	1,0983354
8	5760	96,992395231175	98,1997598417513	1,2468489
9	6480	96,615822717958	97,9593416520355	1,3935595
10	7200	96,239422388529	97,715726961921	1,5381998
11	7920	95,8627483559359	97,4689799159895	1,6808622
12	8640	95,4799047966798	97,231655998475	1,8219588
13	9360	95,1019483064864	96,9663478447778	1,9604215
14	10080	94,723894796216	96,7105809384233	2,0973518
15	10800	94,3437647420554	96,4519510583890	2,2324111
16	11520	93,9675786370227	96,190458823556	2,3656205
17	12240	93,5893560497872	95,9262830664494	2,4970009
18	12960	93,2111858484939	95,6599194053321	2,6265277
19	13680	92,8328293193843	95,39398128495937	2,7543565
20	14400	92,454637300056	95,1177119568850	2,8803722
21	15120	92,0765046729442	94,8430720469555	3,0046939
22	15840	91,6983199146094	94,5683077020791	3,1271791
23	16560	91,3201711067223	94,2864652254165	3,2480093
24	17280	90,9424435707423	94,0066117400250	3,3671496
25	18000	90,5643188318777	93,7286604904025	3,4846182
26	18720	90,1869596393321	93,44840834177098	3,6004567
27	19440	89,8094832810470	93,1655182094883	3,7146206
28	20160	89,4320881717071	92,8848243741331	3,8271984
29	20880	89,0549281378346	92,6025026890751	3,9383811
30	21600	88,6779744958844	92,2676307631955	4,0483756
31	22320	88,3012493900890	91,9795003398482	4,1573847
32	23040	87,9247533013456	91,6781812973036	4,2654178
33	23760	87,5485209744882	91,3712677703588	4,3726423
34	24480	87,1725616120846	91,0688989741878	4,4789632
35	25200	86,796921705958	90,764763294350	4,5744415
36	25920	86,4213297221058	90,4589048464939	4,6691238
37	26640	86,0464883378186	90,1511782182686	4,7548646
38	27360	85,6717849892407	89,842264666781	4,8407927
39	28080	85,2974524612827	89,5314912041752	4,9268796
40	28800	84,9234537385088	89,2192600455554	5,0131216
41	29520	84,5498561868150	88,9054988482765	5,1015104
42	30240	84,1766712424541	88,5903243785257	5,1913256
43	30960	83,8038188977949	88,2757844379968	5,2823787
44	31680	83,4315144175421	87,9628826475793	5,3747229
45	32400	83,0599926701533	87,65068248972591	5,4683933
46	33120	82,6891460394696	87,339133827355	5,5633147
47	33840	82,3171523699880	86,994428584895	5,6592020
48	34560	81,9464683783008	86,6715448383068	5,7561877
49	35280	81,5766421594633	86,3483243785257	5,8543256
50	36000	81,20764188977949	86,0257844379968	5,9533787
51	36720	80,83841544175421	85,7039826475793	6,0533216
52	37440	80,46941544175421	85,382264666781	6,1542646
53	38160	80,1007415712193	85,0615182094883	6,2562078
54	38880	79,73241544175421	84,7417862614442	6,3591511
55	39600	79,3647973080272	84,4231901724936	6,4630945
56	40320	79,0000000000000	84,1047632943500	6,5680388
57	41040	78,6309484808101	83,7864264667811	6,6739831
58	41760	78,2614012345735	83,468182529184	6,7809274
59	42480	77,8918483985808	83,1500381029894	6,8888717
60	43200	77,5224134872932	82,8319918483986	6,9978160
61	43920	77,153085407556	82,5140458480911	7,1077603
62	44640	76,7837473491482	82,1961991522934	7,2187046
63	45360	76,4144092124616	81,878451307846	7,3306489
64	46080	76,0450717737546	81,5607031010353	7,4435932
65	46800	75,6757340178386	81,2429548109104	7,5575375
66	47520	75,3063963765844	80,9252065124688	7,6724818
67	48240	74,9370586434487	80,6074582156193	7,7884261
68	48960	74,5677209117911	80,289710017420791	7,9053704
69	49680	74,1983831854066	79,9719617962953	8,0233147
70	50400	73,8290454022139	79,6542131777095	8,1422590
71	51120	73,4597071104337	79,3364646138088	8,2622033
72	51840	73,0903688110533	79,0187173896179	8,3831476
73	52560	72,7210305148802	78,7009707742776	8,5040919
74	53280	72,3516922483337	78,3832243496436	8,6250362
75	54000	71,9823545838425	78,0654770226645	8,7459805
76	54720	71,6130169283508	77,7477297131501	8,8669248
77	55440	71,2436792734143	77,4299824698476	8,9878691
78	56160	70,874341731361	77,11223719875075	9,1088134
79	56880	70,5050042088790	76,7944853980519	9,2297577
80	57600	70,135666679781	76,4767381934096	9,3507020
81	58320	69,7663292148995	76,1589910637306	9,4716463
82	59040	69,3969918176989	75,8411532421449	9,5925906
83	59760	69,0276543593275	75,52340611289507	9,7135349
84	60480	68,6583168112147	75,2056590708154	9,8344792
85	61200	68,2889792813818	74,8879120144053	9,9554235
86	61920	67,9196417396811	74,57016493306791	10,0763678
87	62640	67,5503042178119	74,2524178517579	10,1973121
88	63360	67,1809667039393	73,934670717279	10,3182564
89	64080	66,811628825887	73,6169236888449	10,4392007
90	64800	66,442291317526	73,2991767603017	10,5601450
91	65520	66,072983840466	72,981429631947	10,6810893
92	66240	65,703636305887	72,663682530751	10,8020336
93	66960	65,3342887724029	72,3459354124688	10,9229779
94	67680	64,9649408112147	72,0281882942707	11,0439222
95	68400	64,5955932708719	71,7104412017157	11,1648665
96	69120	64,2262457314033	71,3926940719306	11,2858108
97	69840	63,8568981709342	71,0749471151723	11,4067551
98	70560	63,4875506113137	70,7571999181818	11,5276994
99	71280	63,1182031758773	70,4394528371847	11,6486437
100	72000	62,7488556254924	70,12170571183304	11,7695880
101	72720	62,3795081076179	69,8039581366813	11,8905323
102	73440	62,0101606191917	69,486210606418	12,0114766
103	74160	61,6408131724934	69,16846306164	12,1324209
104	74880	61,2714657044929	68,850714939468	12,2533652
105	75600	60,9021182484932	68,53296683771	12,3743095
106	76320	60,5327707062105	68,21521870881	12,4952538
107	77040	60,1634231949508	67,897470630697	12,6162081
108	77760	59,7940756587815	67,5797225124688	12,7371524
109	78480	59,4247281226088	67,2619744342707	12,8580967
110	79200	59,0553805864401	66,9442263492707	12,9790410
111	79920	58,6860330502714	66,6264782614442	13,1000853
112	80640	58,3166855141027	66,3087301736157	13,2210296
113	81360	57,9473379739340	65,9909820847870	13,3419739
114	82080	57,5780004387653	65,6732340059183	13,4629182
115	82800	57,2086529035966	65,3554859270496	13,5838625
116	83520	56,8393053684279	65,0377378381811	13,7048068
117	84240	56,4700000000000	64,7200000000000	13,8257511
118	84960	56,1006528318119	64,4022519270926	13,9466954
119	85680	55,7313056636232	64,0845038541851	14,0676397
120	86400	55,3619585944345	63,7667557832776	14,1885840

Tabla H.16: Cálculo Comparación resultados Confiabilidad Convencional vs Digital- Escenario 2. Parte 2.

COMPARACION RESULTADOS ESCENARIO 2				
Meses	Tiempo de operación (Horas)	CONFIABILIDAD DEL SISTEMA CONVENCIONAL R(%)	CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DIGITAL R(%)	Digital vs Convencional (%)
120	86400	51,229237688759	62,4863908312690	9,1861581
121	87120	56,320099547563	62,1602515676172	9,2001667
122	87840	56,6120460511961	61,8348396042103	9,2259375
123	88560	56,3050486051354	61,5101628887854	9,2444870
124	89280	55,9991030667075	61,1861234668975	9,2620318
125	90000	55,6942847583916	60,8640696190986	9,2800176
126	90720	55,3905164612726	60,5466770534457	9,2979112
127	91440	55,0878261388550	60,2319697080942	9,3164686
128	92160	54,7862184199618	59,9182828444410	9,3358857
129	92880	54,4856965507554	59,5782560001441	9,3459988
130	93600	54,1862048897974	59,2590718113794	9,3618036
131	94320	53,8879123398192	58,9460711170048	9,3755082
132	95040	53,5906578999056	58,6212024102192	9,3870124
133	95760	53,294558433110	58,3065379518525	9,4044279
134	96480	52,999426025408	57,997937373484	9,4176285
135	97200	52,70548945134	57,679799639829	9,4304907
136	97920	52,412884115698	57,3611452495442	9,4428773
137	98640	52,120418793888	57,0458796442899	9,4549498
138	99360	51,829151580155	56,731126039674	9,4668435
139	100080	51,540584877949	56,424924531605	9,4773131
140	100800	51,252190453158	56,1145081047803	9,4871707
141	101520	50,964780344624	55,8098808589121	9,4971618
142	102240	50,6782381171612	55,4984009205106	9,5071146
143	102960	50,3934054145215	55,1887584473129	9,5182823
144	103680	50,1093831876698	54,882055601150	9,5245081
145	104400	49,826271187900	54,5792317112900	9,5321780
146	105120	49,5448797915962	54,2715355185348	9,5409010
147	105840	49,2639919131508	53,9677283569939	9,5482023
148	106560	48,984221487758	53,6688991508411	9,5550907
149	107280	48,7058884899101	53,3690556048111	9,5614841
150	108000	48,428610189188	53,0622031560062	9,5673842
151	108720	48,1524098509882	52,7674345931945	9,5728223
152	109440	47,877308591144	52,465000284312	9,5778064
153	110160	47,6031196470872	52,1666616289030	9,5823877
154	110880	47,330045301652	51,868480064491	9,5876286
155	111600	47,058778158489	51,570411591120	9,5925959
156	112320	46,788070851455	51,278270547461	9,5989090
157	113040	46,518558815282	50,9845317801164	9,6045155
158	113760	46,2501658497925	50,6918359913867	9,6093787
159	114480	45,9829091079517	50,4001824802617	9,6093781
160	115200	45,716797319091	50,1095781863579	9,6088241
161	115920	45,451701869541	49,820279092157	9,6109150
162	116640	45,187785038228	49,5315363107125	9,6126689
163	117360	44,924891783102	49,2441078891393	9,6147273
164	118080	44,6633077537807	48,9577468878824	9,6171392
165	118800	44,4027462717318	48,6748577926845	9,6158719
166	119520	44,1431912120993	48,3882445506440	9,6147243
167	120240	43,8849727685608	48,1051105436157	9,6135656
168	120960	43,627788219758	47,8229001163895	9,6124048
169	121680	43,372175315810	47,5420966605023	9,6112468
170	122400	43,1166985645445	47,2622234487968	9,6100926
171	123120	42,862836681723	46,984441769819	9,6114741
172	123840	42,610089182962	46,707620281116	9,6137971
173	124560	42,3584531798128	46,4291796343152	9,6181814
174	125280	42,1079340347035	46,1517001048556	9,6088884
175	126000	41,858324368895	45,878230079703	9,6058933
176	126720	41,610282893931	45,6060698328812	9,6091002
177	127440	41,363037820368	45,3339057897065	9,6003934
178	128160	41,116958241883	45,0628640612338	9,5967844
179	128880	40,87198428846	44,7937037808949	9,5282888
180	129600	40,6281213055708	44,5241291046002	9,5894863
181	130320	40,383165260583	44,2544399724782	9,5853052
182	131040	40,141706133184	43,984721007820	9,5809941
183	131760	39,903113672912	43,7244276946297	9,5757175
184	132480	39,667402806881	43,4601188117847	9,5714857
185	133200	39,435191979788	43,196915096079	9,5663401
186	133920	39,206999912168	42,938904607786	9,5609381
187	134640	38,9819453090364	42,679139070801	9,5552830
188	135360	38,76086444419	42,4184108249587	9,5493780
189	136080	38,5428211588081	42,156484751429	9,5432263
190	136800	38,328049629196	41,897824600172	9,5368813
191	137520	38,116886033551	41,6414841083808	9,5303598
192	138240	37,907876747443	41,386209888749	9,5238226
193	138960	37,701572882110	41,132780787328	9,5181212
194	139680	37,4983953685895	40,8796065157740	9,5087979
195	140400	37,298203792061	40,6271990393884	9,5013148
196	141120	37,09998898844	40,3764074927466	9,4952548
197	141840	36,90396209763	40,1267827798607	9,4895110
198	142560	36,710060113962	39,8784444876706	9,4728263
199	143280	36,518292461205	39,6310931467818	9,4688156
200	144000	36,3286955119	39,384991731676	9,4601128
201	144720	36,140084370576	39,1386619010454	9,4513059
202	145440	35,952675173724	38,8929511796150	9,4422285
203	146160	35,766318691970	38,6511775599629	9,4329466
204	146880	35,581977969899	38,4113395210992	9,4234630
205	147600	34,886864215148	38,17374572182	9,4137803
206	148320	34,671230526224	37,9316706783955	9,4039014
207	149040	34,456407146209	37,684386138962	9,3938268
208	149760	34,243115478276	37,4364806178803	9,3835654
209	150480	34,030649181244	37,220795495616	9,3731137
210	151200	33,819239373791	36,981848202405	9,3624789
211	151920	33,608858551713	36,7518434462735	9,3516059
212	152640	33,399537826980	36,519273573456	9,3405459
213	153360	33,191262976169	36,287834828099	9,3294761
214	154080	32,984029100511	36,0527219722100	9,3183127
215	154800	32,7788174669147	35,8283378780194	9,3069465
216	155520	32,574627420722	35,6062799054865	9,2948927
217	156240	32,368511489982	35,3773469124115	9,2830089
218	156960	32,165476237550	35,147574104225	9,2709995
219	157680	31,963415919977	34,922894660567	9,2588049
220	158400	31,762888105145	34,699281019877	9,2464494
221	159120	31,562805982061	34,478385251887	9,2339353
222	159840	31,3634024845878	34,250048130936	9,2212851
223	160560	31,165489388840	34,015290947453	9,2084409
224	161280	30,968802487189	33,8183189313574	9,1954652
225	162000	30,7725997090918	33,5882007552117	9,1824400
226	162720	30,577638282924	33,3813228884449	9,1690677
227	163440	30,383725064568	33,1855506888994	9,1555064
228	164160	30,1909174237745	32,9908891395000	9,1420004
229	164880	29,9989125862744	32,7973030444299	9,1283898
230	165600	29,8080076450064	32,524879047227	9,1145507
231	166320	29,618099266195	32,3113171799327	9,1007922
232	167040	29,4291854891133	32,101258789616	9,0864656
233	167760	29,241261960852	31,8940923592135	9,0722237
234	168480	29,054329171440	31,689027116483	9,0578138
235	169200	28,868380393980	31,479048180615	9,0433158
236	169920	28,683413728689	31,2741604722020	9,0287257
237	170640	28,499426611725	31,068379641666	9,0139756
238	171360	28,316419016813	30,864638434796	9,0001031
239	172080	28,1344178823700	30,6620023802000	8,9841120
240	172800	27,9533116144511	30,4604442549205	8,9680004

---

Anexo I

# Ventajas y desafíos en una subestación digital basada en el IEC 61850

---

En la tabla **I.1** se resumen las ventajas y desafíos que demanda una subestación digital basada en el IEC 61850 y bus de procesos.

**Tabla I.1:** Ventajas y desafíos en una subestación digital (Elaboración propia basado en [3], [5]).

Subestación digital			
	Ventajas		Desafíos
Menos requerimientos en cableado	<p><b>Menos cobre</b> Reemplazando los cables de cobre entre el patio (MK) y la casa de relés. Por fibra óptica. Los cables de cobre solo permanecen para las Fuentes de alimentación y las conexiones cortas entre equipos primarios y casetas de distribución en el patio de conexiones(MK s) Reducción en cables de cobre por encima del 80%. (*Basado en una subestación típica 400kV doble barra tipo AIS)</p>	Procesamiento ligeramente mayor	Procesamiento adicional en Merging Unit en la transmisión de datos de proceso y latencia en la red de bus de proceso mediante los saltos por cada nodo (switches, relés)
Menos espacio requerido	<p><b>Reducción de espacio</b> Se reduce entre 30 y 60% en espacio para paneles de control y protección. El mismo número de IEDs requieren menos espacio debido a la ausencia de los IOs convencionales y análogos La alta integración de funciones de control y protección permite una mayor reducción de espacio y redundancia. Reducción del impacto ambiental en el patio de conexiones por encima del 50% utilizando interruptores con función de desconexión y CTs ópticos. Menos paneles P&amp;C, Ingeniería de cableado y cable Menos núcleos CT/VT, reducción de espacios.</p>	Incremento en costos de equipos secundarios	Compra de equipos de Merging Units, demás equipos y elementos en la red de bus de procesos
Incrementa la seguridad	<p><b>Reducción del riesgo de choque eléctrico</b> La manipulación de circuitos de transformadores de corriente y de voltaje plantean una amenaza para la vida y el equipo. El bus de proceso elimina la conexión galvánica entre los paneles de protección y de control y el patio de conexiones. Elimina los circuitos de CT y VT en los paneles de control y protección. Reemplaza las indicaciones convencionales de 110/220VDC con fibra óptica.</p>	Instalación de Merging Units cerca a los equipos de patio	Condiciones ambientales deben ser consideradas al instalar este tipo de equipos cerca a los equipos primarios
Mantenimiento efectivo	<p>Mas supervisión conociendo qué equipo falló y dónde Actualización de equipos con menos necesidad de interrupciones</p>	Alto esfuerzo a nivel de configuración y pruebas sobre cada Dispositivo de control y protección	Deben establecerse protocolos de pruebas apropiados para cuando se deba intervenir parte del sistema por mantenimiento. En bus de procesos se deben desarrollar procedimientos de pruebas a nivel de comunicaciones.
Más fácil de expandir	<p><b>Interfaz de proceso estandarizada</b> Rápido reemplazo de la electronica del proceso y la bahia durante el tiempo de vida del equipo primario.</p>	Alto esfuerzo a nivel de configuración y pruebas sobre la red de bus de procesos	Se requieren herramientas y equipos de comunicaciones para el análisis de señales digitales, inyección de SMV y GOOSE, entre otros.
Menos instalación y tiempo de corte.	<p><b>Menos instalación y tiempo de corte.</b> 40% de reducción del tiempo de instalación para nuevos sistemas de control y protección. Menos paneles para instalar Menos cables que se deben tender, conectar y probar. Reducción del tiempo de interrupción del circuito de 40 a 50% durante las Modernizaciones del sistema secundario. Prueba completa del sistema desde el proceso IO hasta el sistema de protección, control y sistema scada en fabrica. Instalación de un nuevo sistema basado en FO mientras la estación está en servicio Instalación rápida a través del Sistema de bus de procesos pre-prubado en FAT.</p>	Nuevos procesos y procedimiento protocolos de pruebas	Nuevas habilidades para desarrollar e interpretar las pruebas de índole digital. Deben desarrollarse nuevos planes de pruebas acorde al IEC 61850 y características para implementar el bus de procesos y todo su evaluación en cada etapa del sistema.
Reducción de costo de operación	<p><b>Mantenimiento eficiente</b> La supervisión de todos los datos intercambiados, reduce la necesidad de pruebas periódicas de mantenimiento. La permanente supervisión permite acciones rápidas y precisas en caso de fallas. <b>Pruebas rápidas y seguras.</b> Las características de prueba simulación IEC 61850 permiten un rápido y seguro aislamiento y la prueba de funciones protección El cumplimiento estándar permite modernización eficiente del sistema secundario</p>	Temas de compatibilidad	Debe considerarse las características de las señales de las diferentes Merging Units de los diferentes fabricantes para efectos de evaluar la interoperabilidad
Potencial de optimización den pruebas	Instalación rápida a través del Sistema de bus de procesos pre-prubado en FAT		
Protección medioambiental 30 toneladas menos de material	<p><b>Menos transporte</b> Se pueden ahorrar más de 30 toneladas en transporte de material para una subestación a nivel de transmisión de un tamaño medio de 7 alimentadores. El peso de el cable de fibra óptica es alrededor del 90% menor que el cable de cobre que se reemplaza. Utilizando CT's de corriente ópticos en lugar de CTs convencionales, se logra alrededor del 80% de reducción en peso. Menos transporte, menos CO2 , menos equipos de carga pesada utilizados.</p>		
Ingeniería estándar	Toda la comunicación digital se basa En el estándar IEC 61850.		
Paneles estandarizados y con pruebas de fábrica	Edificios de construcción, e.g. Casetas IO analogas y binarias		