



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“DISEÑO DE UN SISTEMA INTEGRADO DE SUPERVISIÓN Y
VERIFICACIÓN DE ACTUACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS
DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE CNEL SUCUMBÍOS,
BASADO EN REGISTRADORES AUTOMÁTICOS DE
PERTURBACIONES”**

TRABAJO DE TITULACIÓN

Previa a la obtención del Título de:
MAGISTER EN ELECTRICIDAD

Presentado por:
Deivid Javier Gaona Ramos

Director:
Luis Fernando Ugarte Vega

GUAYAQUIL – ECUADOR
AÑO: 2025

AGRADECIMIENTOS

A todos mis maestros que dentro del programa “Maestría en Electricidad - Cohorte IV” supieron impartirme sus conocimientos y fueron un soporte fundamental para alcanzar este objetivo.

A mis tutores Ing. Rubén Hidalgo MSc., e Ing. Luis Ugarte PhD. por su apoyo y guía para poder plasmar este proyecto.

A la Escuela Politécnica del Litoral por disponer de este programa que permite a muchos estudiantes alcanzar nuevas metas, incluyendo la flexibilidad con los laboratorios.

DEDICATORIA

A mi compañera de vida Karen, mis hijas Diana y Zara; quienes me impulsan cada vez a seguirme superando en lo profesional, laboral y humano.

A mis padres Yolanda y Bolívar quienes siempre me han apoyado incondicionalmente desde que tengo memoria mostrándome el camino hacia la superación.

A mis abuelos Manuel, Teresa, Sergio y María; a quienes siempre me hubiese encantado verlos orgullosos de quien me he ido convirtiendo con cada paso que doy.

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Rubén Lizandro Hidalgo León

PROFESOR REVISOR

Luis Fernando Ugarte Vega

TUTOR DEL TRABAJO DE TITULACION

DECLARACIÓN EXPRESA

Yo Deivid Javier Gaona Ramos acuerdo y reconozco que: La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores. El o los estudiantes deberán procurar en cualquier caso de cesión de sus derechos patrimoniales incluir una cláusula en la cesión que proteja la vigencia de la licencia aquí concedida a la ESPOL.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, secreto empresarial, derechos patrimoniales de autor sobre software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al autor que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 13 de septiembre del 2025.

Deivid Javier Gaona Ramos

RESUMEN

El presente documento tiene como fin el diseño de un sistema de Registro Automático de Perturbaciones para la red de subtransmisión de CNEL Sucumbíos. La propuesta nace de las limitaciones técnicas de operación y el constante avance tecnológico, factores que produce que la red sea ineficiente reflejada en índices de calidad, en especial al índice de energía no suministrada y su coste para CNEL Sucumbíos.

La propuesta contempla el dimensionamiento de los dispositivos comerciales y su elección por medio de las necesidades de la red, para buscar una independencia entre el sistema de protecciones y el propuesto en este trabajo se diseña una red de comunicaciones para mayor confiabilidad, en base a la red actual de CNEL Sucumbíos. Además, se analizan cualidades y desventajas de los dispositivos comerciales, los softwares de cada dispositivo para su selección basada en limitaciones por falta de actualizaciones ocasionadas por licencias. Incluye también el análisis de dispositivos para adquisición de datos, dimensiones y características.

Para la validación de la propuesta, se elaboran ejemplos teóricos basados en fallas reales y datos proporcionados por la Agencia de Regulación y Control. Estos casos evalúan el impacto económico y en índices de calidad de servicio técnico dentro de la red de CNEL Sucumbíos, al cumplir con una función de supervisión del sistema de protecciones. Estos resultados muestran la necesidad de contar con el sistema propuesto para mejorar el funcionamiento y operación de la red, buscando brindar un servicio confiable a los usuarios.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	II
DEDICATORIA	III
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	IV
DECLARACIÓN EXPRESA.....	V
RESUMEN	VI
ÍNDICE GENERAL	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	X
ÍNDICE DE TABLAS.....	XII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	2
1.1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	2
1.2. OBJETIVOS	3
1.2.1. Objetivo General.....	3
1.2.2. Objetivos Específicos	3
1.3. REVISIÓN DE LA LITERATURA	4
1.3.1. Tipos de perturbaciones dentro de un sistema eléctrico	4
1.3.2. Sistemas secundarios dentro de una subestación.....	5
1.3.3. Jerarquía dentro de una subestación para comunicación y ubicación de dispositivos	7
1.3.4. Características de un registrador automático de perturbaciones	13
1.3.5. Registradores de eventos comerciales y relés con funciones de registro	18
1.3.6. Normativa referente a los eventos transitorios en la IEEE std. C37.118.1.....	24
1.3.7. Sistemas de control y monitoreo de las subestaciones	29
1.3.7.1. Sistemas centralizados.....	29

1.3.7.2.	Sistemas distribuidos.....	31
1.3.7.3.	Sistemas autónomos.....	33
1.3.8.	Sistemas de comunicación de las subestaciones.....	34
1.3.9.	Tipos de arquitecturas de la red de comunicación dentro de una subestación	37
1.3.10.	Tipos de arquitecturas de la red de comunicación para varias subestaciones	42
CAPÍTULO 2: DISEÑO DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y REGISTRO BASADO EN REGISTRADORES AUTOMÁTICOS DE PERTURBACIONES.....		49
2.1.	HARDWARE Y SOFTWARE DE LOS RAPS	49
2.1.1.	DISPOSITIVOS COMPLEMENTARIOS DE LOS REGISTRADORES SIPROTEC 7KE85 Y TESLA 4000.....	58
2.2.	INTRODUCCIÓN A LA RED DE CNEL SUCUMBÍOS.....	61
2.3.	ARQUITECTURA DE COMUNICACIÓN PARA LA RED DE CNEL SUCUMBÍOS.....	62
2.4.	SELECCIÓN Y DISPOSICIÓN DE LOS RAPS DENTRO DE LAS SUBESTACIONES DE CNEL SUCUMBÍOS.....	68
2.4.1.	Selección del registrador automático de eventos para CNEL Sucumbíos.....	68
2.4.2.	Disposición y cantidad de módulos requeridos en cada subestación de la CNEL Sucumbíos	69
2.4.2.1.	S/E Celso Castellanos.....	69
2.4.2.2.	S/E Dorine.....	71
2.4.2.3.	S/E ENAP.....	72
2.4.2.4.	S/E Jivino	74
2.4.2.5.	S/E Lago Agrio.....	76
2.4.2.6.	S/E Loreto	78
2.4.2.7.	S/E Lumbaquí.....	79

2.4.2.8.	S/E Payamino	80
2.4.2.9.	S/E Sacha.....	82
2.4.2.10.	S/E Shushufindi	84
2.4.2.11.	S/E Tarapoa.....	86
2.5.	CONCENTRADOR DE DATOS.....	89
2.5.1.	Configuración básica del RecorBase Central Station para monitorear IED o registradores.....	90
2.5.2.	Protocolos de comunicación entre los diferentes elementos que forman parte del Registrador Automático de Perturbaciones	91
CAPÍTULO 3: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....		93
3.1.	SUPERVISIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN LUMBAQUÍ.....	94
3.2.	VERIFICACIÓN DE LA ACTUACIÓN DEL RECONECTADOR H_GONZALES DEL ALIMENTADOR LA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN VÍA QUITO DE LA S/E LAGO AGRIO	100
CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES.....		105
CAPÍTULO 5: RECOMENDACIONES		106
BIBLIOGRAFÍA		108

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Jerarquía simple de un sistema automatizado de una subestación eléctrica [7].....	8
Figura 2. Esquema simplificado de la arquitectura de comunicación dentro de una subestación [7].....	8
Figura 3. Jerarquización compleja de la automatización de una subestación [7].....	9
Figura 4. Esquema básico de un árbol de fallas [9].....	11
Figura 5. Tiempo pre-falla y post-falla.....	14
Figura 6. Registrador Automático de Eventos TESLA 4000 A [13]	19
Figura 7. Registrador SIPROTEC 7KE85 [14]	22
Figura 8. Tabla de datos de un PMU con una frecuencia de 10 fps [21]	26
Figura 9. Evento transitorio con error TVE [21].....	26
Figura 10. Sistema centralizado de protección de una subestación [23].....	30
Figura 11. Sistema distribuido o descentralizado de una subestación eléctrica	32
Figura 12. Barra principal y transferencia de 138kV (izquierda) y barra principal y transferencia de 69kV (derecha) con sus relés independientes.	34
Figura 13. Arquitectura tipo estrella del sistema de comunicación de una subestación [54].....	38
Figura 14. Arquitectura tipo anillo del sistema de comunicación de una subestación [54]	39
Figura 15. Sistema de redundancia en estrella [54].....	39
Figura 16. Redundancia paralela en un sistema de doble anillo.....	40
Figura 17. Sistema con redundancia simple en anillo con reducción en el nivel estación..	41
Figura 18. Redundancia paralela en doble anillo con un número reducido de switches.....	42
Figura 19. Topología tipo cascada en un sistema centralizado	43
Figura 20. Topología en estrella de comunicación entre subestaciones de CNEL Sucumbíos (propuesto).....	44
Figura 21. Topología en anillo de las subestaciones de CNEL Sucumbíos (propuesto).....	45
Figura 22. Topología en anillo con redundancia entre subestaciones de CNEL Sucumbíos (propuesto).....	46
Figura 23. Topología estrella-anillo intra e inter-subestación [55]	47
Figura 24. Topología híbrida de las subestaciones de CNEL Sucumbíos (propuesta)	48
Figura 25. Módulo de voltaje 114154 [46].....	61

Figura 26. Red de comunicación en estrella con subestación en cascada en CNEL Sucumbíos	68
Figura 27. Ubicación del RAP en la S/E Celso Castellanos	71
Figura 28. Ubicación del RAP en la S/E Dorine	72
Figura 29. Ubicación del RAP en la S/E ENAP.....	74
Figura 30. Ubicación del RAP en la S/E Jivino	76
Figura 31. Ubicación del RAP en la S/E Lago Agrio	77
Figura 32. Ubicación del RAP en la S/E Loreto	79
Figura 33. Ubicación del RAP en la S/E Lumbaquí.....	80
Figura 34. Ubicación del RAP en la S/E Payamino	82
Figura 35. Ubicación del RAP en la S/E Sacha.....	84
Figura 36. Ubicación del RAP en la S/E Shushufindi.....	86
Figura 37. Ubicación del RAP en la S/E Tarapoa	87
Figura 38. Red de comunicación de CNEL Sucumbíos en estrella adaptada a la red actual	89
Figura 39. Ventana de visualización del RecordBase Graph	92
Figura 40. Falla en la fase B de la L/ST Celso Castellanos-Lumbaquí suscitado el 14 de mayo del 2024	95
Figura 41. Recierre fallido de la L/ST Celso Castellanos-Lumbaquí a la 01:30 p.m.	96
Figura 42. Recierre fallido de la L/ST Celso Castellanos-Lumbaquí a la 01:34 p.m.	96
Figura 43. Recierre fallido de la L/ST Celso Castellanos-Lumbaquí a la 02:58 p.m.	97
Figura 44. Recierre fallido de la L/ST Celso Castellanos-Lumbaquí a la 03:59 p.m.	97
Figura 45. Oscilografía de una falla real en el alimentador Vía_Quito.....	100
Figura 46. Oscilografías de las tres fases y tierra de la falla en el alimentador Vía_Quito	101
Figura 47. Simulación del evento de la falla en el alimentador Vía_Quito en.....	102
Figura 48. Verificación de los tiempos de corte y selectividad en la red CNEL Sucumbíos	103
Figura 49. Salida de la carga H_GONZALES del alimentador VIA_QUITO por medio del reconectador R_HGONZALES.....	104

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características del TESLA 4000 [13].....	19
Tabla 2. Dominios temporales del TESLA 4000 [13].....	19
Tabla 3. Características temporales y arranque del registro del SIRPOTEC 7KE85 [14], [15].....	21
Tabla 4. Comparación de características importantes de los registradores de eventos comerciales [14], [15], [17], [19]	24
Tabla 5. Latencia de informes de medición.....	27
Tabla 6. Comandos de 27 bits para control [21].....	28
Tabla 7. Funciones de los registradores de eventos comerciales.....	51
Tabla 8. Características de los softwares del TESLA 4000.....	53
Tabla 9. Características de los softwares del SIPROTEC 7KE85.....	55
Tabla 10. Ventajas y desventajas de los métodos de adquisición de datos [45].....	59
Tabla 11. Dimensiones de los módulos de voltaje y de corriente [14], [46], [47]	60
Tabla 12. Comparación entre las distintas topologías aplicadas en la red de CNEL Sucumbíos	62
Tabla 13. Distancia de las líneas de subtransmisión existentes en CNEL Sucumbíos.....	65
Tabla 14. Distancia entre el centro de operación y las subestaciones en CNEL Sucumbíos	65
Tabla 15. Distancia entre subestaciones y el centro de operación de la CNEL Sucumbíos	66
Tabla 16. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Celso Castellanos	70
Tabla 17. Cantidad de modelos y módulos del RAP en la S/E Celso Castellanos.....	70
Tabla 18. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Dorine.....	71
Tabla 19. Cantidad de modelos y módulos del RAP en la S/E Dorine	72
Tabla 20. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E ENAP	73
Tabla 21. Cantidad de modelos y módulos del RAP en la S/E ENAP	73
Tabla 22. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Jivino.....	74
Tabla 23. Cantidad de modelos y módulos del RAP en la S/E Jivino.....	75
Tabla 24. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Lago Agrio	76
Tabla 25. Cantidad de modelos y módulos para el RAP en la S/E Lago Agrio	77

Tabla 26. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Loreto	78
Tabla 27. Cantidad de modelos y módulos del RAP de la S/E Loreto	78
Tabla 28. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Lumbaquí	79
Tabla 29. Cantidad de modelos y módulos del RAP de la S/E Lumbaquí	80
Tabla 30. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Payamino.....	81
Tabla 31. Cantidad de modelos y módulos del RAP de la S/E Payamino	82
Tabla 32. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Payamino.....	83
Tabla 33. Cantidad de modelos y módulos del RAP de la S/E Sacha	83
Tabla 34. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Shushufindi	85
Tabla 35. Cantidad de modelos y módulos del RAP de la S/E Shushufindi	85
Tabla 36. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Tarapoa.....	86
Tabla 37. Cantidad de modelos y módulos del RAP de la S/E Tarapoa	87
Tabla 38. Carga no suministrada por la falla en la L/ST Celso Castellanos-Lumbaquí.....	98
Tabla 39. Datos de la Energía no Suministrada del año 2024 de CNEL Sucumbíos	98

INTRODUCCIÓN

En el siguiente documento se presentan tres capítulos en los cuales se detallan desde el marco teórico relacionado con los Registradores Automáticos de Perturbaciones, hasta su implementación en la red de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) Sucumbíos.

En el primer capítulo se plantea el problema que inspira al desarrollo del documento, partiendo de dicha base se describe teóricamente que es un Registrador Automático de Perturbaciones, características de los registradores comerciales, archivos que pueden soportar y cómo entregan los datos en base a normativas de la IEEE, IEC y otros estándares. En el segundo capítulo se determina los softwares y hardware que permiten un funcionamiento adecuado del registrador, funciones de las características y necesidades de CNEL Sucumbíos. Se selecciona un modelo comercial y con ello se puede cuantificar la cantidad de modelos del registrador en cada subestación de la red.

En el último capítulo se presentan ejemplos teóricos sobre los beneficios para los operadores, técnicos, ingenieros de protecciones, y sobre todo los usuarios/clientes de CNEL Sucumbíos al mejorar los índices de calidad del servicio, en especial la energía no suministrada y los tiempos de desconexión. La necesidad de contar con el sistema de registro parte de la dimensión de la Unidad de Negocio de CNEL Sucumbíos que cuenta con 189 km distribuidas en 9 líneas de subtransmisión, 12 subestaciones, con un total de 36 alimentadores, un área de concesión de 38.517,82 km², contando con 113.255 clientes. Mediante el análisis de archivos en Formato Común para Intercambio de Datos Transitorios COMTRADE (IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange), obtenidos de dispositivos de protección en campo, y considerando que en el futuro se contará con el Registrador Automático de Perturbaciones que envía dicha información al centro de control de manera directa, se verifica la actuación de protecciones y supervisión de la red. En los casos presentados, el sistema de protecciones de CNEL Sucumbíos no actúa de manera selectiva o aporta con información para solventar la falla, ocasionando la salida de servicio de un alimentador e, incluso, de una subestación. Esta situación evidencia la necesidad de disponer con la información oportuna y con el nivel de detalle adecuado para facilitar su análisis.

CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El sistema eléctrico de la Unidad de Negocio CNEL Sucumbíos abarca una extensa área de concesión, debido a esta característica de la red y los nuevos avances tecnológicos que llevan a una operación con criterios de confiabilidad, seguridad y repuesta en tiempo aceptable ante cualquier fenómeno, provoca la adopción de nuevos sistemas que permitan la adquisición de datos para su análisis. Partiendo de esta base, la red de CNEL Sucumbíos busca mejorar la operación de la red a través de un sistema de registro automático de perturbaciones que describa de manera rápida el tipo de evento dentro del sistema sin necesidad de buscarlo ya sea manualmente o a través de simulaciones.

El problema nace de las limitaciones de las subestaciones debido a los equipos de protección existentes. El análisis post-falla requiere disponer con información proporcionada por los dispositivos de protección ubicados en cada subestación. El sistema de registro debe ser independiente al de protecciones, ya que la función es verificar la actuación correcta de dispositivos de protección. Sin embargo, en CNEL Sucumbíos no existe esta independencia, necesitando contar con la información proporcionada por los relés de alimentadores, transformadores, líneas de subtransmisión, barras, entre otras, para su análisis post-falla.

La implementación de un registrador de perturbaciones se verifica los tiempos de actuación de las protecciones y selectividad de la red, con estas aportaciones al sistema se puede reducir el tiempo de corte en el indicador Tiempo Total de Interrupción (TTIK), la Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK) y reducir pérdidas económicas por medio del costo de la energía no suministrada.

En el caso de CNEL Sucumbíos, los índices oscilan entre 1.309 y 3.967 para el FMIK, 2.217 y 4.405 para el TTIK y en el caso de la energía no suministrada entre 1615.763 y 4226.9304 MWh, durante los meses comprendidos entre enero y agosto, no se consideran los meses de septiembre a diciembre debido a los cortes de energía eléctrica nacionales en Ecuador.

Cabe señalar que no es posible establecer un recorte fijo, ya que el registrador de perturbaciones verifica la actuación de las protecciones ante fallas dentro del sistema (eventos externos a la red), pero con la ayuda del sistema se puede mejorar la selectividad

de la red, verificar el correcto funcionamiento de equipos de protección y supervisión de estos para reducir los índices en especial el de la energía no suministrada y su costo para CNEL Sucumbíos.

Mediante ejemplos teóricos se verifica que la red de CNEL Sucumbíos actúe de manera selectiva. Con la ayuda de los archivos COMTRADE, los cuáles gracias al registrador automático de perturbaciones, se encontrarán en el centro de control sin necesidad de solicitarlos en cada subestación, con lo cual, se puede mejorar la selectividad de la red al verificar si es necesario un reajuste o algún dispositivo no se encuentra funcionando correctamente, además cómo afecta esto a los indicadores y su impacto por medio del costo de energía no suministrada.

Finalmente, el registro de eventos no sólo es describir el evento y la fecha. Requiere una cantidad de datos que le permite un análisis posoperativo con una resolución aceptable en función de la perturbación suscitada. Es importante conocer los registradores de eventos comerciales y sus características de operación antes de su implementación dentro de la red.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo General

- Diseñar un sistema integrado de supervisión y verificación de la actuación de protecciones eléctricas basado en registradores automáticos de perturbaciones, orientado a la mejora de los tiempos de normalización del servicio eléctrico y el análisis post-operativo.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Definir criterios de diseño para un sistema de Registradores Automáticos de Perturbaciones considerando aspectos funcionales, normativos y operativos.
- Establecer criterios de dimensionamiento para un sistema de Registradores Automáticos de Fallas, los cuales incluyan parámetros técnicos como cantidad de equipos, capacidad de cada dispositivo, velocidad de muestreo y redundancia.
- Diseñar un sistema de Registradores Automáticos de Perturbaciones que permita el monitoreo integral del sistema eléctrico de CNEL Sucumbíos, con mayor seguridad y confiabilidad.

- Verificar al aporte del registro automático de perturbaciones a la reducción de los indicadores de calidad de servicio, en particular el de energía no suministrada y su costo, mediante el análisis de ejemplos teóricos basados en fallas reales.

1.3. REVISIÓN DE LA LITERATURA

1.3.1. Tipos de perturbaciones dentro de un sistema eléctrico

Un sistema eléctrico abarca todos los elementos que permiten la generación, transmisión, subtransmisión y distribución de la energía eléctrica, conectando al generador de electricidad con al usuario final. Durante la operación normal del sistema pueden presentarse diferentes eventos que afectan a los valores de magnitud de corrientes y voltajes, sus formas de onda y la frecuencia del sistema.

Estos fenómenos pueden generarse por fallas dentro del sistema eléctrico como es el caso de incremento o salida de generación y/o carga; por elementos externos, provocados por agentes externos que producen cortocircuitos en líneas de subtransmisión y distribución. En la actualidad los sistemas eléctricos deben estar preparados para continuar con su operación de manera ininterrumpida a pesar de estas contingencias, buscando la máxima fiabilidad de operación [1].

Según la normativa IEEE 11-59 de 1995, se pueden agrupar los fenómenos en 7 grupos, se detallará de manera rápida cada tipo de suceso [2].

- **Perturbaciones transitorias:** tienen una duración menor a $\frac{1}{2}$ ciclo de la frecuencia del sistema, pueden subdividirse en transitorios impulsos (generados por descargas atmosféricas) y transitorios oscilatorios (de origen de maniobras con carga importante y por descargas atmosféricas) [2].
- **Variaciones de voltaje de corta duración:** son perturbaciones que tienen un tiempo entre $\frac{1}{2}$ ciclo a 1 minuto de duración, pueden subdividirse en SWELL, SAG e interrupción breve [2].
- **Variaciones de voltaje de larga duración:** son perturbaciones que tienen una duración mayor a 1 minuto, pueden subdividirse en sobre voltaje, bajo voltaje e interrupción sostenida [2].
- **Desbalance de voltaje:** producido dentro de sistemas desbalanceados, al conectar carga a las diferentes fases de un sistema sin tener en consideración una distribución adecuada [2].

- **Distorsión de la forma de la onda:** pueden producirse por una cantidad de fenómenos amplia entre ellos armónicos, componentes DC dentro del sistema, ruido entre otros.
- **Fluctuaciones de voltaje:** que encierra a la onda en otra frecuencia diferente al sistema [2].
- **Variaciones de frecuencia:** principalmente se da por entrada y salida de generación y/o carga [2].

Con el fin de disminuir la cantidad de fenómenos perturbadores del sistema, Vásquez establece 4 perturbaciones dependientes de la duración del evento [3]. Se detalla cada una de ellas:

- **Perturbaciones transitorias:** fenómenos de corta duración que puede darse por la naturaleza o por acción de los relés de protección. Suelen tener una duración entre 8 a 16 ciclos, permite análisis de tiempo de despeje, aceptación de modelos del sistema, correcta operación de dispositivos de protección, entre otros [3].
- **Perturbaciones de corta duración:** eventos ocasionados por el despeje de fallas, operación de recierre, contingencias, salida de generación, entre otras. Se usa para el análisis del balance de potencia ya que tienen una duración entre 20 a 60 ciclos [3].
- **Perturbaciones de larga duración:** se agrupan todos los eventos que afectan a la estabilidad del sistema como es el caso de oscilaciones de potencia, fluctuaciones de voltaje y frecuencia. Son usados para conocer causas de operaciones anormales del sistema [3].
- **Perturbaciones de estado estable:** se pueden agrupar todos los elementos que la operación del sistema no se ve afectada, a diferencia de la calidad de energía que si es afectada directamente. Incluye la presencia de armónicos por elementos presentes en la red [3].

1.3.2. Sistemas secundarios dentro de una subestación

Los sistemas secundarios contribuyen al correcto funcionamiento de una subestación, estos sistemas abarcan todos los componentes para medición, control y operación. No contempla los elementos de maniobra al ser equipos encargados de permitir o interrumpir el paso de energía eléctrica.

- *Sistema de medición*

El sistema de medición abarca los componentes encargados de medir y mostrar magnitudes eléctricas como son el voltaje, corriente y frecuencia. Los equipos deben ser

capaces de tomar información de la red y elementos dentro de la subestación para presentarlos de manera segura a operadores. Una característica de estos elementos es la precisión de sus valores, al ser equipos de medición se requiere contar con datos fiables y precisos, por ello se diferencian tipos de precisión. A continuación, se describe los elementos de medición:

- Transformador de corriente (TC): máquina eléctrica estática encargada de reducir la corriente a valores normalizados de 1 y 5 A. Para la medición se usa el principio de Faraday que induce corriente en una bobina primaria, mediante la relación la relación de vueltas entre la bobina primaria y secundaria se obtiene el valor de medición [4].
- Transformador de voltaje (TP): máquina eléctrica estática encargada de reducir el voltaje hacia valores normalizados de 100 hasta 200 V. Su principio de funcionamiento se basa en la Ley de Faraday. Al igual que en el caso del TC sus valores secundarios requieren tomar en cuenta la relación de transformación [4].

La frecuencia se puede obtener en función de las magnitudes medidas con el TC o TP. Estos dispositivos deben ser independientes entre las fases, evitando sobre posición de magnitudes.

- *Sistema de protección*

El sistema de protección es un punto crucial dentro de una subestación y de cualquier red eléctrica; está encargado de brindar seguridad a los operadores y usuarios en general, también velar por la vida útil de los equipos de la subestación, en especial del equipo de alto costo. Los dispositivos de protección necesitan abastecerse de señales de voltaje y corriente para proteger a la red, por ello, se diferencian los transformadores de medición y de protección con cualidades distintas. Los equipos se denominan relés de protección cuando cumplen objetivos específicos, o Dispositivo Electrónico Inteligente (IED) cuando integran diferentes funciones. Otra diferenciación es por medio de relés electromecánicos (dependiente de un sistema mecánico), de estado sólido (incorporan elementos semiconductores), y electrónicos (incorporan circuitos integrados, transistores y elementos semiconductores). Otros dispositivos de protección son los fusibles, poco usados para la protección de una subestación [5].

- *Sistema de control*

Encargado de realizar acciones de interrupción de servicio, traspaso de cargo, maniobras de patio, entre otros. El sistema de control abarca todos los dispositivos de maniobra como es el caso de disyuntores, seccionadores, interruptores bypass, contactores, entre otros. Estos dispositivos son operadores de manera manual (cuando un operador requiere hacer

una maniobra de patio), y de manera automática (cuando entra en operación por acción de relés o IED). La interfaz humano-máquina es la encargada de mostrar el estado de los elementos por medio de un sistema como el Control Supervisado y Adquisición de Datos (SCADA) [6].

Los dispositivos de control en bahía son computadoras que recopilan información de los diferentes componentes que se conectan a una barra o bahía, la presentan al operador, o la utilizan como intermediario para un sistema de mayor alcance, como es el SCADA [6].

- *Sistema de comunicación*

El sistema de comunicación constituye la base de la operación confiable y segura de una subestación. Su función principal es recibir, enviar y transmitir entre los elementos de medición, maniobra, protección y el operador. El sistema de comunicación es un eje primordial para una subestación por ello, en el siguiente apartado se establece la jerarquización de las comunicaciones, con el objetivo de evitar el paso de información inadecuado entre equipos de un mismo nivel, buscando garantizar la consistencia e integridad de los datos [7].

1.3.3. Jerarquía dentro de una subestación para comunicación y ubicación de dispositivos

La existencia de una jerarquía es importante para el análisis de eventos dentro de una subestación eléctrica; esta jerarquización está relacionada por factores propios de la subestación, tales como los dispositivos de control, protección, monitoreo y registro. También es necesario conocer tamaño y configuración de la subestación y la arquitectura de las comunicaciones.

Un ejemplo sencillo de jerarquía es tener una subestación con una instalación de relés electromecánicos o de estado sólido, y registradores digitales de falla centralizados, en este caso la jerarquía de registro resulta evidente.

Con el desarrollo tecnológico, los IED han incluido toda una gama de funciones que los ha llevado a tener una incorporación general en sistemas de protección, control y registro dentro de las subestaciones eléctricas. A pesar de su multifuncionalidad, suelen usarse como dispositivos de respaldo debido a que cuentan con muestreos típicos entre 16 a 128 muestras/ciclo, y memorias de poca capacidad [7]. Una jerarquía simple es la mostrada en la Figura 1:

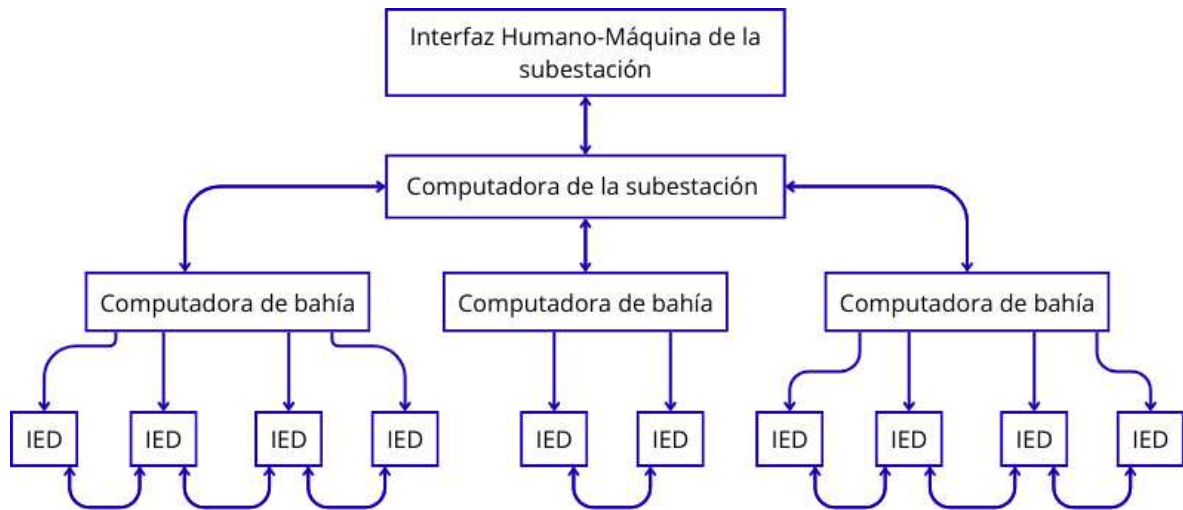


Figura 1. Jerarquía simple de un sistema automatizado de una subestación eléctrica [7]

En la Figura 1, todos los elementos IED están conectados a una Red de Área Local (LAN) que integra los elementos dentro de la subestación, es el nivel más bajo ya que representan individualmente a los equipos y elementos pertenecientes a la subestación. Las computadoras de bahía (Bay Computer) realizan funciones de segundo nivel, toman datos de los IED para asumir el control y medición del sistema.

Los diferentes eventos presentes en la subestación pueden tener naturaleza de cortocircuitos, caídas de tensión, sobretensión, entre otros. Los eventos deben contener una causa y efecto, para lo cual se usa una arquitectura de comunicación que permita obtener los datos necesarios en busca de su análisis post-falla. En la Figura 2, se ilustra cómo el uso de switch permite la eliminación del uso de concentradores que pueden provocar incompatibilidades de información entre las funciones de protección basadas en la comunicación y los IED [7].

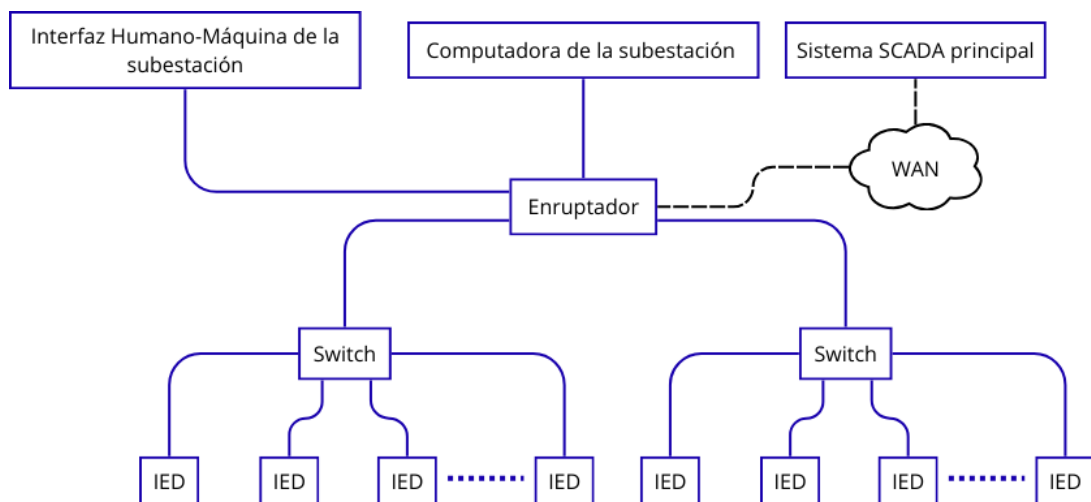


Figura 2. Esquema simplificado de la arquitectura de comunicación dentro de una subestación [7]

Según la normativa IEC 61850, la utilización del sistema Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE) es necesario para la comunicación entre los diferentes elementos IED, diseñado especialmente para facilitar el intercambio de señales entre los dispositivos. Este sistema usa un canal de comunicación basado en redes Ethernet. Gracias a las latencias bajas puede ser usado para la protección en tiempo real. La comunicación multicast es fundamental cuando las señales deben dirigirse a otros dispositivos y no sólo entre pares de dispositivos [8].

El sistema se vuelve considerablemente más complejo cuando los dispositivos IED multifunción son usados para la protección, monitoreo y control del sistema eléctrico [7]. Con un sistema complejo como el presentado en la Figura 3, se caracteriza un sistema multinivel que requiere diferentes análisis en función de las características de la subestación y elementos destinados al control, operación y protección.

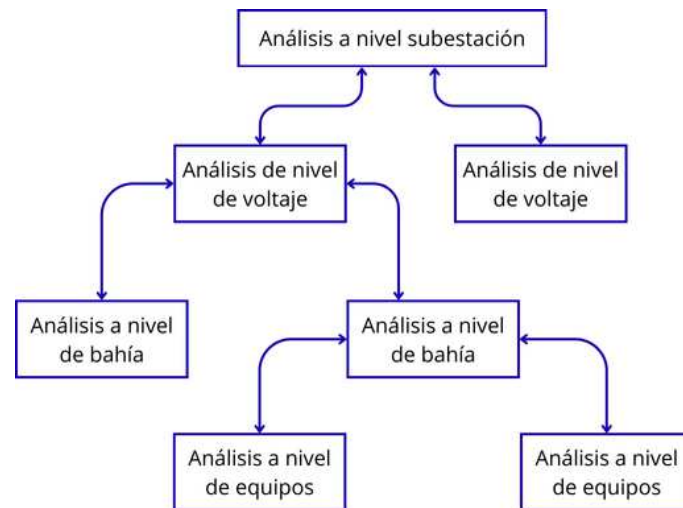


Figura 3. Jerarquización compleja de la automatización de una subestación [7]

A pesar de la complejidad del sistema, se puede seguir una jerarquía genérica. Partiendo desde los IED de monitoreo de calidad de energía, continuamente, se realizan diferentes cálculos relacionados con la parametrización de la calidad de energía eléctrica, estos datos pueden ser útiles para determinar si existe un evento que dispare y registre un evento relacionado con la calidad de energía.

Al mismo tiempo, los IED de protección analizan los datos provenientes de eventos y los almacenan con un determinado valor de muestreo, los datos son usados para detectar posibles fallas en los elementos de protección del relé, y con ello registrar el evento, tanto de manera local como en sistemas de almacenamiento de información de la subestación. El relé o IED de protección realiza varios tipos de análisis y están disponibles después

del evento, entre ellos se encuentran el registro de fallas, cálculo de corrientes de falla, componentes de secuencia y ubicación de la falla [7].

El nivel superior de análisis puede tener una extracción automática de registros de onda, perturbaciones y eventos, así mismo, los programas encargados del análisis de registros pertenecientes a los IEDs. Los programas cumplen la función principal de representar las formas de ondas de corriente y tensión, pero uno de los problemas, debido a la gran variedad de fabricantes, es la presentación de datos en un formato propio, la normativa IEC 61850 reduce esta debilidad al establecer modelos de informe estándar para facilitar el procesamiento y obtención de datos a partir de los registros. Actualmente, se estableció el COMTRADE como formato estandarizado para la entrega de eventos y los softwares especializados en análisis que deben estar diseñados para recibir e interpretar la información en dicho formato [7].

La importancia en la comunicación entre los elementos es un punto de inflexión para conocer la causa del evento, por tanto, tener la correcta configuración de la subestación desempeña una pieza clave para obtener datos fiables. Esto es aplicado mucho en sistemas de distribución como lo presenta Apostolov, en una subestación ante un recierre fallido en un alimentador la clasificación del evento corresponde a “interrupción de tensión”, funcionando cuando el interruptor se encuentra en el lado del alimentador, por lo que diverge de la realidad; en muchas ocasiones los transformadores de tensión se ubican en el lado de las barras y ante un recierre éste puede proporcionar información de que el sistema se encuentra en condiciones normales de operación. Por ello, conociendo que la fuente de tensión se encuentra en el lado de la barra, es de vital importancia tener otra fuente de datos para encontrar las causas del evento. Este percance es tratado con el estándar de configuración de equipos primarios y secundarios de la subestación mediante la IEC TC 57 como parte de la normativa IEC61850 con el Substation Configuration Language (SCL), se describe la configuración de los IED y el sistema de comunicación, para una descripción formal de la relación entre el sistema automático y la subestación [7], [8].

Una forma de abordar la dificultad de tener sistemas con IED multifuncionales es usando el árbol de fallas para análisis de fallas dentro de las subestaciones eléctricas. Buscando cumplir con los requisitos de respuesta y análisis ante fallas que permita conocer las causas y efectos dentro del sistema [9]. El algoritmo de árbol de fallas se basa principalmente en tres etapas que constituyen una forma rápida gracias a Machine Learning, las tres etapas:

- Construcción del árbol de fallas a partir de plantillas pertenecientes a los IED: se trata de diferenciar los procesos/funciones que realiza el IED, a partir de estos nodos principales, pueden subdividirse otros procesos relacionados con un ramal principal como es el caso de la función de disparo de la protección ante una sobrecorriente, los subprocesos son: el disparo de la protección primaria y en un nivel inferior el disparo de una protección de respaldo. Esta primera formación del árbol se realiza en función de las características del IED, esto genera, en muchos casos, una complejidad dependiente del elemento analizado [9].
- Construcción de árboles de fallas a partir de datos y pruebas realizadas: este proceso entra en el aprendizaje automático a partir de las Pruebas de Aceptación en Fábrica (FAT) o las Pruebas de Aceptación en Sitio (SAT), esto alimenta al aprendizaje del algoritmo para convalidar los datos y tener en memoria las características el evento, la secuencia de los eventos, el tipo, entre otros datos relevantes. Todo esto se realiza para obtener una base de datos que permita mejorar los tiempos de respuesta del sistema. En una parte, se puede resumir cómo predecir a partir de sucesos anteriores [9]. Un ejemplo de construcción de árbol de fallas se observa en la Figura 4.
- Algoritmo de búsqueda del árbol de fallas: se basa en buscar a través de los datos obtenidos por los IED en formato COMTRADE u otro tipo de formato para identificar eventos similares, en esta etapa, se pule y agrega nuevos eventos que no se enmarcan en el árbol de fallas creado anteriormente. Esta técnica se basa en emplear métodos de optimización centrados en grafos, la principal característica es el uso del árbol como rutas posibles para determinar causas de fallas en función de los datos obtenidos por los IED [9].

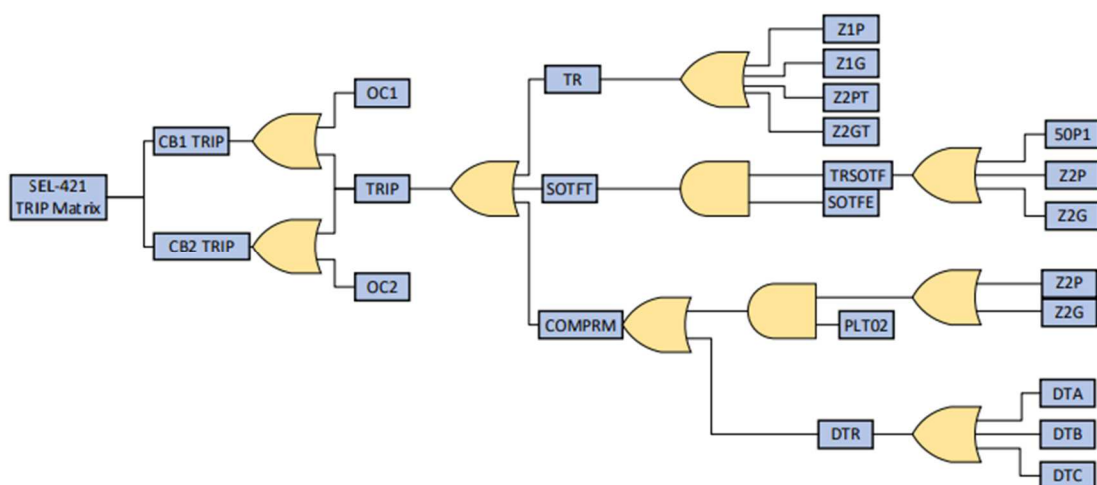


Figura 4. Esquema básico de un árbol de fallas [9]

Los sistemas eléctricos, al ser sistemas dinámicos, han visto la necesidad de responder ante las crecientes necesidades y nuevos retos evitando redundancia en ciertos casos y falta de información en otros. Una parte importante del sistema es su operación, por ello, es importante conocer cómo se ha comportado, se comporta y tendrá un posible comportamiento en el futuro del sistema ante distintas perturbaciones, mencionadas anteriormente, que pueden suscitarse durante la operación normal del sistema.

Como se ha señalado, la importancia del monitoreo y la necesidad de jerarquización de análisis de eventos permitió el desarrollo de un sistema automático que sea capaz de monitorear y guardar las distintas perturbaciones, que pueden suscitarse dentro de la operación y en ciertos casos pasen desapercibidos para el sistema incluyendo a los IED y los operadores.

Actualmente, los Registradores Automáticos de Perturbaciones (RAP) como parte fundamental del Sistema de Registro son los encargados de monitorear el sistema eléctrico de potencia proporcionando información de forma rápida y automática ante cualquier evento, encontrándose en el nivel de computadoras de bahía o subestación. Este dispositivo cuenta con varias funciones que le permiten una amplia gama de aplicaciones de monitoreo para toma de decisiones y estudios eléctricos, entre ellos se encuentra: análisis de fallas dentro del sistema, validación de modelos usados en el sistema para estudios eléctricos, comportamiento del sistema (elementos de maniobra y protección) ante situaciones que lo ameriten y en ciertas ocasiones puede usarse como suministro de información para la operación en tiempo real [10].

Previo al uso de RAP para el registro de perturbaciones, se empleaba sistemas independientes como es el caso de DFR con impresora (Default Fault Record) y el propio microprocesador del relé de protección que almacena los datos de la falla con un límite de datos en función de la capacidad del dispositivo. A pesar de todos estos datos, no existía una integración adecuada, que en ciertas ocasiones tenía información abundante sobre las fallas lo cual dificultaba el análisis de ésta, en otras existía una carencia de información para conocer la causa del suceso [10].

El problema para el cual se desarrolló los RAP es la de capturar la información necesaria, se tomó en cuenta el análisis del suceso de Twesbury en el 2008 en Atlanta, Estados Unidos. Donde existió una falla que terminó con el disparo de la línea O215, solo en el terminal de la subestación North Lichfield, la necesidad de conocer las causas del suceso y las acciones correctivas para evitar en lo posible que este suceso se repita, motivó al análisis detallado de la situación. De aquí nace la necesidad de un diseño de registro de

fallas que permita identificar los eventos y datos de la propia falla sin que exista una cantidad de información descomunal acerca del evento [11].

1.3.4. Características de un registrador automático de perturbaciones

El Sistema de registro basado en RAPs está conformado por una serie de elementos que llevan a cabo diversas funciones relacionada con el monitoreo de señales y registro de perturbaciones, lo que permite al sistema satisfacer todas las necesidades operativas, este sistema de registro de eventos permite al sistema tener información para su análisis posterior a la falla [10]. Las características principales de un RAP se detallan a continuación:

- **Sincronización de tiempo**

La medición de voltaje y corriente dentro de la operación de un sistema eléctrico se vuelve un punto clave, para realizar comparaciones en distintos escenarios de operación. Estos parámetros permiten conocer el estado del sistema en diferentes puntos y fechas, la información recopilada permite realizar análisis de eventos postmortem, estudios de estado estable del sistema eléctrico de potencia (SEP), análisis de cortocircuitos, estabilidad del sistema, ingreso de generación, colocación óptima de banco de capacitores y/o reactores, entre otros. Ante la importancia de dichos parámetros, es crucial tener muestras sincronizadas con el tiempo para realizar comparaciones en distintos escenarios [3], [10].

La sincronización con el tiempo se vuelve un aspecto muy importante, por ello, se toman en consideración dos factores influyentes para la sincronización, tratándose de: la ubicación de las señales y la información del tiempo. Se usa los sistemas de geolocalización GPS (Global Positioning System) usando diferentes protocolos como el SNT, IRIG-B o PTP para la sincronización temporal. Logrando con ello obtener información en tiempo real de un evento dentro del sistema con un grado de precisión dependiente de las características de muestreo del dispositivo. [10]

- **Frecuencia de muestreo**

Un requisito actual dentro de los sistemas es la transformación de señales analógicas a digitales, en este caso de voltaje y corriente. La tasa de muestreo es dependiente de la capacidad del microprocesador y del filtro análogo-digital. Esta tasa se relaciona directamente con la precisión de los datos obtenidos que serán tratados y analizados posteriormente [10]. En la Figura 5 se observa la diferencia entre el tiempo de pre-falla y post-falla

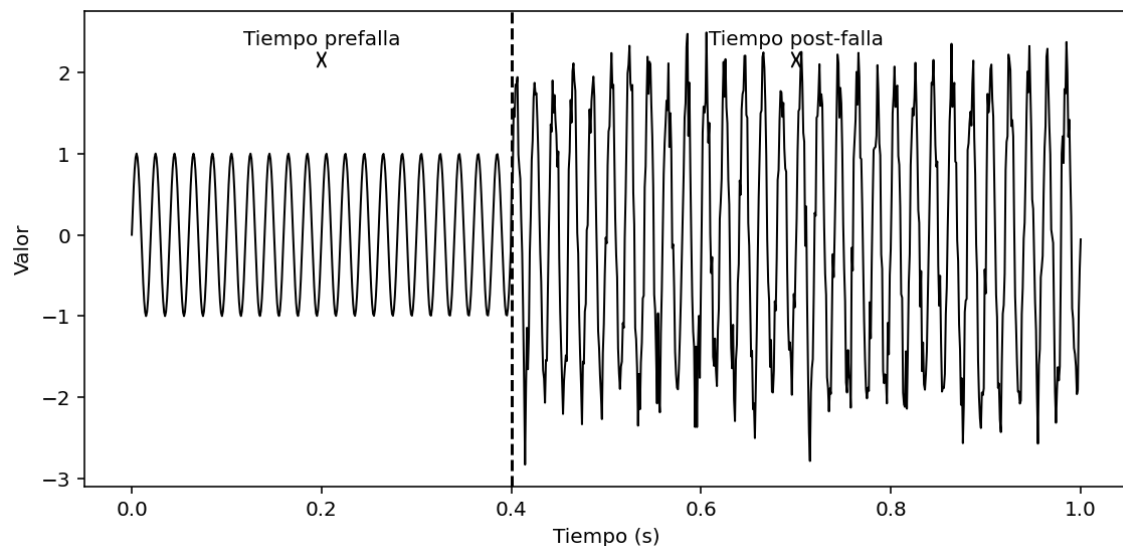


Figura 5. Tiempo pre-falla y post-falla.

- **Tiempos de almacenamiento**

El tipo de almacenamiento determina la cantidad de datos registrados que representan un evento dentro del sistema eléctrico. Una virtud de esta característica es contar con un tiempo de almacenamiento adecuado para evitar una saturación de datos, evitando la dificultad de trabajar con una amplia información que puede producir la saturación del almacenamiento dentro de los equipos de registro [10]. Los tiempos de almacenamiento se ajustan a dos eventos temporales específicos:

- **Tiempo pre-falla:** tiempo anterior al evento, se recomienda al menos contar con 150 milisegundos aunque los registradores modernos son capaces de entregar registros con varios segundos de pre-falla [10].
- **Tiempo post-Falla (máximo y mínimo):** se trata del tiempo que se registrará una vez alguna variable dé por iniciada la falla dentro del sistema. Se requiere tiempo mínimo para que pueda capturar la información necesaria para identificar el tipo de evento, en contraste, el tiempo máximo evita registrar una cantidad grande de datos que solo dificulten su tratamiento y análisis. Es necesario conocer el tipo de evento a través de los datos registrados, pero manteniendo óptimo el sistema de almacenamiento [10].

- **Arranque de registros**

El RAP debe ser capaz de registrar eventos en los que la forma de onda capturada difiere de una forma de onda establecida (forma de onda en condiciones de operación normal), este dispositivo debe reconocer cuando existen estos cambios de magnitud gracias a los datos proporcionados durante el periodo pre-falla. El RAP se vuelve crucial dentro de los

sistemas de protección para conocer el comportamiento de los relés de protecciones en condiciones anormales que presenta el sistema [10].

Arranque del registrador de perturbaciones

- Activación por niveles máximos o mínimos

El disparo se da cuando viola los límites establecidos previamente en los dispositivos de medición y/o protección, esto sucede cuando la magnitud a supervisar sale del rango admisible de operación, tiene un margen de tolerancia para evitar la activación ante fluctuaciones leves, entran en detalle los tiempos mínimos y máximos para ajustar el registro acorde a lo necesario, se establece hasta un retardo de mínimo 20 ms [12].

- Activación por cambios bruscos $\Delta M/\Delta t$

Para este tipo de disparo se toma en consideración la diferencia entre los valores medidos en el periodo actual y el semiperiodo anterior con igual posición de fase, la diferencia de estos límites establece un valor que debe ser comparado el de los límites para realizar el registro si es superado el límite. Los valores deben ser determinados en función de la magnitud a supervisar y criterios de protección [12].

- Activación por el gradiente $\Delta M/\Delta t$

Se usa para la activación producida por frecuencia y potencia, estos valores pueden ser parametrizados para supervisión detallado de estas magnitudes, este tipo de gradiente es usado para determinar una tendencia posible y comenzar su registro basado en la tendencia calculada [12].

- Activación por sistema de secuencia negativa

La activación por secuencia negativa se usa para determinar desequilibrios en la red trifásica que producen señales de secuencia negativa, pero en varias ocasiones existirá un desequilibrio natural debido a las propias cargas. Por ello se debe establecer valor umbral para la activación y evitar falsos arranques de elementos del RAP, la activación se da por el valor de la asimetría más no por el ángulo [12].

- Activación por señal externa

Se trata de una activación forzada mediante una señal de voltaje externa para el registro de posibles pruebas en campo, tiene una duración en función de la señal con una duración máxima de 10 s [12].

- Activación por señales binarias

Esta activación es proveniente de las señales binarias de un relé de protección, se registra el valor cuando existe la violación de un límite durante el periodo de tiempo establecido por el tiempo mínimo y máximo, si el periodo de tiempo es mayor al parametrizado, el

registro se bloquea y es liberado hasta que la magnitud regrese a su zona normal de operación [12].

- Memoria disponible

Cada evento que puede presentarse dentro del sistema debe tener un diferente análisis, y tratamiento de datos. El RAP se encuentra grabando diferentes tipos de eventos con diferentes velocidades de muestreo, duración etc., esto conlleva para los RAP, una diferenciación entre los eventos para asignarles una cantidad de memoria disponible del dispositivo. Un RAP cuenta con memoria cíclica que puede realizar un borrado automático cuando se supera la memoria asignada a un determinado evento, de manera que se deben eliminar eventos antiguos de la memoria del RAP para evitar saturar al dispositivo y permitir la grabación de nuevos eventos, para conservar los eventos que el RAP borra, el sistema de registro debe contar con equipos servidores que sirvan de almacenamiento externo a fin de que obtengan y guarden la información descargada de los RAPs [10].

- Formas de operación de los RAP

Se diferencia en tres puntos de operación: en operación normal, el RAP realiza todas las funciones para las que está diseñada y configurada dentro de la subestación eléctrica; en modo bloqueo, se deshabilitan las funciones de registro analógico y de potencia-frecuencia, lo cual es útil cuando se realiza mantenimiento y pruebas de funcionamiento para evitar que se registren eventos de prueba; finalmente, en modo prueba. Todas las funciones se encuentran activas, pero su registro cuenta con una descripción de “Prueba”, muy usado en puesta en servicio de los RAP en el sistema [10].

- Comunicación

Una parte muy importante dentro de las subestaciones eléctricas, y en general dentro del sistema eléctrico, es el sistema de comunicación. Muchos de los registradores de fallas permiten compartir información a través de puertos seriales, una red LAN o una vía telefónica [10].

Todo lo mencionado con anterioridad, recalca la necesidad de colocar los ajustes adecuados para evitar la saturación de información en los sistemas de almacenamiento o la falta de información para determinar las causas del evento [12]. Los principales ajustes en cada dispositivo que se conecten a un registrador requieren:

- Corrientes máximas y mínima
- Voltajes máximos y mínimos
- Voltajes y corrientes del neutro

- Componentes de secuencia
- Potencia activa máxima y mínima
- Potencia reactiva máxima y mínima
- Variaciones de frecuencia máxima y mínima

Hay que tener ciertas consideraciones para determinar el ajuste de los IED que se validarán con el RAP, debido a que no todos los elementos responden de igual forma ante un evento que produce fallas u operación anormal del sistema [12]. Estas consideraciones son las siguientes para los equipos o IED que se encuentran conectados independientemente al registrador de perturbaciones:

a. Ajuste para detectar fallas en líneas de transmisión

El registrador debe poder operar ante diferentes tipos de fallas: trifásica, bifásica, monofásica y bifásicas a tierra. Para la corriente máxima de falla, se obtiene a partir del mismo tipo de falla, válido para cuando la falla sea mayor a la corriente de carga máxima. Para las fallas bifásicas se realiza el ajuste en función de las corrientes de secuencia negativa o positiva. En caso de las fallas trifásicas, cuando la corriente mínima de falla es menor a la corriente de carga máxima, se puede usar la magnitud del voltaje de fase o secuencia para detectar fallas trifásicas. Para obtener la corriente de carga máxima se realiza el análisis del sistema en estado estable y ante contingencias (N-1). En caso de líneas en paralelo el sistema debe tener en consideración que el otro circuito se encuentra fuera de operación, considerando un margen de seguridad de 5, 10 o 20% para evitar registros innecesarios ante variaciones de la topología de la red [12].

Para el ajuste de la corriente máxima de la línea de transmisión se toma en cuenta la corriente mínima de falla y la corriente máxima de carga, si la corriente mínima de falla es mayor a la corriente máxima de carga, se toma en cuenta al valor de la corriente mínima de falla. En el caso contrario, se toma el valor de la corriente de máxima carga. Con los ajustes de potencia máxima y mínima (activa y reactiva) se realiza un análisis de estado estacionario y contingencias (N-1), buscando tomar en consideración todas las posibles direcciones del flujo de potencia dentro del sistema [12].

b. Ajuste para detectar fallas en generadores y transformadores

Caso similar al de las líneas de transmisión, para fallas monofásicas y bifásicas a tierra se considera la corriente del neutro, incluso se puede considerar la corriente de fase o secuencia positiva cuando la corriente mínima de falla es mayor a las corrientes de carga máxima. Para el ajuste en fallas trifásicas y bifásicas se usa los voltajes de secuencia positiva o los de fase [12].

Para el ajuste de la potencia máxima del generador se toma en cuenta la máxima potencia que puede aportar dentro de la curva de capacidad del generador. La potencia mínima es cero. Para determinar la potencia activa y reactiva máxima del transformador se toma en consideración la dirección de los flujos de potencia en operación estable. En caso de existir transformadores en paralelo, se considera fuera de servicio la carga del transformador no considerado en el análisis [12].

c. Ajuste de frecuencia ante salida de generación o carga

Las variaciones de frecuencia dentro de un sistema eléctrico, por su naturaleza dinámica, son frecuentes, debido a la entrada y salida de generación: en consecuencia, se vuelve importante conocer el comportamiento de la frecuencia dentro del sistema. Para determinar los ajustes de frecuencia mínima se realizan simulaciones dinámicas con salida de generación. Caso contrario, para la frecuencia máxima se asume la salida de carga importante dentro del sistema [12].

Ajuste para detectar oscilaciones, y fallas de estado estable

Se debe revisar la distorsión armónica a la que podría estar sometido el sistema; con un porcentaje mayor al 3% de contenido armónico es necesario que el registrador genere eventos ya que esto es un deterioro en la calidad de potencia. Para oscilaciones de potencia se debe detectar la tasa de muestreo de la potencia respecto al tiempo, estos datos se pueden obtener de simulaciones del sistema [12].

1.3.5. Registradores de eventos comerciales y relés con funciones de registro

Un punto de partida es diferenciar entre Registradores de Perturbaciones locales o no dedicados, estos cumplen la función de recopilar los datos de un elemento a supervisar como puede ser el caso de líneas, transformadores, entre otros elementos. En cambio, un Registrador dedicado actúa como un relé de protección, pero con la capacidad de registrar eventos gracias a las funciones que posee.

Uno de los dispositivos más usados en transmisión/distribución es el TESLA 4000, tratándose de un RAP dedicado, cuenta con 1000 arranques definidos por el usuario que pueden ser creados simultáneamente en 3 dominios temporales: fallas (rápido), oscilaciones/swing (lento) y registro de tendencias. Este dispositivo cuenta con un registro de tiempo independiente para cada tipo de evento [13]. A continuación, se muestran los diferentes eventos y su tiempo de registro o resolución en la Tabla 1:

Tabla 1. Características del TESLA 4000 [13]

Evento	Tiempo de registro/resolución
Registrador de fallas digitales (DFR)	0-60 segundos
Registrador de oscilación dinámica (DSR)	1-30 minutos
Registros de secuencia de eventos (SER)	Resolución de 1 milisegundo
Registro de la Calidad de Potencia (PQR)	Resolución de 32-512 muestras/ciclo
Registrador de tendencias de Larga Duración (LTR)	1-90 días
Registrador de Disturbios Continuos (CDR) cumple con los estándares NERC PRC-002 DME	11-412 días

**Figura 6.** Registrador Automático de Eventos TESLA 4000 A [13]

Existen cuatro posibilidades de entradas en el TESLA 4000, 36 entradas analógicas/64 entradas digitales/8 salidas digitales, que cuenta con 18 o 12 u 8 entradas analógicas/32 entradas digitales/4 salidas digitales [13]. El TESLA 4000 como se mencionó, cuenta con tres tipos de dominios temporales, con diferencias de muestreo y velocidad que se presentan en la Tabla 2:

Tabla 2. Dominios temporales del TESLA 4000 [13]

Evento	Resolución
Registro de fallas transitorias de alta velocidad	0.2-60 [s] con un muestreo de 384 muestra/ciclo (23040 Hz)
Registro de oscilaciones dinámicas (disturbio)	Registro de 10 [s] a 30 [min] con 1 muestra/ciclo (60 Hz)

Registro de tendencias	De 10 a 3600 [s] para 60 canales. Puede tomar registros múltiples como un registro único
------------------------	--

La capacidad de definir los canales digitales es una herramienta ideal para obtener información de los IED que están conectados al TESLA 4000. Además, de los canales analógicos y digitales el TESLA contiene: 12 canales de frecuencia, 30 de sumatorio, 12 de secuencia, 18 de vatios/VARS, 18 de impedancia, 30 de lógica, 18 de factor de potencia y 10 de localización de fallas. Puede exportar la información por medio de COMTRADE, PI, CSV y MS Excel. La ciberseguridad es un apartado a resaltar del TESLA 4000, por ello su adopción en subestación, ingreso de hasta 32 usuarios a través de una jerarquización y contraseñas temporales, carpetas bloqueadas para ciertos roles y el Syslog, el cual se trata de un protocolo para registrar eventos y mensajes provenientes de IED que se dirigen a los servidores [13].

Todas estas características contribuyen a su rol de Transmisión Continua de Datos Fasoriales como un Monitoreo de Tiempo Real (PMU), apoyado por la normativa IEEE C37.118.1a-2014. Una parte fundamental para que funcione como PMU es la comunicación, por ello cuenta con soporte para SCADA con DNP3, Modbus e IEC 61850, con una redundancia opcional PRP, HSR y RSTP junto con la sincronización de tiempo por IRIG-B (modulada o no modulada), la sincronización a la red de tiempo SNTP puede ser primario/secundario. Vienen acompañadas con 256 entradas virtuales para identificar cambios de estados digitales en contenido IEC 61850 GOOSE. Tiene 60 tendencias para monitorear variaciones estacionales de carga y análisis/modelación de componentes del sistema definidas por el usuario. Para el monitoreo puede transmitir hasta 24 canales analógicos de vatios, voltio-amperio reactivos, voltio-amperio, distorsión armónica total (THD) y frecuencia, y 64 canales digitales. Una precisión para la sincronización con el GPS de 500 nanosegundos. La tasa de informes como PMU es de 60 cuadros/segundo [13]. En la Figura 6 se muestra la parte frontal del registrador de eventos TESLA 4000.

El SIPROTEC 7KE85 es un registrador de fallas dedicado usado en generación, transmisión y distribución. Su principal ventaja es la compatibilidad y flexibilidad de operación gracias a su programa DIGSI 5, propio de SIEMENS. Cuenta con 40 canales analógicos, 43 entradas binarias y 33 salidas binarias permitiéndole tener un registrador de escaneo rápido, 2 registradores de escaneo lento y hasta 5 registradores continuos y 2

de tendencia. Tiene la capacidad de ser un PMU, al igual que el TESLA 4000, vigente con el protocolo IEEE C37.118. La grabación y disparo está parametrizado por la IEC 61850 GOOSE, con frecuencias de muestreo definidas por el usuario entre 1 kHz hasta 6 kHz [14].

Para la sincronización en tiempo cuenta con los protocolos IEEE 1588, IRIG-B, DCF77 y SNTP. Una característica es la partición de red virtual en función de la normativa IEEE 802.1Q-VLAN. Los datos que exporta están en formato CONTRADE y registro continuo según la IEEE 1159.3 del 2003 [14], [15]. El SIPROTEC 7KE85 contiene 4 módulos de registro de fallas en el dominio del tiempo, los cuales se detallan en la Tabla 3.

Tabla 3. Características temporales y arranque del registro del SIRPOTEC 7KE85 [14], [15]

Tipo de registrador	Características temporales	Arranque del registro
Registrador de escaneo rápido: analiza procesos transitorios, cortocircuitos, fallas a tierra y el comportamiento de los dispositivos de protección.	Tiene un muestreo de 20 a 320 valores/muestra. Con frecuencia modulada de 1 kHz a 16 kHz con resolución de 1 ms.	Cuando un error se produce durante un periodo mayor a 90 s con un tiempo de preactivación de 3 s.
Registrador de escaneo lento: funciona de manera similar al de escaneo rápido, pero con ligeras variaciones.	Tiempo de análisis de 10 ms con periodos desde 1 a 3000 periodos nominales. Con una resolución de 1 ms.	Cuando se produce un error durante un tiempo mayor a 90 min con un tiempo de preactivación de 90 s.
Registro continuo: cuenta con 5 registradores continuos para parámetros analógicos y valores medidos	Periodo de tiempo ajustable	Definido por el usuario
Registrador de tendencias: cuenta con 2 registradores usados para monitorización y registro a largo plazo	Periodo de tiempo ajustable	Definido por el usuario

Al ser un registrador dedicado requiere funciones de ciberseguridad para evitar fuga de información, en concordancia con los requerimientos de la NERC CIP y BDEW Whitepaper. Una característica importante es la comunicación cifrada TLS entre DIGSI 5 y el dispositivo, cuenta con restricción de acceso de lectura y escritura configurable según la IEC 61850-MMS, también cuenta con la Syslog y un búfer de seguridad no editable. Finalmente, cabe resaltar la separación entre la comunicación de proceso y servicios [14], [15]. En la Figura 7 se observa la parte frontal del SIPROTEC 7KE85 donde se encuentra botones para su configuración.



Figura 7. Registrador SIPROTEC 7KE85 [14]

Otro dispositivo usado como registrador de perturbaciones es el Sherlog CRX 1232 que cuenta con 12 entradas analógicas y 32 binarias. Con una memoria de 32 GB. Tiene un muestreo de 2 muestras/ciclo en frecuencias de 500 Hz a 30 kHz, el registrador de fallas con una frecuencia de muestreo entre 1 a 120 Hz. Posee 4 entradas provenientes de transformadores de corriente. Contiene 6 contactos para la configuración de alarmas y estados. La sincronización se da por medio de la red de Ethernet RJ45, cuenta con 3 entradas ethernet MAC diferentes (dos eléctricas y una óptica) [16].

Algunos relés de protección pueden emplearse para el registro de perturbaciones gracias a sus funciones integradas. Si bien no pueden sustituir a un sistema dedicado de registro automático, permiten establecer una referencia respecto a las capacidades de los registradores de perturbaciones comerciales. Por este motivo, se describen las funciones y características de dichos relés y se compara con los registradores de eventos, en este caso el TESLA 4000 y SIPROTEC 7KE85.

En Ecuador el SEL-651R es usado en empresas de distribución como CNEL EP, en diferentes unidades de negocio. Este tipo de relé cuenta con varias características que lo

hacen atractivo en la distribución de energía eléctrica. Tiene funciones como protección de bajo voltaje, direccionalidad, sobrecorriente, recierre, baja frecuencia, entre otro tipo. A pesar de no ser un instrumento netamente dedicado al registro de falla, gracias a sus funciones extras y la capacidad de almacenar los datos de fallas, y tener un registrador de secuencia de eventos lo han hecho versátil para usarlo en un sistema integrado a un IED multifuncional. Cuenta con un almacenamiento de 40 reportes (duración de 15 ciclos) y 25 reportes (duración de 30 ciclos), con un muestreo de 4 muestras/ciclo y 32 muestras/ciclo. Para la grabación de eventos secuenciales tiene la capacidad de almacenar hasta 1000 entradas [17].

Un relé usado es el SEL 451-6 en distribución de manera local, cuenta con las siguientes características: detección de fallas de alta impedancia (crucial en el análisis de sistemas de distribución), verificación de sincronismo, reconexión, localización de fallas, redundancia de alimentación de voltaje, control de bahía, fallas de interruptores entre otros. El muestreo del dispositivo va desde las 1000 a 8000 muestra/segundo. En cuanto al registro permite tener hasta 100 eventos guardados, con 35 eventos (de 1/4 segundos) o 24 eventos (1/2 segundo). Contiene 8 entradas analógicas, contiene 4 entradas Ethernet RJ45. Una característica importante es el registrador de eventos secuenciales que puede contener 1000 entradas con una cantidad de 250 elementos tipo relé con resolución 1/8 ciclo para cada elemento [18].

El relé de sobrecorriente Reyrolle 7SR10 de SIEMENS cuenta con características de registrador de eventos, pero éste se trata de un relé de sobrecorriente y fallas a tierra. Cuenta con diferentes módulos, pero uno de los usados es el de 6 entradas binarias y 6 salidas binarias. Tiene una capacidad de 1000 eventos en la grabación de eventos secuenciales. Frecuencia de muestreo de 1600 Hz, capacidad de registrar hasta 15 datos de registro (15 registros de 1 segundos, 7 registro de 2 segundos, 3 registros de 15 segundos y 1 registro de 15 segundos). No contiene puertos Ethernet, pero contiene puertos USB y puerto RS-485. Tiene una memoria menor de almacenamiento de 100 registros de falla. La resolución de la grabación de eventos es de 1 ms [19].

Una comparación detallada de las características más importantes de los registradores de evento se presenta en la Tabla 4.

Tabla 4. Comparación de características importantes de los registradores de eventos comerciales [14], [15], [17], [19]

Función	Reyrolle 7ST10	SEL 451-6	TESLA 4000	SIPROTEC 7KE85
Tipo de equipo	No dedicado	No dedicado	Dedicado	Dedicado
Número de canales analógicos y digitales	6 entradas binarias, 6 salidas binarias.	8 entradas analógicas, 4 entradas Ethernet RJ45.	18/36 canales analógicos, 32/64 entradas digitales y 4/8 salidas digitales.	40 canales analógicos, 43 entradas binarias y 33 salidas binarias.
Frecuencia y resolución de muestreo	Muestras de 1600 Hz con una resolución de 1 ms.	Velocidad de 1000 a 8000 muestras/segundo.	Alta velocidad: 0,2 a 60 s con 384 muestras/ciclo. Oscilaciones: de 10 segundos a 30 min con 1 muestra/ciclo. Tendencias: 10-3600 s.	Escaneo rápido: 20-230 valores/muestra. Escaneo lento: análisis de 10 ms, resolución de 1ms. Muestreo de 1-6 kHz.
Tipos de registros en función del tiempo	Registro de fallas (100 eventos) Registro de secuencia de eventos (1000 eventos)	Registro de fallas (40 reportes de 15 ciclos o 25 reportes de 30 ciclos) Registro de secuencia de eventos (1000 entradas) Registro de fallas (100 eventos)	Registro de fallas digitales Registro de oscilación dinámica Registro de secuencia de eventos Registro de calidad de potencia Registrador de tendencias de larga duración (90 días) Registrador de disturbios continuos (400 días)	Registrador de escaneo rápido Registrador de escaneo lento Registro continuo de tendencias

1.3.6. Normativa referente a los eventos transitorios en la IEEE std. C37.118.1

La normativa IEEE std. C37.118.1 del 2011 establece los criterios de la generación y almacenamiento de la información proveniente de los IED destinados al control y

operación dentro de las subestaciones eléctricas. Para el almacenamiento de datos se toma en consideración el estándar COMTRADE descrito en la IEEE std. 37.111-1999 el cual cuenta con 4 tipos de formato que almacenan diferentes datos provenientes de un evento, los cuales son: .CFG (tipo de señal, unidades, frecuencia muestreo, canales), .DAT (contiene los valores digitales obtenidos de la transformación de analógico a digital), .INF (descripción extra acerca de los datos) y el .HDR (información general del evento) [20]. La normativa IEEE std. C37.118.1, define tres magnitudes críticas para la medición, generación y exportación de datos. Estos son los siguientes: Sincrofasor (magnitud y ángulo ya sea de voltaje o corriente sincronizada con una señal de tiempo GPS), frecuencia instantánea de la red y el Radio de Cambio de Frecuencia (ROCOF). La medición proveniente de la Unidad de Medición de Fasores debe tener una frecuencia de muestreo acorde a las características del dispositivo, pero debe ser lo suficientemente alta para obtener la información necesaria para el tratamiento de datos. Posterior a la recopilación de datos, se usa la transformada discreta de Fourier o algoritmos interpolados para transitorios, se debe buscar la máxima fiabilidad de los datos por ello se define un error máximo entre los valores estimados y obtenidos después del tratamiento [21]. El TVE (Total Vector Error) aceptado por la normativa es un valor de 0.01%, este término nos hace referencia al error obtenido entre los valores teóricos y los obtenidos por la estimación de los fasores. La PMU debe generar informes de datos a submúltiplos de la frecuencia nominal del sistema. Se recomienda velocidades superiores entre 100 muestras/s a 120 muestras/s o velocidades bajas entre 10 muestras/s y 1 muestra/s. Los tiempos de recorte deben ser homogéneos a lo largo de cada segundo [21]. Un ejemplo de reporte se encuentra en la Figura 8:

Time	Fractional time		Synchrophasor values for: 50 Hz frequency—50 Hz system 60 Hz frequency—60 Hz system		Synchrophasor values for: 51 Hz frequency—50 Hz system 61 Hz frequency—60 Hz system	
Second	Frame number	Fractional second	Synchrophasor (0 degrees)	Synchrophasor (-90 degrees)	Synchrophasor (0 degrees)	Synchrophasor (-90 degrees)
k-1	9	0.900000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -36^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -126^\circ$
k	0	0.000000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$
k	1	0.100000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 36^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -54^\circ$
k	2	0.200000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 72^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -18^\circ$
k	3	0.300000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 108^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 18^\circ$
k	4	0.400000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 144^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 54^\circ$
k	5	0.500000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 180^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 90^\circ$
k	6	0.600000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -144^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 126^\circ$
k	7	0.700000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -108^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 162^\circ$
k	8	0.800000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -72^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -162^\circ$
k	9	0.900000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -36^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -126^\circ$
k+1	0	0.000000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$

Figura 8. Tabla de datos de un PMU con una frecuencia de 10 fps [21]

Para la generación de datos de un evento transitorio, se toman en consideración diferentes características que forman parte de la forma de la onda del transitorio. El tiempo de retardo en que el valor estimado alcanza el valor promedio del cambio real, el tiempo de respuesta es el medido desde que excede el error permitido hasta que vuelve a los límites establecidos [21]. En la Figura 9 se muestra las características de un evento transitorio.

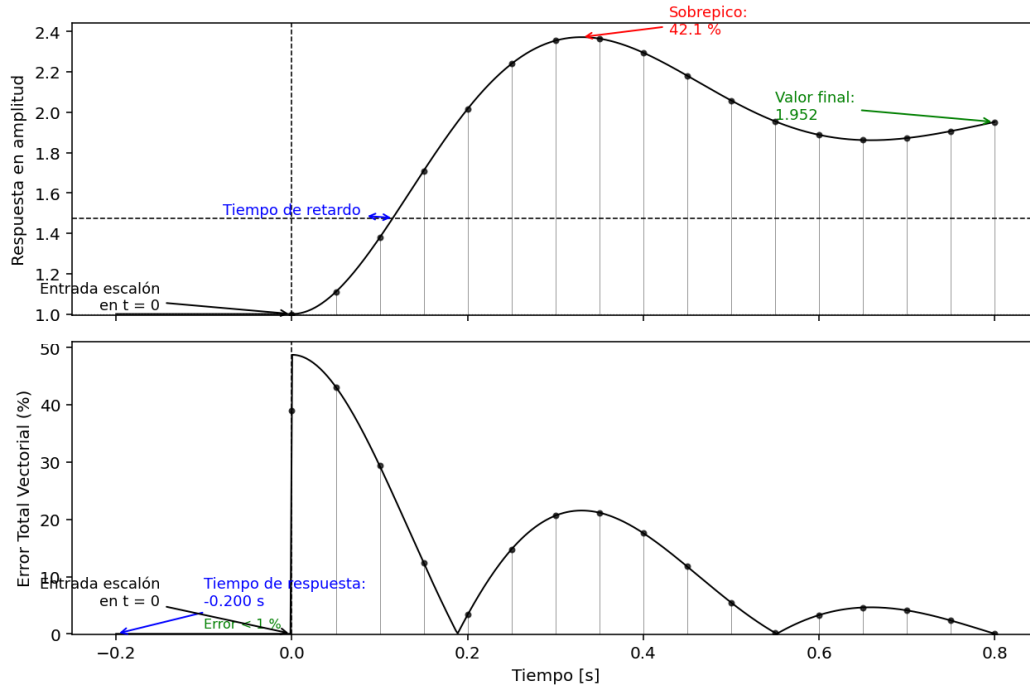


Figura 9. Evento transitorio con error TVE [21]

La precisión puede ser tomada en función de los criterios del usuario, pero se ve envuelta en dos tipos de normas. La clase P, respuesta rápida que no exige filtrado previo y la clase

M que se requiere una mayor precisión, pero el tiempo de respuesta no es definido. Para la recopilación de los informes de las mediciones, se deben contemplar los retardos que pueden producirse, como es el caso de la codificación de la comunicación y la distancia de la transmisión, la latencia de mediciones siempre debe ser mayor a la latencia de informes ($1/F_s$). La latencia de reportes del PMU se definirá en función de tener al menos 1000 mensajes consecutivos, se debe determinar con al menos una precisión menor a 0.0001 s [21]. Como lo muestra la Tabla 5:

Tabla 5. Latencia de informes de medición

Clase de rendimiento	Latencia máxima de informe de medición
Clase P	$2/F_s$
Clase M	$5/F_s$

Para la sincronización de tiempo se usa el IRIG-B. Este formato proporciona la información del tiempo a través de BCD, la hora se proporciona una vez por segundo, en segundos hasta el día del año. La forma más usada es la B122, esta forma codifica los segundos hasta el día del año en BCD con una modulación de 1 kHz. La amplitud debe estar comprendida entre 1 a 6 V, con una relación de amplitud de 10:3. Existe un bloque de 27 bits en los que el usuario puede usar para complementar las funciones de sincronización de tiempo [21]. El formato es el siguiente:

`<sync>SS:MM:HH:DDD<control><binary seconds>`

Tiene los siguientes elementos:

`<sync>`: marcador de sincronización de tiempo

SS: segundos del minuto

MM: minutos de la hora

HH: horas del día en formato de 24h

DDD: día del año (366)

`<control>`: bloque de 27 controles binarios

`<binary seconds>`: un segundo de 17 bits del día en binario

El bloque que contiene los 27 bits adicionales de control que permiten al usuario presentar información más detallada acerca de la sincronización del tiempo. Los controles están presentes en la Tabla 6:

Tabla 6. Comandos de 27 bits para control [21]

IRIG-B Pos ID	CTRLBIT#	Designación	Explicación
P 50	1	Año, BCD 1	Últimos 2 dígitos del año en BCD.
P 51	2	Año, BCD 2	IBID
P 52	3	Año, BCD 4	IBID
P 53	4	Año, BCD 8	IBID
P 54	5	No Usado	Sin asignar
P 55	6	Año, BCD 10	Últimos 2 dígitos del año en BCD.
P 56	7	Año, BCD 20	IBID
P 57	8	Año, BCD 40	IBID
P 58	9	Año, BCD 80	IBID
P 59	—	P6	Identificador de posición #6
P 60	10	Segundo Intercalar Pendiente (LSP)	Se convierte en 1 hasta 59 segundos ANTES de insertar el segundo intercalar
P 61	11	Segundo Intercalar (LS)	0 = Añadir segundo intercalar, 1 = Eliminar segundo intercalar
P 62	12	Horario de Verano Pendiente (DSP)	Se convierte en 1 hasta 59 segundos ANTES del cambio de horario de verano
P 63	13	Horario de Verano (DST)	Se convierte en 1 durante el horario de verano (DST)
P 64	14	Signo de Desplazamiento Horario	Signo del desplazamiento horario—0 = +, 1 = −.
P 65	15	Desplazamiento Horario—binario 1	Desplazamiento desde el tiempo IRIG-B codificado al tiempo UTC.
P 66	16	Desplazamiento Horario—binario 2	Tiempo IRIG codificado menos el desplazamiento (incluyendo signo) igual al tiempo UTC en todo momento (el desplazamiento cambiará durante el horario de verano).
P 67	17	Desplazamiento Horario—binario 4	
P 68	18	Desplazamiento Horario—binario 8	
P 69	19	P7	Identificador de posición #7
P 70	20	Desplazamiento Horario—0.5 h	0 = ninguno, 1 = desplazamiento adicional de 0.5 h
P 71	21	Calidad de Tiempo—binario 1	Código de 4 bits que representa el error aproximado del reloj. 0000 = reloj sincronizado a una fuente UTC trazable

P 72	22	Calidad de Tiempo—binario 2	1111 = fallo del reloj, datos no confiables
P 73	23	Calidad de Tiempo—binario 4	Usar Tabla D.2.
P 74	24	PARIDAD	Paridad en todos los bits de datos anteriores.
P 75	25	Calidad de Tiempo Continuo—binario 1	Código de 3 bits que representa el error máximo estimado en el mensaje transmitido. Este CTQ indica error en todo momento. Usar Tabla D.3.
P 76	26	Calidad de Tiempo Continuo—binario 2	
P 77	27	Calidad de Tiempo Continuo—binario 4	
P 78	—	P8	Identificador de posición #8

1.3.7. Sistemas de control y monitoreo de las subestaciones

La arquitectura de un sistema de comunicación dentro de las subestaciones juega un papel fundamental para la recopilación y procesamiento de los datos obtenidos por los diferentes equipos. Como se mencionó en un apartado anterior, la jerarquización es una base muy importante para obtener la información sobre eventos suscitados en la subestación. Se pueden resaltar tres tipos de sistemas:

1.3.7.1. Sistemas centralizados

Este tipo de sistemas, también denominados Protección y Control Centralizados (CPC por sus siglas en inglés), se centran en una base de recopilación de datos centrada en un computador, reduce de manera significativa los costos de operación, mantenimiento y actualización de softwares. A pesar de reducir costes, una de las mayores contras de dicho sistema es la dependencia hacia un único ordenador, y para evitar que sólo existe un punto de fallo la redundancia se vuelve de vital importancia. El registro caerá directamente sobre un elemento que ordenará a todos los dispositivos de maniobra y protección en función de la computadora central, al igual que el registrador de fallas que se centra en recopilar toda la información de los sistemas. Otra definición para la Protección y Control Centralizados la proporciona el grupo de trabajo de la IEEE PES SRC WG K1 que es de una plataforma informática de alto rendimiento la cual cumple con varias funciones como es el caso de protección, control, comunicación, monitoreo y gestión de datos que requieren estar sincronizadas con el tiempo con una velocidad adecuada. Una característica del sistema centralizado es la posibilidad de la implementación de la tecnología Centralized Fault Monitoring Systems (CFMS) para el registro y detección de fallas, gracias a la capacidad de usar toda la información de la subestación [22].

Para la implementación de un Registrador Automático de Perturbaciones se debe definir qué tipo de evento, de los mencionados en la clasificación según Vásquez [3], se va a monitorear, con el cual se obtendrá el registro de fallas del sistema eléctrico o registro de oscilaciones de potencia. Una vez identificado el evento, la definición de parámetros como la frecuencia de muestreo, los tipos de disparadores, la duración del registro, las entradas y salidas requeridas, entre otros, desempeña un punto vital en la selección del dispositivo registrador de eventos. El RAP será el elemento principal para recopilación de información, como analogía, es la computadora central para el registro de perturbaciones en el sistema, la redundancia no existe por lo que la medición debe ser lo más fiable posible. El sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés) se alimenta directamente de las mediciones y los datos proporcionados por las unidades de medición, registradores de eventos y otros dispositivos de medición para su operación en tiempo real [22], [23].

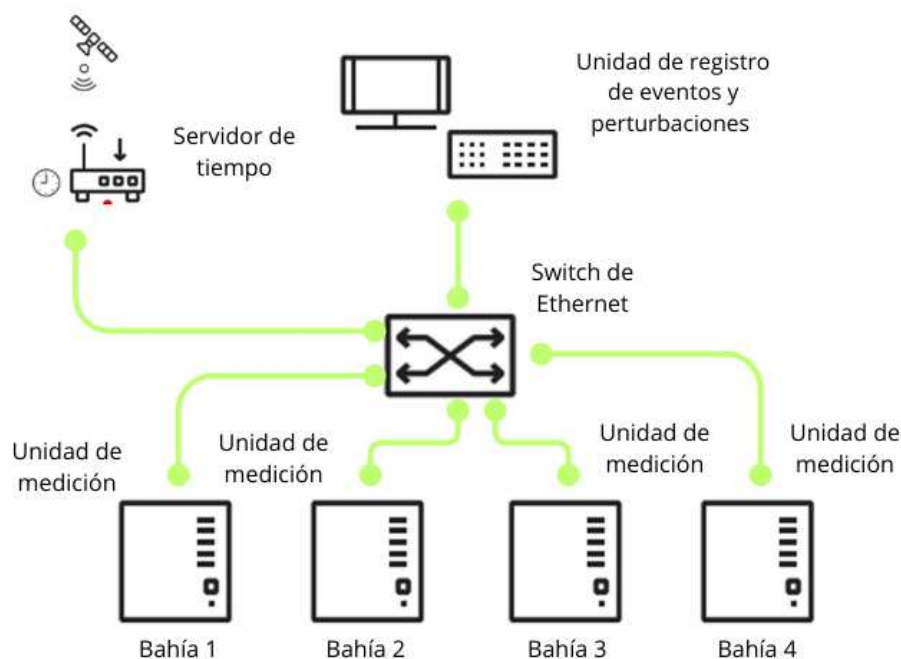


Figura 10. Sistema centralizado de protección de una subestación [23]

En la Figura 10 se muestra la comunicación en un sistema centralizado, éste se basa en un orden ascendente. Parte desde las unidades de medición en cada bahía, que llega hasta una unidad de registro de eventos y perturbaciones, desde allí se manda las acciones correctivas a los disyuntores, seccionadores y otros elementos de maniobra. El tiempo de respuesta es dependiente de la cantidad de elementos que forman parte de la dirección ascendente (no se toma en consideración elementos al mismo nivel como son las demás bahías).

La principal ventaja del CPC es aprovechar al máximo la normativa IEC 61850 para registro de fallas y eventos de toda la subestación permitiendo la obtención de una redundancia funcional y de comunicación para control y protección de la subestación. Otra ventaja es la interfaz del usuario, una mayor flexibilidad de operación y fiabilidad que permiten usar opciones avanzadas de protección y control [23].

1.3.7.2. Sistemas distribuidos

Los sistemas distribuidos dentro de una subestación eléctrica basan su idea en colocar relés en zonas individuales, incluyendo la protección de respaldo con la ayuda de relés redundantes que funcionen para mitigar las contingencias en equipos y elementos de la subestación, también llamados sistemas descentralizados, este tipo de control necesita la ayuda de los IED, tomando un rol de primer agente de control, monitoreo y protección de los elementos en los cuales se encuentra instalado.

Ofrece dos características importantes que son: la simplicidad y rapidez de operación, y uso en zonas poco confiables de la red. Este sistema usa los IED como primer punto de acción ante una falla o perturbación, la operación será a través de saltos de comunicación propuestos entre subestaciones primarias y secundarias, pero se analiza de manera similar en subestaciones. Como se mencionó el sistema descentralizado requiere la incorporación de IED debido a la comunicación constante entre la computadora central y los IED ubicado en cada bahía, el RAP puede colocarse en la computadora central aunque pasa a ser un elemento de recopilación de datos debido a las funcionalidades de los IED los cuales cuentan con un registrador de eventos propio, de menores características al RAP, pero de manera local [24], [25].

Propio del esquema del sistema distribuido la cantidad de información es demasiado alta debido a la información proporcionada por los IED y los datos recopilados por el RAP, esto es una traspíe para una actuación rápida del sistema cuando existe eventos especiales o maniobras complejas que involucran no solo a los IED sino a otros elementos que forman parte de la subestación; por tal motivo, gran parte de la comunicación es directa entre los IED, siendo el RAP un recopilador de información, al usar técnicas de registro como se mencionó el caso del árbol de fallas. El RAP puede proporcionar la información al SCADA para su operación aunque puede ser alimentado por los IEDs [9], [25].

La principal ventaja de un sistema descentralizado es su alta velocidad de respuesta ante eventos que afectan a la subestación. A diferencia de los sistemas centralizados, que requieren comunicación continua entre los dispositivos de medición y una computadora

central para funciones de control, monitoreo y operación, en el enfoque descentralizado los IED pueden tomar decisiones localmente de forma inmediata y luego reportarlas al sistema central, incluyendo el registro del evento en el RAP cuando se trata de fallas simples o eventos transitorios. En el caso de maniobras más complejas, que implican múltiples equipos dentro de la subestación (algunos de los cuales pueden no contar con IED dedicados), la necesidad de una comunicación redundante y el volumen de información pueden afectar la velocidad y eficiencia en la toma de decisiones [25], [26]. Este tipo de sistema descentralizado conlleva un mayor costo de implementación, debido al uso de múltiples dispositivos inteligentes con distintas funciones. Además, el mantenimiento es más complejo, ya que cada IED requiere actualizaciones periódicas de software para asegurar su interoperabilidad y compatibilidad con el resto del sistema [22].

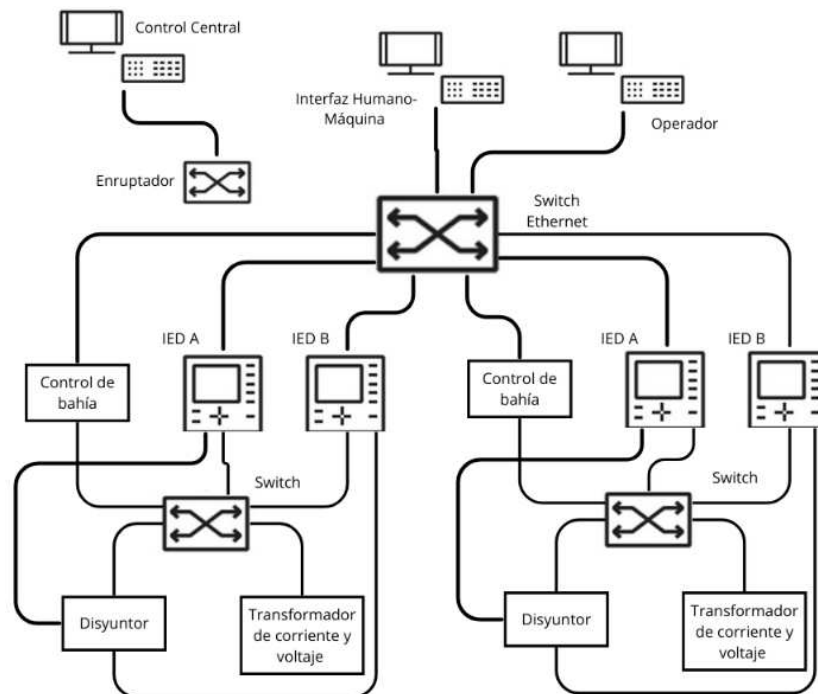


Figura 11. Sistema distribuido o descentralizado de una subestación eléctrica

Un ejemplo del funcionamiento de un sistema distribuido es el que se encuentra en las subestaciones, retratado en la Figura 11, los IED son los encargados de monitorear a los elementos del sistema a través de los transformadores de voltaje y corriente, el registro se realiza de manera autónoma, pero todos los elementos tienen comunicación entre sí. Al ser híbrido también cuenta con la capacidad de que, si algún elemento de protección falla a pesar de la redundancia, el operador puede maniobrar a través de la interfaz hombre-máquina ubicado en la estación central de la subestación, gracias a la comunicación existente con cada bahía.

1.3.7.3. Sistemas autónomos

Este tipo de sistema funciona de manera autónoma en cada dispositivo de protección o también denominado protección local, no cuenta con un sistema de comunicación entre los dispositivos. Este tipo de sistema al no contar con comunicación entre los dispositivos requiere un registrador local, por lo que toda su información se queda almacenada en el IED de protección que protege al elemento. Es usado principalmente en sistemas Smart Grid debido a la cantidad de elementos que deben ser supervisados, evitando la redundancia en varias áreas, de tal manera que se busca minimizar la cantidad de dispositivos que se encuentran dentro de una red [27].

El sistema autónomo tiene la capacidad de actuar por decisión propia, al analizar y tomar la decisión, una de las desventajas notables es la falta de coordinación entre los diferentes IEDs y elementos que conforman parte de la subestación, es muy poco usada la configuración debido a que la coordinación de protecciones debe ser muy precisa para evitar que otros elementos actúen ante fallas de los equipos, siempre buscando mantener la propiedad de selectividad.

Los sistemas autónomos son usados especialmente en el manejo de varias subestaciones. Permiten que cada subestación, de manera independiente, realice sus funciones tanto de detección, toma de decisiones y almacenamiento de datos lo realiza de manera local sin necesidad de esperar que una computadora central mande las decisiones y acciones a seguir; por esta razón, su sistema tiene un tiempo de respuesta menor al de anteriores tipos de sistemas. Su principal desventaja es cuando se requiere realizar maniobras coordinadas con otras subestaciones como puede ser el caso de traspaso de carga entre subestaciones, al no estar comunicadas, tendrán un limitado margen de maniobra en función de las capacidades automatizadas de cada subestación y, de ser el caso, del operador. Su costo es bajo ya que no implementa una computadora central debido a que se basa en un sistema local, que queda en un nivel de subestación o bahía [23], [27].

En la Figura 12 se muestra un sistema de 138 kV y 69 kV con barra principal y transferencia, un sistema autónomo se basa en un funcionamiento individual en función de los datos recopilados por sus unidades de medición, sin tener en consideración otros elementos del sistema. En este caso el relé de barra PCS-915SC en el lado de 138 kV actúa al obtener valores provenientes de los alimentadores y transformador, no toma datos de la barra de 69 kV, si existe una falla en el lado de 69 kV el relé de 138 kV no actuará, debido a que censan de manera independiente sus valores sin datos externos.

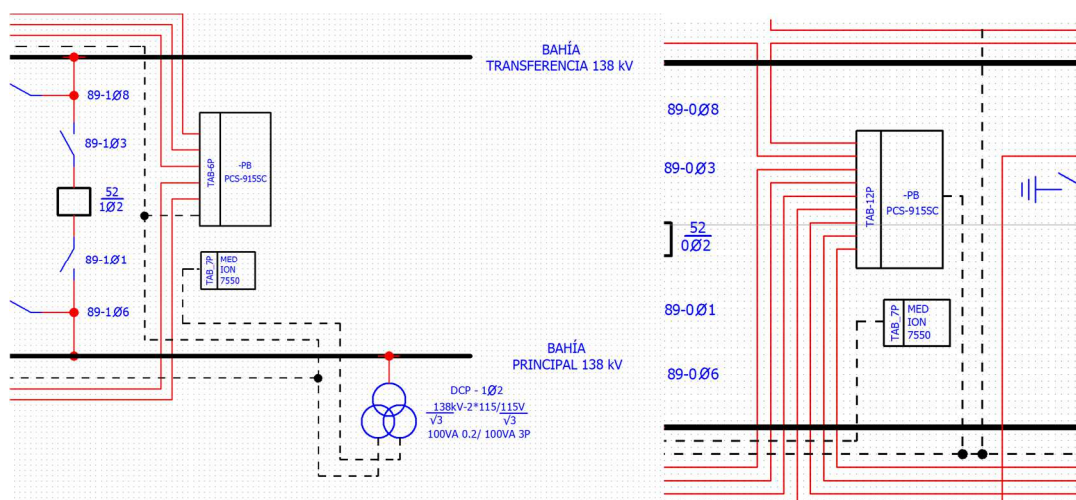


Figura 12. Barra principal y transferencia de 138kV (izquierda) y barra principal y transferencia de 69kV (derecha) con sus relés independientes.

1.3.8. Sistemas de comunicación de las subestaciones

Los sistemas actuales de comunicación corresponden a la necesidad básica de operación de un sistema eléctrico de potencia. Una comunicación efectiva entre los diferentes elementos dentro de una subestación como la comunicación entre subestaciones cumple varios protocolos, en especial, el estipulado por la IEC 61850. Las arquitecturas responden a la comunicación a través de una red LAN (Red Aérea Local), la cual es la encargada de soportar los datos obtenidos a partir del sistema de comunicación y crear una interfaz de comunicación. La red requiere de componentes físicos conectados a la red Ethernet:

- Los IED tanto de nivel local como bahía
- Switches: permite la comunicación entre IEDs y otros dispositivos con puerto Ethernet
- Fibra óptica/cableado de cobre: permite la conexión entre los dispositivos de manera segura bajo condiciones técnicas como es el gran ancho de banda, inmunidad a interferencias electromagnéticas.
- Equipos de cómputo tales como servidores, computadores de gestión e interfaces hombre máquina (HMI)

El canal de comunicación es el conjunto de dispositivos y elementos que conforman una red de comunicación informática, la cual debe contar con tres funcionalidades principales: configuración y obtención de datos, reporte de datos, y registro de eventos, razones por

las que es importante que sigan diferentes perfiles de comunicación de distintos protocolos:

- ACSI (Abstraction Communication Service): comunicación cliente-servidor.
- GOOSE: comunicación interna en el bus de la subestación.
- GSSE (Generic Substation Status Event): vía para el intercambio del status del nivel de la subestación.
- SMV (Sampled Measured Value Multicast): provee un canal de intercambio de datos en el bus de procesos.
- FTP (File Transfer Protocol) Protocolo para intercambio de información
- Otros protocolos propietarios en los que se comunican equipos de un mismo fabricante

Se deben mencionar las distintas redes informáticas de comunicación que se diferencian en función de la capacidad y alcance, entre ellas se destacan:

- Personal Area Network (PAN)

Este tipo de canal de comunicación está basado en redes de uso personal y comunicación entre dispositivos personales como es el caso de teléfonos celulares computadoras portátiles y otro tipo de dispositivos que pueden asociarse a *ad hoc* de una red. Estas redes pueden darse por varios canales como es el caso del Bluetooth, Wireless USB, Insteon, IrDA, ZigBee o Z-Wave. Se trata de una red de transferencia de datos limitada por cuestiones de uso, en una red personal no es necesario usar canales de comunicación de banda ancha y alta velocidad, éstas suelen ser usadas estas redes para domótica dentro de los hogares [49].

- Local Area Network (LAN)

Son redes que requieren más de un ordenador, pueden ser redes de hogares, empresas e institutos educativos. Su comunicación suele basarse por cable Ethernet por medio de un cable de cobre o fibra óptica de vidrio. Una red pasa de ser PAN a LAN cuando se requiere tener concentradores, puentes de red y conmutadores que buscan crear punto de conexión o nodos de conexión, busca mejorar la rapidez y cantidad de información a diferencia de la red PAN, se puede hablar de rendimientos entre 10 a 1000 Mbits/s. Cuando existe una red inalámbrica se puede mencionar a la Wireless Local Area Network (WLAN), que deben cumplir con las normas IEEE 802.11. Puede asociarse con redes de mayor envergadura para compartir información [50].

- Metropolitan Area Network (MAN)

Este tipo de red se basa en la comunicación entre varias redes locales LAN, en un área geográficamente cercana, transfiriendo datos a través de una red de banda ancha. Puede tratarse de una red empresarial con múltiples sedes en un mismo sector. Esta red puede conectarse a sistemas de mayor envergadura como es el caso de la Wide Area Networks (WAN). Puede operar en valores entre 10 Mbps a 1 Gbps, dependiendo del tipo de consumo incluso llegan a las 100 Gbps. Una parte importante es la redundancia en sus enlaces de información acompañado con los protocolos de STP o LACP, permite añadir nuevos nodos sin necesidad de rediseñar la red.

- Wide Area Network (WAN)

Se trata de redes que se encargan de conectar redes de área amplia como puede ser el caso de países o continentes. La cantidad de puntos de redes en teoría es ilimitada, no obstante, pero dependerá mucho de las capacidades del sistema, aunque si es mucho mayor a las redes LAN y MAN. En este tipo de redes ya se debe tener en consideración los protocolos de IP/MPLS, PDH y SDH, SONET y ATM [50], [51]. Estas redes pueden ser de distinto tipo:

- Red WAN por circuitos: existe un circuito exclusivo entre el emisor y receptor, la banda es dedicada mientras exista un intercambio de información. Este tipo de circuito es usado en especial dentro del ámbito telefónico analógico, teniendo una velocidad limitada. Es una red ya en desuso gracias a la nuevas tecnologías y redes [51].
- Red WAN por mensaje: está integrada dentro de los ordenadores que permiten el intercambio de información desde cada una de las redes que administran el flujo de información mediante mensajes que pueden ser editados, eliminados, redirigidos y sistemas automatizados [51].
- Red WAN por paquete: la información es dividida o fraccionada en pequeños paquetes, para su transporte dentro del canal de comunicación, una vez llegada al destino debe ser reconstruida la información a través de un host receptor [51].

Las principales ventajas de una red WAN es la comunicación entre diferentes dispositivos electrónicos que tengan acceso a un puerto de Ethernet o de forma inalámbrica para su conexión a la red. Ésta cubre áreas extensas por lo que permite una cobertura a empresas a escala regional con una velocidad de comunicación alta. Una de sus desventajas es la incorporación de diferentes tecnologías, debido a que en caso de existir algún tipo de falla se debe revisar diferentes protocolos acorde a la tecnología usada en cada red que contenga la WAN [51].

- Global Area Network (GAN)

Se trata de una red global que contiene todas las anteriores, tiene una escala mundial. En ciertas ocasiones donde empresas que desarrollan sus actividades en forma de islas en diferentes países, por lo general, éstas usan este sistema con fibra óptica para sus canales de comunicación. Los cables submarinos son ampliamente utilizados en este tipo de red, aunque está en auge las redes satelitales. Este tipo de red debe ser de alta fiabilidad por lo que sus protocolos de seguridad son importantes como es el IPSec, SSL/TLS, SSH, HTTPS, SNMPv3, RADIUS/TACACS+, Firewalls, IDS/IPS, entre otros. Esta red es usada en el ámbito empresarial dada sus características, además, la ciberseguridad cumple una función clave debido a que suelen tener información de gobiernos, entidades y empresas multinacionales. Es imprescindible que tengan canales cifrados para asegurar la operabilidad y protección de datos [52].

- Virtual Private Network (VPN)

Se trata de redes de comunicación virtuales que se configuran dentro de las LAN que utilizan sistemas físicos para crear sistemas informáticos de manera lógica. Lo que busca este tipo de red es el intercambio de información de manera cifrada para establecer una confidencialidad de los datos dentro de la red. Además de segmentar la red para diferenciar los diversos subsistemas dentro de una subestación, incluyendo medición, control, administración, entre otros. Se utilizan tanto en redes anteriores que están dentro de una conexión publica para tratar de cifrar la información [53].

La red sugerida para un grupo de subestación es la red WAN al abarcar una red extensa, además, permite por su conexión con Ethernet al implementar diferentes equipos a una misma red; en estos casos, no se considera una red LAN debido a las limitaciones técnicas de traspaso de información y área de extensión.

1.3.9. Tipos de arquitecturas de la red de comunicación dentro de una subestación

Dentro de una subestación es importante el sistema de comunicación entre los distintos dispositivos que se encuentran dentro, para lo cual, debe existir una jerarquía o una forma de conexión del sistema. Las arquitecturas están basadas en el protocolo IEC 61850 obtenido a partir de la conmutación de Ethernet, las siguientes arquitecturas son las usadas:

a. Arquitectura tipo Estrella

La arquitectura tipo estrella toma en consideración los niveles de bahía, asumiendo que los niveles de toma de datos ya entregan la información al nivel bahía, el switch o

conmutador central es el encargado de recibir toda la información para conectar a todas las bahías en una misma red de comunicación. El switch central es el único punto de fallo, esto ocasiona que el sistema requiera redundancia, por tanto, este tipo de arquitectura es admisible para supervisión u operación de patio de maniobras, en caso de existir un control de respaldo de bahías. No es ideal su uso para funciones distribuidas debido a que no tiene funciones como el interbloqueo [54]. En la Figura 13 se presenta la distribución en estrella de una subestación. Parte de los datos desde las bahías que recopilan información de cada elemento perteneciente a dicha bahía, estos datos se dirigen al switch de la subestación y, finalmente, terminan en el computador del operador y al sistema SCADA.

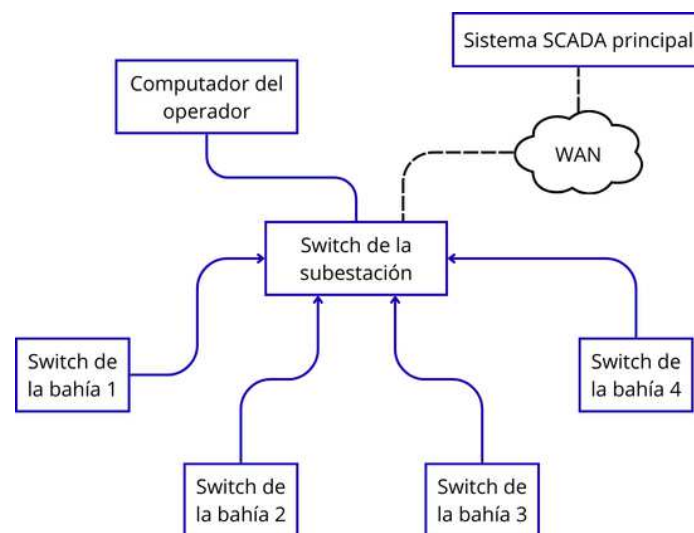


Figura 13. Arquitectura tipo estrella del sistema de comunicación de una subestación [54]

b. Arquitectura tipo Anillo

La arquitectura tipo anillo es usada por la redundancia que presenta, conecta a todos los dispositivos y en caso de existir algún fallo, debido a estos, se suele tomar una redundancia en el switch de la subestación [54]. En la Figura 14 se muestra un sistema en anillo con dos switches de subestación. Cada elemento cuenta con dos caminos para el flujo de información, gracias a ello, si un canal no se encuentra en operación, la información llegará al sistema SCADA o al computador del operador a través del otro camino.

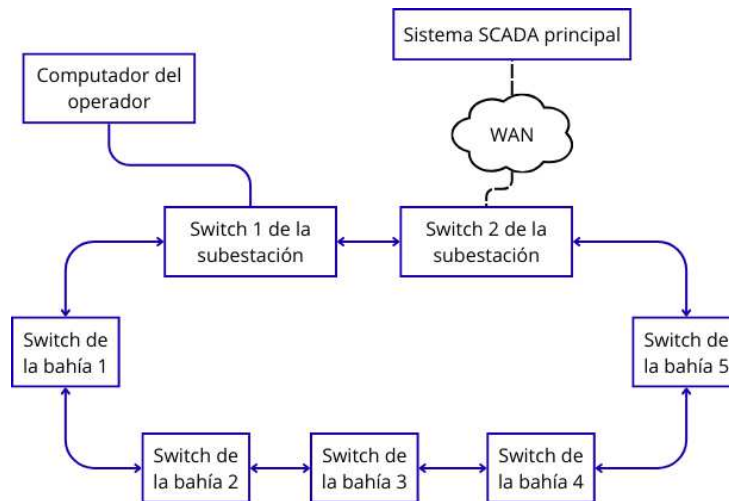


Figura 14. Arquitectura tipo anillo del sistema de comunicación de una subestación [54]

La redundancia tiene una gran relevancia para mantener al sistema activo por lo que se busca tenerla tanto en la conexión tipo anillo como en la estrella. Suelen estructurarse 4 tipos de redundancia en una subestación eléctrica [54].

c. Redundancia estrella

Este tipo de redundancia utiliza dos switches para la recopilación y comunicación, con lo cual, en caso de fallar uno de los dos canales o switch se usa el otro canal hasta arreglar la falla de la red. Este sistema es simple y a la vez económico ya que sólo agrega un conector o switch al sistema original [54].

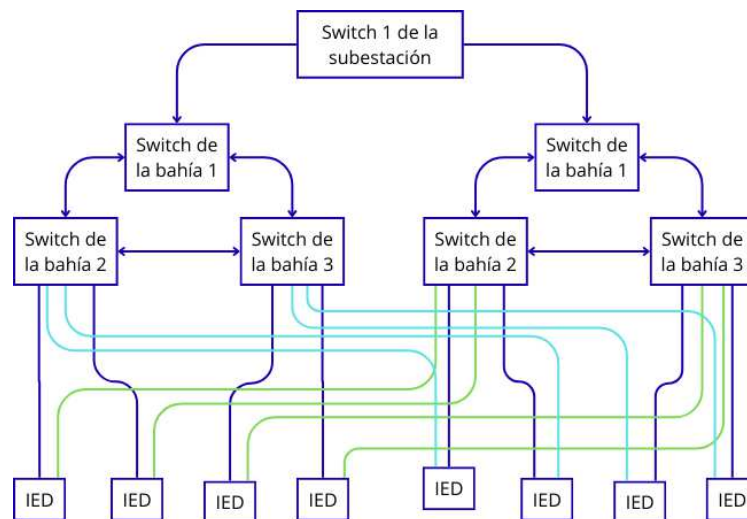


Figura 15. Sistema de redundancia en estrella [54]

En la Figura 15, se muestra un sistema en redundancia en estrella, basa su funcionamiento en 3 switches de bahía como redundancia conectados entre sí. Cada bahía o conjunto de switches de bahía conecta a todos los IED de la subestación, con ello no existe pérdida

de información ante la salida de operación de algún elemento de la subestación. Su costo es mucho mayor por la cantidad de conexiones y dispositivos de la subestación.

d. Redundancia paralela en doble anillo

Este tipo de redundancia es compleja debido a la cantidad de dispositivos que debe contener, cada switch tendrá su propio respaldo, así en caso de salir de funcionamiento algún dispositivo, puede seguir funcionando la red de comunicación sin necesidad de que la comunicación de la bahía deje de operar. Este tipo de redundancia es muy costosa por el hecho de necesitar dos equipos de similares características, con su propia configuración [54].

En la Figura 16 se muestra el sistema redundante en anillo con líneas entrecortadas, se trata de dos sistemas en anillo, con esto, se asegura que cada elemento tenga 4 caminos para el flujo de información.

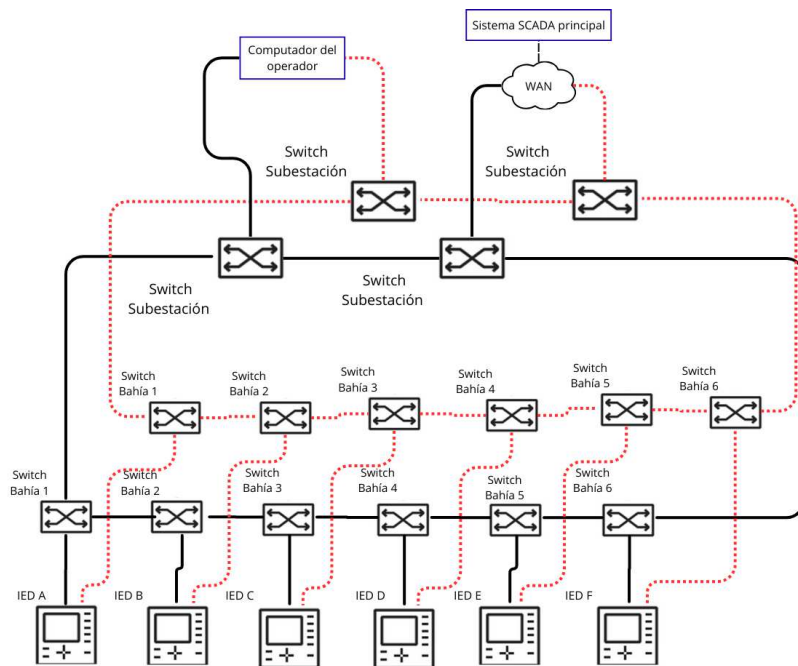


Figura 16. Redundancia paralela en un sistema de doble anillo

e. Redundancia simple en anillo con un número reducido de switches en el nivel estación con conexiones cruzadas

Este tipo de redundancia no requiere de otros equipos o dispositivos externos a parte de los ya instalados. Se redunda en el canal de comunicación, que contiene dos switches de conexión, que redunda tanto en la conexión con la computadora del operador y con el Gateway [54].

Con la Figura 17 se observa que cada switch perteneciente a una bahía recopila información de su bahía y de la contigua, asegurando el flujo de información ante contingencias N-1 en el sistema de comunicación.

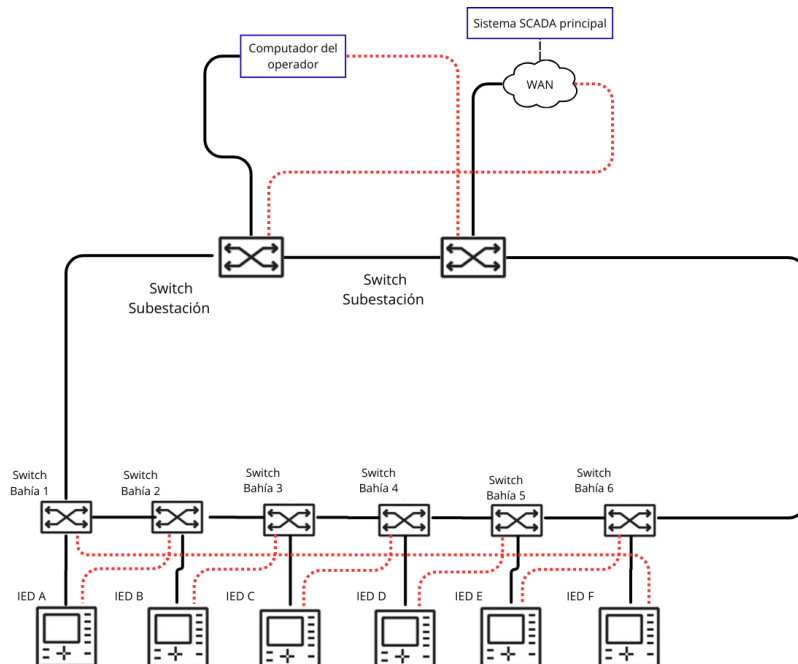


Figura 17. Sistema con redundancia simple en anillo con reducción en el nivel estación
f. Redundancia paralela en doble anillo con un número reducido de switches en el nivel de estación

Este tipo de redundancia se basa en la optimización de recursos en relación con los switches tanto de bahías como de estación. Suele usarse un switch para comunicar a dos bahías, con ello se evita el uso individual para cada elemento mejorando la eficiencia, pero reduciendo la fiabilidad del sistema de comunicaciones, sin ser crítico. Es un sistema muy usado por sus ventajas de canales de comunicación y redundancia [54].

Como se observa en la Figura 18 la cantidad de switches es menor al mostrado en la Figura 16. Cada IED cuenta con dos canales de comunicación, pero se diferencia al tener dos anillos con sus respectivos dispositivos, cuenta con un canal de comunicación con los demás elementos que no pertenecen a su anillo. Todo el sistema se encuentra en funcionamiento a diferencia de otras arquitecturas que tiene el canal de respaldo.

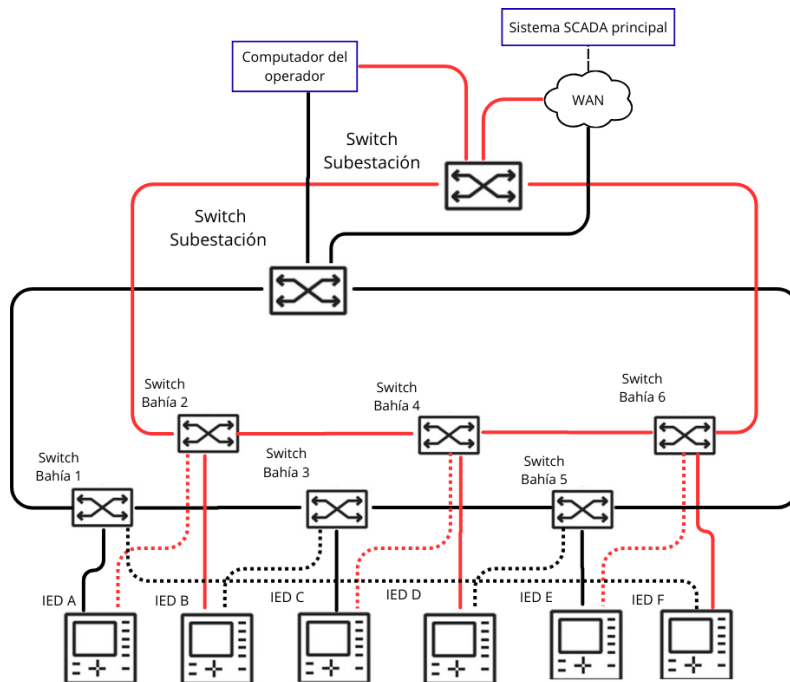


Figura 18. Redundancia paralela en doble anillo con un número reducido de switches

1.3.10. Tipos de arquitecturas de la red de comunicación para varias subestaciones

La topología de las subestaciones depende directamente del tipo de red a la que se va a comunicar, el sistema de comunicación responde a la conexión diseñada, para evitar generar nueva infraestructura que conecte subestaciones que anteriormente no tenían un enlace directo. Las arquitecturas más usadas son las siguientes:

a. Topología en cascada

La topología en cascada se establece a partir de una conexión en serie entre los concentradores de datos hasta llegar a la computadora central, este tipo de sistemas no es implementado en subestaciones debido a la falta de fiabilidad que puede presentar debido a que ante una falla todo lo que se encuentra aguas abajo del elemento en falla no podrá comunicarse con la estación central. Este sistema dentro de una red de distribución u otro tipo de red eléctrica provocaría índices de confiabilidad bajos. Además, su velocidad de llegada o tiempo de retardo a la computadora central, también llamada latencia, será muy alto debido a la cantidad de recorrido ocasionado por el tamaño de la red [55]. En la Figura 19 se muestra el sistema en cascada.

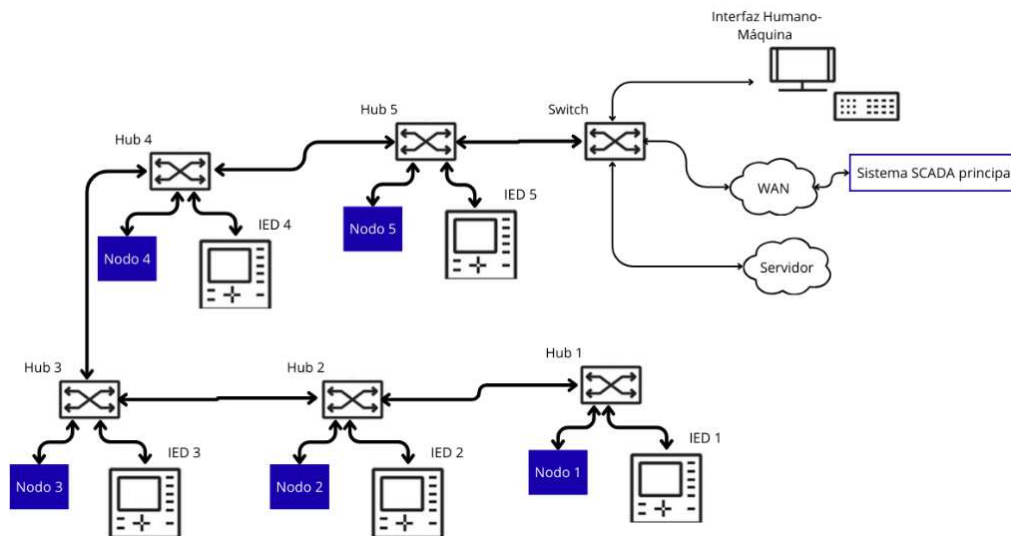


Figura 19. Topología tipo cascada en un sistema centralizado

b. Topología en estrella

El sistema en estrella se basa en la comunicación directa entre cada subestación con la computadora central a través de una red. Este tipo de topología permite la conexión rápida sin latencia ocasionada por puntos intermedios de conexión. Además, el sistema en estrella permite la comunicación entre la subestación y computadora central sin interferencia externa provocada por otras subestaciones como es el caso de la topología en cascada. Una de sus desventajas es la cantidad de canales de comunicación necesarios para cada elemento de la red, teniendo puntos intermedios o nodos de transferencia que recopilan información de los IED hacia la computadora central. Su precio es relativamente reducido ante otros tipos de topologías, pero su fiabilidad dependerá de nodos intermedios de la red que pueden ser puntos de falla [55].

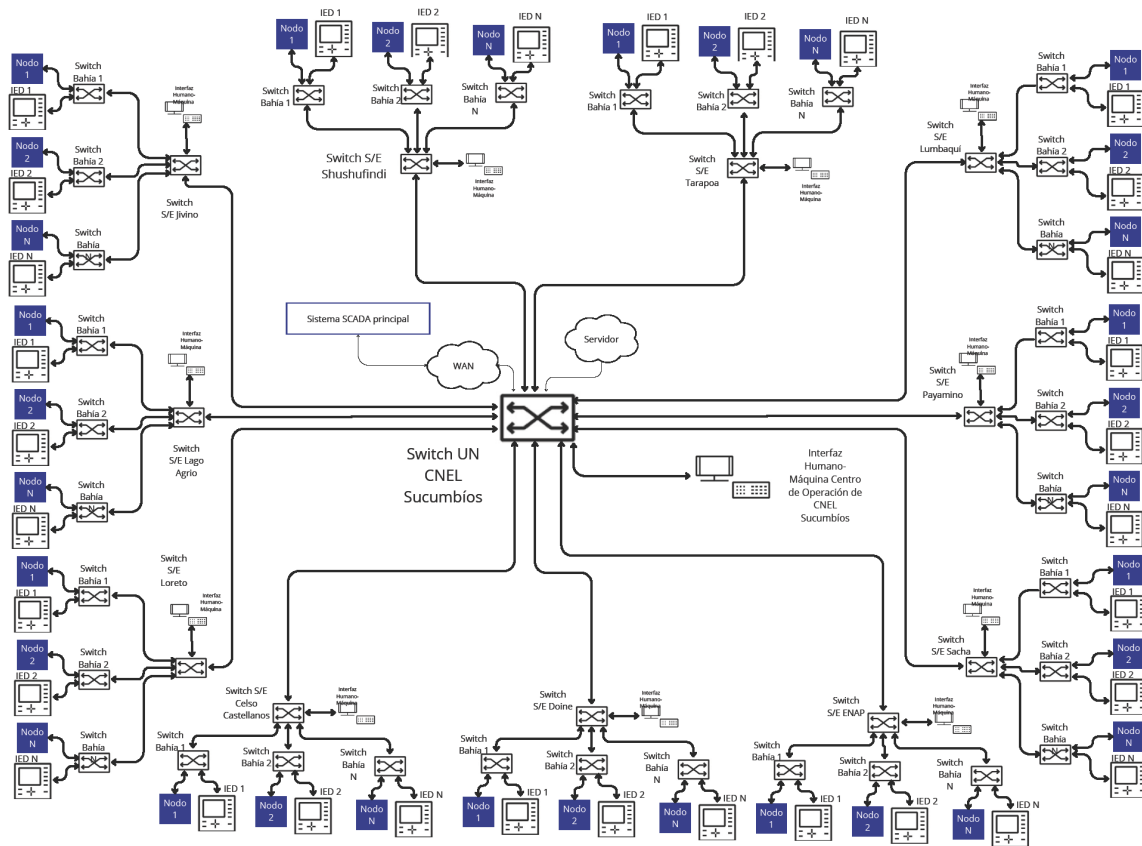


Figura 20. Topología en estrella de comunicación entre subestaciones de CNEL Sucumbíos (propuesto)

c. Topología en anillo

Este tipo de topología es similar a la topología en cascada, pero su característica diferenciadora es que cierra la comunicación de regreso a la computadora central, puede usarse en un sistema de subestaciones para comunicación entre las mismas cuando la propia red funciona en tipo anillo. Permite la comunicación, pero requiere un switch gestionado por microprocesadores que permitan un protocolo habilitado para un árbol de expansión evitando la redundancia de información mientras el anillo se encuentra en correctas condiciones, cumple con las condiciones N-1 pero su costo es algo mayor a la topología en cascada o estrella, pero aumenta la fiabilidad del sistema de comunicación [55]. En la Figura 21 se muestra la topología en anillo propuesto para el sistema de comunicación en CNEL Sucumbíos.

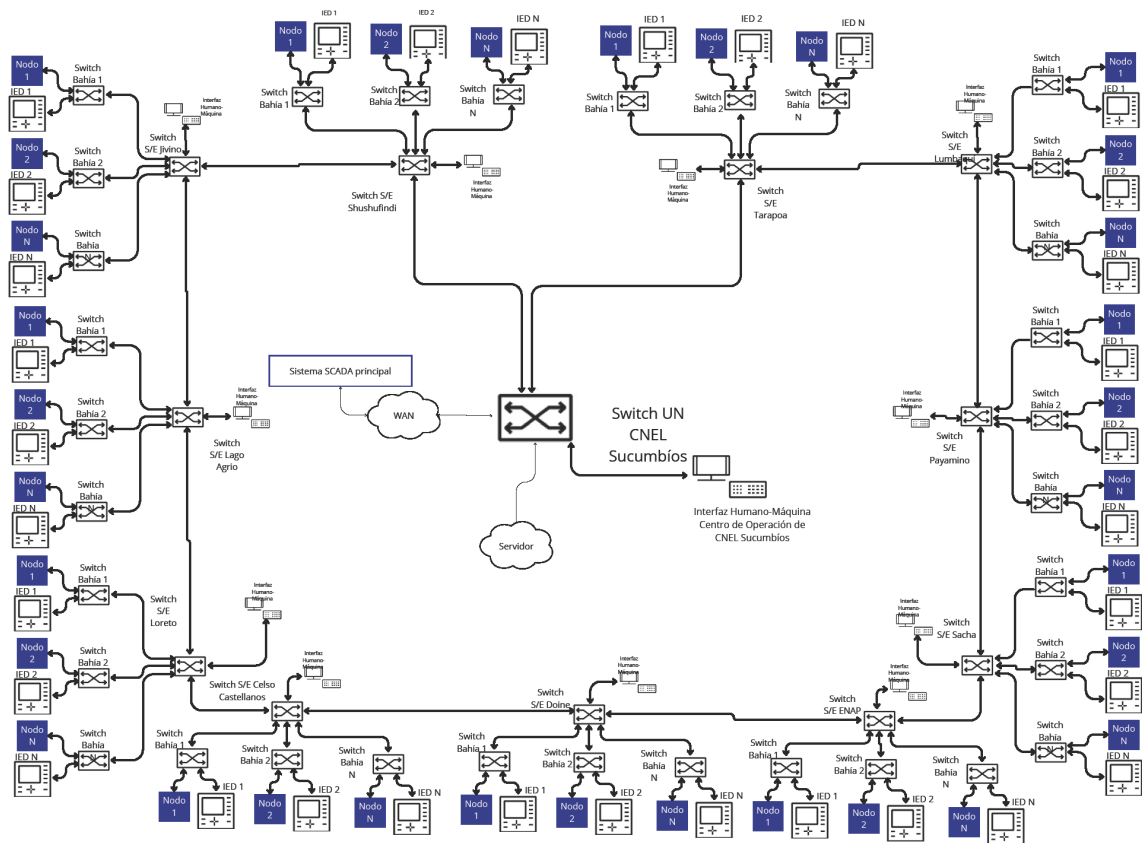


Figura 21. Topología en anillo de las subestaciones de CNEL Sucumbíos (propuesto)

d. Topología en anillo con redundancia

En este tipo de topología se basa en unir dos sistemas en anillo, con ello se crea una red con redundancia que permite contener información por medio de ambos anillos, en caso de alguna contingencia N-1 la red continuará su funcionamiento normal. Tiene una similitud al sistema en anillo redundante dentro de la subestación, sólo que en este caso la redundancia se da con 4 switches como se muestra en la Figura 22. Al igual que en la topología en anillo, se requiere un canal de comunicación que evite la redundancia de información ocasionada por el sistema en anillo. No mejora de manera significativa la latencia de la información, a diferencia de su costo el cual se eleva en una cantidad considerable en relación a las demás topologías [55].

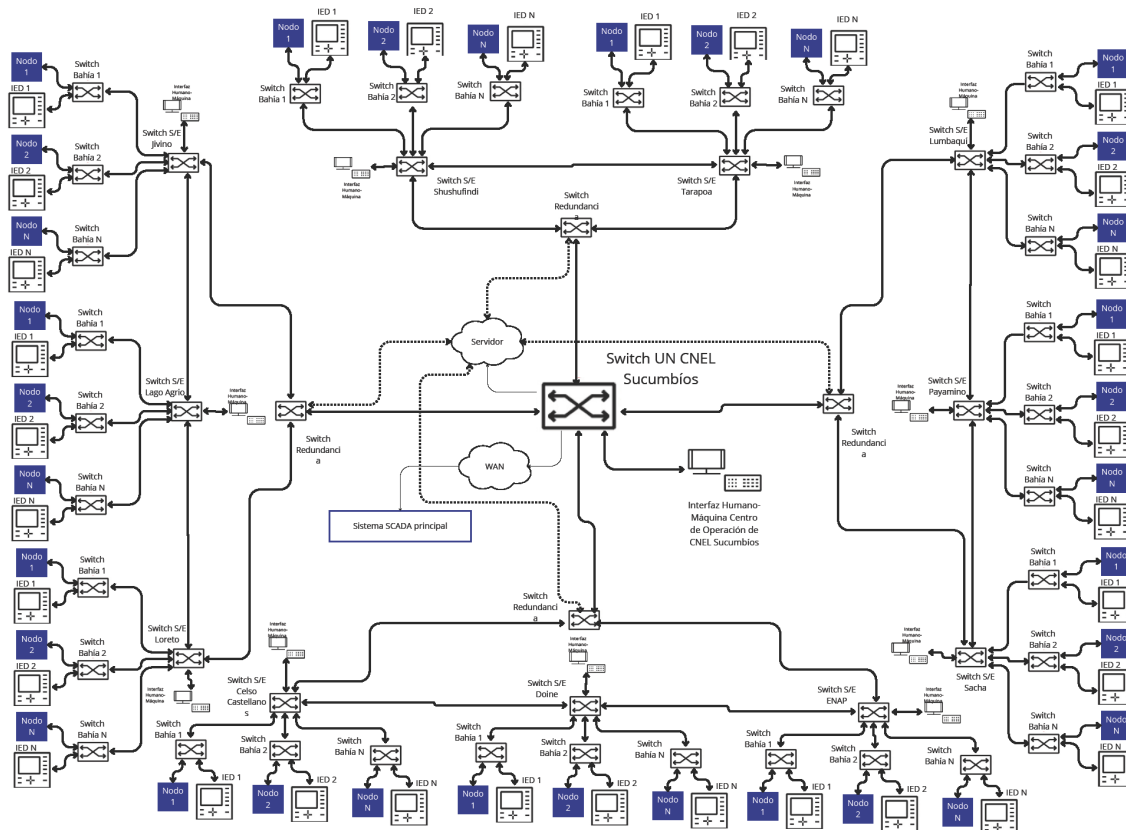


Figura 22. Topología en anillo con redundancia entre subestaciones de CNEL Sucumbíos (propuesto)

e. Topología estrella-anillo

El sistema se basa en un nivel estrella a nivel bahía o dentro de las subestaciones, cada subestación se conectará a una red en anillo para la comunicación. Este sistema busca la redundancia en base a un sistema híbrido. Todos los switches estarán conectados entre sí, una de sus principales desventajas es el límite de información y conexión entre los switches o recolectores de información, busca aprovechar la simplicidad de un sistema en estrella y la fiabilidad de un sistema en anillo, gracias a este tipo de topología la latencia se ve reducida significativamente a diferencia de otras tipologías. Otra desventaja es la complejidad del sistema, debido a que el sistema en anillo al nivel de subestaciones debe abarcar todos los switches que puede contener una subestación. Además, en el ejemplo mostrado en la Figura 23, se requiere 4 switches para la comunicación, un switch global de la subestación o bahía y otro de redundancia, todos a su vez conectados entre sí, y también incorporando un switch central para mantener un canal de comunicación sin redundancia de información [55].

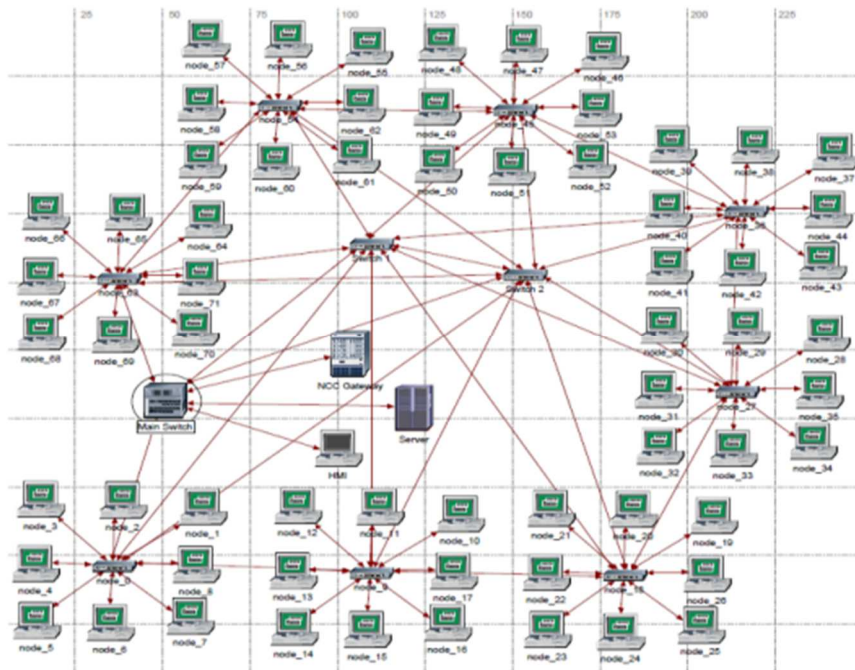


Figura 23. Topología estrella-anillo intra e inter-subestación [55]

f. Topología híbrida

Este tipo de topología basa su funcionamiento en un sistema en estrella dentro de la subestación conectado a un switch de bahía o subestación, utiliza un sistema en anillo entre los switches de todas las bahías o subestaciones. Finalmente, en un sistema estrella se conectan los switches a un switch central. Esta red tiene una latencia similar al de la topología estrella-anillo, pero su ventaja es la simplicidad en las conexiones a diferencia del sistema estrella-anillo el cual requiere conexiones en anillo entre todos los switches lo que provoca un recorrido mucho mayor de la información. Este tipo de topología es compatible con los estándares de la IEC61850 y se puede considerar la mejor arquitectura para un sistema centralizado. Su principal desventaja es la capacidad del sistema de tener a las subestaciones comunicadas entre sí, es decir, la infraestructura debe permitir la comunicación en caso de existir un puente entre las subestaciones, aumentando el costo de su uso, aunque menor a la topología anterior [55]. En la Figura 24 se muestra la topología híbrida que puede incorporarse en CNEL Sucumbíos.

CAPÍTULO 2: DISEÑO DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y REGISTRO BASADO EN REGISTRADORES AUTOMÁTICOS DE PERTURBACIONES

2.1. HARDWARE Y SOFTWARE DE LOS RAPS

La mayoría de los registradores de perturbaciones cuentan con funciones comunes por la propia naturaleza del dispositivo, pero existen funciones específicas que cada fabricante incorpora para el cliente. Entre las funciones se pueden mencionar:

- Monitoreo y registro de fallas

Estas funciones son básicas para un RAP debido a su naturaleza de registro de datos. En el SEL 651R, su función principal es de relé de protección con funciones de registro de eventos, con el registro de eventos junto con el registro secuencia el análisis post-falla es de mayor detalle. Una función vital es el registro de eventos y las oscilografías, el RAP debe tener esta función definida para un cierto número de reportes definidos por el fabricante, esto implica una función sumamente importante para elección del RAP mientras mayor sea la cantidad de eventos y periodo de tiempo registrado el costo aumentar, por ello es importante conocer el área donde se instalará el dispositivo. El evento debe estar acompañado de datos como es el caso del relé/terminal aislado, tiempo del evento, tipo de evento, localización de la falla, disparo del reconectador, entre otros parámetros importantes que aportan información necesaria al análisis [17]. Una característica extra que aporta a la función de monitoreo es el monitoreo del desgaste de los contactos de interruptores presentes en el SEL 451-6 [18].

El TESLA 4000 es otro dispositivo de registro de eventos usado tanto en transmisión, subtransmisión y distribución dentro de las subestaciones eléctricas, con características centradas en el registro de eventos. A diferencia de los anteriores modelos que contaban con un registro y monitoreo agregado, su función principal pasaba como relé de protección, en cambio, el TESLA 4000 es un dispositivo dedicado al registro de eventos del sistema. Una característica que aporta a la función de monitoreo del TESLA 4000 es la capacidad de monitoreo de área amplia, gracias a la capacidad de transmitir sincronofasores. La función de registro de eventos y fallas está sostenida en las características del registrador de fallas digitales, oscilación dinámica, secuencia de eventos, calidad de potencia, tendencias de larga duración y disturbios continuos. Una de las funciones propias de este registrador dedicado es el uso de seguridad cibernética,

estableciendo carpetas específicas según los roles asignados, con características de alerta de cambio de contraseñas con cierta frecuencia [28].

El IED Reyrolle 7RS10 cuenta con la capacidad de monitoreo de la red o de sí mismo, esta capacidad de monitoreo es posible gracias a las entradas analógicas con las que cuenta, puede presentar a través de su pantalla corrientes de falla a tierra, dirección de la falla, voltajes de línea, potencia activa/reactiva, frecuencia, entre otros parámetros importantes. La adquisición de datos es provista por una capacidad de almacenar 1000 eventos con una resolución de 1 ms. El registro de fallas y ondas es una característica propia de este dispositivo, pero al no ser dedicado a este rol, no cuenta con mucha memoria estándar por lo que su grabación está limitada a cierta cantidad de eventos con un grado de resolución aceptable para el análisis pos-falla [19].

- Funciones de protección

Dependiente del fabricante, las funciones de protección cumplen un rol secundario (solo contiene una característica temporizada), pero dependiente de los requerimientos del usuario puede usarse como protección principal (en caso de tener una característica de sobrecorriente instantánea). Para evitar falsas activaciones y con ello apertura de disyuntores el SEL 651R cuenta con una lógica de sobrecarga cuando se encuentra sobre ciertas condiciones de operación, el SEL 651R cuenta con zonas predefinidas para evitar la operación de los dispositivos de maniobra ante ciertas anomalías en su operación normal. Otra característica propia de este relé es el uso de elementos direcciones de fase como de tierra para obtener salidas fiables de fallas trifásicas, cierres y otro tipo de maniobras que pueden ejecutarse. Usa elementos direccionales de secuencia positiva y negativa, para evitar la pérdida de voltaje para los elementos direccionales, se desactiva la función y requiere únicamente un ajuste global. La localización de fallas es otra función importante para estimar la ubicación de la falla y registrarla en la memoria para su posterior análisis, sin necesidad de elementos de medición extra ni canales de comunicación. Para finalizar la función de protección del SEL 651R, cuenta con 4 recierres automáticos, con la ayuda del tiempo de reenganche automático [17]. El SEL 451-6 cuenta con funciones similares al SEL651R, incrementando la protección de sobrecorriente de neutro [18]. Como se mencionó, estas características son propias de ciertos RAPs como es el caso de SEL y su línea centrada en redes de distribución, estas funciones son diferenciales para la elección de estos elementos cuando se protege una red de distribución evitando otros elementos de protección de respaldo.

En el caso del Reyrolle 7SR10, es un IED encargado de la protección de sobrecorriente para alimentadores en subestaciones de distribución, cuenta con las características de protección contra sobrecorrientes, fallas a tierra y direccional. Cuenta también con la característica de protección de frecuencia. Este IED es ampliamente utilizado en la industria y distribución debido a sus apartados de protección [19].

- **Comunicación**

La función de comunicación se vuelve una característica y función importante para los dispositivos electrónicos inteligentes en especial cuando contienen un sistema registrador de eventos. Este sistema de comunicación se centra en la interoperabilidad con otros dispositivos, en función de la jerarquía en la que se encuentre el elemento. La comunicación se basa en la IEC 61850 (GOOSE/MMS), Telnet, Modbus TCP, Modbus RTU, Simple Network Time Protocol (SNTP), entre otros, pero dependerán de los diferentes IEDs y en algunos casos no comparten los mismos protocolos.

En la Tabla 7 se resume las funciones de los registradores de eventos y relés de protección con funciones de registro:

Tabla 7. Funciones de los registradores de eventos comerciales

Función	Reyrolle 7ST10	SEL 451-6	TESLA 4000	SIPROTEC 7KE85
Protección en nomenclatura ANSI (más usadas)	<ul style="list-style-type: none"> • 27 • 32 /32G • 37 SEF • 47 (NPS \pm) • 50/50 BF • 51/51N/51G • 55 • 59 • 67G/67N/67SE F • 81 (O, U) 	<ul style="list-style-type: none"> • 25 • 27 • 32 • 50/50 BF • 51 • 52 PB • 59 • 67 • 79 • 81 (O, U) 	Es un equipo dedicado al registro de eventos por lo que su potencial se encuentra tanto en monitoreo, registro y comunicación.	Es un equipo dedicado al registro de eventos por lo que su potencial se encuentra tanto en monitoreo, registro y comunicación.

Configuración	Utiliza el software Reydisp Manager el cual realiza las funciones de configuración tanto de protecciones como obtención de datos de manera local [29].	Usa el software acSELerator que puede tener una versión sin licencia con limitaciones, permite la configuración del IED en función de las protecciones y registro de datos [30].	Para la configuración de datos y canales requiere el uso del TESLA CONTROL PANEL (no requiere licencia) [31].	Para la configuración de datos y canales a usar se requiere del software DIGSI 5 (requiere licencia) [29].
Recopilación de datos	No requiere recopilar los datos debido a que solo monitorea de manera local.	No requiere recopilar los datos debido a que solo monitorea de manera local.	El TESLA 4000 realiza su recopilación y tratamiento de datos a través del TESLA CONTROL PANEL	La recopilación de datos global requiere la ayuda del SICAM PQS, encargado de obtener los datos provenientes de los IEDs para su tratamiento antes de la visualización (requiere licencia) [32].
Visualización y análisis de datos	Para la visualización de oscilografías se usa el Sigrph el cual no requiere licencia, con ello se obtiene datos visuales de los eventos. Para el análisis de datos como es de manera local su análisis solo se requiere el uso del DIGSI 5 [33].	Para la visualización de oscilografías se puede usar el mismo software acSELerator el cual permite tomar los datos del COMTRADE para obtener la visualización, el ser un registro local no necesita un software de recopilación y análisis [30].	Para la visualización se realiza a través del RecordBase Central Station el cual recopila la información proveniente de los diferentes IEDs (uso con o sin licencia). Para la visualización se puede usar el RecordGraph con el que se puede visualizar el evento	Finalmente, para la visualización de las oscilografías y análisis de datos obtenidos en el proceso anterior, se utiliza el software SICAM ANALYZER el cual toma los datos tratados de SICAM PQS y los presenta gráficamente, este software requiere licencia [35].

			a partir de los datos recopilados [34].	
Comunicación	Cumple con los protocolos IEC 60870-5-103/104, Modbus RTU, PROFIBUS DP y DNP3.0 [19].	Utiliza los protocolos de comunicación DNP3 con entradas serial y sobre TCP/IP, cumple con la IEC 61850, Modbus, IEC 60870-5-103/104, Telnet, SNMP/NTP [36].	Utiliza los protocolos de comunicación DNP3 (Serial y TCP/IP), Modbus (RTU y TCP), IEC 61850 (GOOSE y MMS), IEC 60870-5-101/104, FTP/SFTP/FTPS y HTTP/HTTPS/Web Server [14].	Los protocolos de comunicación es el IEC 61850 (GOOSE y MMS), DNP3 (serial y RCP/IP), IEC 60870-5-103/104, Modbus RTU/TCP, PROFIBUS DP, HTTP/HTTPS y el FTP/SFTP [15].

Los registradores de eventos dedicados como es el caso del TESLA 4000 y el SIPROTEC 7KE85 presentan importantes funciones, que los diferencian de los relés de protección con registro (registradores no dedicados) como es el caso del Reyrolle 7ST10, SEL 451-6 y SEL 651R que son usados para un registro local del elemento al que proporcionan protección, pero no cuentan con una base de recopilación de datos avanzada al registrar datos propios del elemento de protección. Se realiza una comparación detallada de los registradores dedicados tomando en consideración los softwares necesarios para su configuración, obtención de datos, análisis de datos y visualización en la Tabla 8 y Tabla 9.

Tabla 8. Características de los softwares del TESLA 4000

Software	Característica
TESLA CONTROL PANEL	Una de sus principales características es que se trata de un software de acceso libre, no requiere licencia. Su organización se basa en un esquema de árbol donde presenta a los diferentes IED que puede gestionar. Permite una configuración de los canales analógicos y digitales, tiempos de grabación, entre otros parámetros propios del RAP. Tiene una capacidad de comunicación y ajuste de hasta 4 dispositivos TESLA 4000 sincronizados para su funcionamiento en conjunto. Los protocolos de comunicación que soporta son el IEC 61850

	(GOOSE de alta velocidad), DNP3 serial/ethernet Modbus RTU/TCP, soporte de IP fija o DCHP. Permite la comunicación segura a través de la normativa IEC 62351 que sustenta a la IEC 61850 [31].
RecordGraph	Se trata de una herramienta de análisis avanzado para la visualización de eventos grabados y recopilados por el IED o el registrador de eventos, debe abrir el archivo en formato COMTRADE que cumpla con la normativa IEEE C37.111, permite la visualización de canales digitales y analógicos en la misma pantalla. Permite el uso de cursores para determinar la diferencia temporal entre fallas y magnitudes de señales. Una característica importante es la superposición de múltiples registros que le permite analizar los datos provenientes de dos fuentes que visualizaron la falla. Toma todos los datos obtenidos por el IED o por el registrador de eventos de manera completa como es el caso de la fecha, hora, que dispositivo realizó el registro y el disparo. Al igual que el TESLA CONTROL PANEL es un software de acceso libre [34].
RecordBase CENTRAL STATION	Se trata de un software encargado de centralizar todos los datos provenientes del registrador de eventos. Ya sea cuando estén trabajando en conjunto o individualmente. Esta organizado a través del dispositivo, fecha, hora y el tipo de evento suscitado. Utiliza los mismos protocolos de comunicación que en casos anteriores, pero en este caso se diferencia por la operación modo cliente-servidor para descargar de forma automática los registros de diferentes dispositivos. Este software tiene la capacidad de usar a otros softwares como es el caso del RecordGraph y el TESLA Control Panel, se puede visualizar de manera remota a los softwares a través del Central Station [37]. Da la prioridad a usuarios por medio de la jerarquización para proteger la información recopilada por el software, está soportado por protocolos de ciberseguridad como es el caso de la NERC CIP y la IEC 62351. El registro de tendencia está dado

	<p>por el formato TESLA usado para análisis de calidad de energía eléctrica. Tiene APIs y conectadores para SCADA/EMS/DMS [37].</p> <p>Una de sus desventajas es la necesidad de contar con licencia para su uso. Permite controlar hasta 250 IEDs conectados al sistema.</p>
--	---

Para el caso del SIRPOTEC 7KE85 las características de los softwares se presenta en la Tabla 9.

Tabla 9. Características de los softwares del SIPROTEC 7KE85

Software	Característica
DIGSI 5	<p>Su edición gráfica es útil cuando se requiere modelar subestaciones y asignar funciones de protección, existe la programación funcional para crear bloques de lógica dentro de la automatización, puede gestionar la IEC 61850 (depende de la licencia) y produce pruebas sin necesidad de tener una conexión con el dispositivo externo, además, tiene la función de la puesta en marcha para pruebas. Una de sus características más importantes es que es de código libre, abierto para terceros [33].</p> <p>Tiene tres tipos de licencias de pago con diferencias notables [38]:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Compact: admite hasta 8 IEDs, no maneja la IEC 61850, tiene el módulo básico de pruebas y para el análisis usa el visor COMTRADE • Estándar: IEDs ilimitados, uso básico de la IEC 61850, tiene el módulo de pruebas completo y usa el visor COMTRADE • Premium: IEDs ilimitados, uso avanzado de la IEC 61850, tiene el módulo de pruebas de secuencia y test en relé y usa el SIGRA para visualización
SICAM PAS	<p>Se trata de un software de código abierto modulable centrado en subestaciones, tiene comunicación permanente entre el nivel alto de control (usando la IEC 61850 Server, IEC 608750-5-</p>

	<p>101/104 esclavo, entre otros), y los niveles de bahía y subestaciones (IEC 61850 Client, IEC 60875-101/103/104 maestro, entre otros). Uno de sus atributos es la capacidad de soportar la redundancia de otros servidores, y puede integrarse con SCADA. Tiene la característica de contar con los protocolos SNMPv2/v3 para una Gestión de Red simplificada. Capacidad de doble conexión para comunicación, mejorando la disponibilidad de datos para su tratamiento [39].</p> <p>Maneja las siguientes licencias [40]:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Basic Full Server: 1000 puntos de datos, no incluye IEC 61850 de manera nativa, lógica básica interna y soporta la comunicación IEC 60870, Modbus y DNP3. Puede soportar hasta 4 IEDs. • Standard Full Server: puede soportar varios miles de puntos de datos, configuración básica de la IEC 61850, lógica interna avanzada y redundancia de servidor opcional. Puede soportar hasta 15 IEDs. • Full Server: soporte de miles de puntos de datos, soporte de IEDs ilimitada, lógica interna avanzada, redundancia de servidor incluida, compatible para análisis de disturbios y fallas. Puede soportar hasta 150 IEDs sin módulos adicionales.
SICAM PQS	<p>Se trata de un sistema modular encargado de la recopilación de información sobre calidad de energía, visualización de eventos de calidad de energía y permite generar reportes basándose en la normativa IEC610000-4. Tiene la capacidad de funcionar como un servidor central, un recopilador de registros y para análisis. Puede almacenar eventos transitorios hasta oscilaciones de voltajes. Exporta los registros de datos en formato COMTRADE, PQDIF y CVS. Puede contar con diferentes usuarios como es el caso de administrador, ingeniero de sistemas (acceso total), ingeniero de datos, operador de</p>

		<p>conmutador, invitado con derecho de lectura, entre otros. Eso permite mantener una seguridad de datos en función de la jerarquía de los usuarios [32].</p> <p>Las licencias en función de las características de SICAM PQS se basan en la capacidad de gestión de los IED se detallan ciertas licencias como es el caso de Runtime Small, Runtime Medium, Runtime Large, Runtime XL, UI configuration y Runtime Compact [32]. Cada licencia tiene sus diferentes elementos diferenciadores, pero en general cuenta con la capacidad de gestionar cierta cantidad de IEDs:</p> <ul style="list-style-type: none"> • SICAM PQS hasta 4 IEDs (Runtime Small) • SICAM PQS hasta 15 IEDs (Runtime Medium y Runtime Compact) • SICAM PQS hasta 180 IEDs (Runtime Large) • SICAM PQS para más de 180 IEDs (Runtime Large y Réunteme XL) <p>Una de sus funcionalidades es la capacidad de configurar la estructura de varios parámetros como lo es la configuración, mapeo, topología, plantillas, informes y códigos de red [32].</p>
SICAM ANALYZER	PQ	<p>El software es el encargado de recopilar la información proveniente de los anteriores softwares para su tratamiento final. Obtiene la base necesaria para constituir y evaluar la calidad de energía eléctrica de la red. Sus funciones están detalladas en función de la licencia y de las características deseadas, por ello se debe tomar en consideración que es modulable, lo cual permite adicionar funciones a varios paquetes para obtener un funcionamiento o rendimiento mayor. Este software permite la lectura de archivos en formato COMTRADE, PQDIF, CSV, PDF, XML, INI, PAS, DAT, DB, SDF, entre otros [32]. La cantidad de IEDs depende del SICAM PAS, cuenta con las siguientes licencias:</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • PQ Professional: una amplia cantidad de clientes puede conectarse a múltiples servidores, tiene una capacidad de cómputo que le permite el análisis en bases de registro históricos. Es usado cuando se requiere control de una cantidad considerable de IED debido a la información que debe manejar. Contiene las funciones de Incident Explorer, PQ Explorer, Report Browser, PQ Discover, PQ Inspector [41]. • PQ Standard: al igual que profesional permite contar con más de 5 clientes, aunque tendrá limitaciones de la red, no incluye el PQ Inspector, a pesar de la cantidad de IED depende de SICAM PAS, tiene la capacidad de gestionar información de miles de IEDs [42]. • PQ Basic: Se trata de una versión limitada cuenta únicamente con la capacidad de soportar hasta 5 clientes, un solo servidor. No contiene las características de Report Browser, PQ Discover ni PQ Inspector. Su manejo viene de la mano con SICAM PAS aunque posee un limitado poder de cómputo para tratar la información de muchos IEDs [43].
--	--

2.1.1. DISPOSITIVOS COMPLEMENTARIOS DE LOS REGISTRADORES SIPROTEC 7KE85 Y TESLA 4000

Un aspecto importante de los registradores es la forma en que obtienen los datos de los elementos que están supervisando. Las señales tanto de voltaje como de corriente deben ser tratadas para que los registradores puedan analizarlas, no es factible usar las señales de corriente y voltaje en sus valores secundarios de los transformadores de medición, por ello se transforma a señales de voltaje en el rango de los milivoltios.

Una parte importante es la adquisición de datos provenientes de señales de corriente, se analiza este tipo de datos por la conexión en serie que debe tener el instrumento para su medición. Para solventar esta necesidad se usa el efecto Hall, que utiliza las características del campo magnético producido por el paso de corriente eléctrica a través de un conductor, produciendo un voltaje ocasionado por la Ley de Lorentz. Otro tipo de medición es a través de transformadores de corriente, el cual usa la corriente inducida en

el secundario es proporcional a la corriente que circula por el devanado o conductor primario [44].

Estos dos métodos son los más usados, pero se diferencian por la cantidad de espacio necesario para su instalación, el método por sensores que usan el efecto Hall, no requiere un espacio grande, únicamente necesita acceso al conductor en el que pasa la corriente, además, por el propio efecto Hall los voltajes se encuentran en el rango de los milivoltios [45]. En cambio, con el transformador de corriente, se requiere un espacio mayor debido a la cantidad de corriente que debe circular en el secundario del transformador, mientras mayor sea la corriente el calibre del devanado será mayor, aumentado el espacio de instalación. A continuación, se detalla las ventajas y desventajas de los dos métodos de medición en la Tabla 10:

Tabla 10. Ventajas y desventajas de los métodos de adquisición de datos [45]

Tipo	Ventaja	Desventaja	Costo
Transformador de corriente	Excelente precisión y confiabilidad alta	El peso, el ancho de banda y el tamaño son factores por tomar en cuenta	Moderado
Efecto Hall de bucle abierto	Diseño simple y eficaz	Pueden ser afectados por señales externas	Moderado
Efecto Hall de circuito cerrado	Mayor precisión	Diseños complejos para adquisición de datos	Alto

Un aspecto importante es diferenciar el tipo de entrada de señales y qué tipo de señales admiten entre los dispositivos TESLA 4000 y SIPROTEC 7KE85. El primero requiere señales de voltaje en el orden de $\pm 2V_{\text{máx}}$, motivo por el que se necesita un dispositivo que trate los datos como es el caso de módulos de corriente propios de ERL que toma las señales de corriente provenientes de los transformadores de voltaje y/o corriente y los convierte a señales de voltaje en niveles de milivoltios. Otra posibilidad es el uso de dispositivos de terceros que usan el efecto Hall que proporcionan señales de voltaje y se pueden conectar directamente en las entradas analógicas del TESLA [46], [47].

El SIPROTEC 7KE85 toma señales de voltaje y corriente provenientes de los TC y TP de los elementos a supervisar, a pesar de que en teoría es una mejor opción debido al tratamiento interno que se da en el dispositivo, en la práctica los sistemas de adquisición de datos y tableros de control suelen estar diseñados para cierta cantidad de componentes, al intentar agregar un nuevo elemento o realizar un cableado extra puede provocar una reestructuración del diseño original aumentando los costos. Los módulos tanto de voltaje como de corriente deben ser añadidos en el 7KE85 aumentando el tamaño de instalación del dispositivo en función de la cantidad de módulos, por lo que su uso en sistemas ya en operación es limitado al espacio disponible [14]. A continuación, se presentan las dimensiones propias de cada módulo tanto de corriente como de voltaje:

Tabla 11. Dimensiones de los módulos de voltaje y de corriente [14], [46], [47]

Módulo	Dimensiones	Cantidad de entradas
Módulo de corriente 114153 (ERL)	152.6x137.2x80.88 mm	4 entradas de corriente y 4 salidas
Módulo de voltaje 114154 (ERL)	152.6x137.2x80.8 mm	4 entradas de voltaje y 4 salidas
Módulos de terceros (SCT-013-000)	36x57x21 mm	1 salida (no invasivo)
Módulo IO201 (Siemens)	75x268x229 mm	4 entradas de corriente y 4 de salidas binarias
Módulo IO202 (Siemens)		4 entradas de corriente, 4 entradas de voltaje y 8 salidas binarias
Módulo IO203 (Siemens)		8 entradas de corriente y 4 salidas binarias

Existen también los módulos Tesla Digital Module y el DC Input Module 401017, los cuáles son usados cuando se necesita tratar señales provenientes de generadores, transformadores, o fuentes de voltaje continuo, pero en el caso de CNEL Sucumbíos no existe una generación propia, la generación existente pertenece a terceros por lo que no se puede controlar las magnitudes eléctricas y, las señales de transformadores se obtienen con señales provenientes de los TCs. En el presente documento se coloca dichos módulos

en su dimensionamiento, para remarcar un correcto dimensionamiento en función de las necesidades de las subestaciones.

Los módulos de voltaje y corriente de ERL permiten una conexión directa, parte desde los transformadores de corriente o voltaje y se dirigen en conductores hasta el módulo, este procesa la señal y la transforma en señales de voltaje en el rango de los milivoltios, posterior al módulo se dirige hacia el TESLA 4000 con un conductor de menor calibre al no circular una corriente alta, sólo se requiere el uso de módulos que pueden colocarse en una bornera diferente a la que está instalada el TESLA4000. Las entradas y salidas se encuentran en la parte frontal como lo muestra la Figura 25.



Figura 25. Módulo de voltaje 114154 [46]

2.2. INTRODUCCIÓN A LA RED DE CNEL SUCUMBÍOS

La red de CNEL Sucumbíos contiene 3 puntos de conexión con el Sistema Nacional de Transmisión, SNT, alrededor de 189 km distribuidas en 9 líneas de subtransmisión, 12 subestaciones, con un total de 36 alimentadores, un área de concesión de 38.517,82 km², contando con un total de 113.255 clientes (97.804 residenciales, 12.507 comerciales, 437 industriales y 2.507 de otro tipo) [48].

Esta red cuenta con 5 niveles de voltaje tanto para transmisión, subtransmisión, distribución y generación. Estos niveles de voltaje se pueden encontrar tanto en los alimentadores provenientes de la red de transmisión perteneciente a la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC, para los niveles de 138kV, los demás niveles ya componen parte de los elementos pertenecientes a la red de CNEL Sucumbíos, de 69 kV para subtransmisión, 34,5 kV y 13,8 kV para distribución y 4,16 kV para generación. Cabe resaltar que la red cuenta con puntos de conexión de petroleras que contiene su propia generación, destacando la conexión en la subestación Jivino perteneciente a la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC, y la subestación Celso Castellanos.

2.3. ARQUITECTURA DE COMUNICACIÓN PARA LA RED DE CNEL SUCUMBÍOS

Para determinar la topología adecuada para el sistema de comunicación en la red de CNEL Sucumbíos se analiza los aspectos de confiabilidad, costo, latencia y número de dispositivos. Se presenta en la Tabla 12 la comparación de las topologías aplicadas a la red de CNEL Sucumbíos. Una consideración para la latencia únicamente para el canal de comunicación es el dado por el protocolo GOOSE en un tiempo de 10 ms en el tipo B para tiempo de transferencia de estado [56]. No se toma en consideración la tipología estrella-anillo por la complejidad de implementación en un sistema ya en operación, es preferible su análisis en el diseño de un nuevo sistema.

Tabla 12. Comparación entre las distintas topologías aplicadas en la red de CNEL Sucumbíos

Topología	Número de dispositivos/canales de comunicación	Latencia	Costo	Confiabilidad
Cascada	Los necesarios para la recopilación de datos y los solo una subestación requiere comunicación con el centro de operación.	120 ms desde el punto más lejano al centro de operación tomando en cuenta el IED de la última subestación.	Bajo	Baja (no soporta el N-1 al tener conexión serie ni en canales de comunicación)

Estrella	Los necesarios para recopilación, requiere que todas las subestaciones tengan un canal de comunicación con el centro de operación.	30 ms desde el punto más lejano al centro de operación (desde el IED 1 de cualquier S/E hasta el centro de operación en la Figura 20)	Bajo	Moderada (las subestaciones se comunican de manera independiente, no soporta el N-1 en caso del canal de comunicación)
Anillo	Los necesarios para recopilación y comunicación, requiere canales de comunicación entre subestaciones y al menos dos con el centro de operación.	80 ms desde el punto más alejado al centro de operación (desde el IED 1 de la S/E Dorine hasta el switch del centro de operación en la Figura 21)	Bajo/moderado (dependiente de la infraestructura y distancia entre subestaciones)	Alta (soporta el N-1 de los canales de comunicación al contar con dos canales por cada dispositivo, no soporta el N-1 en switches de comunicación)
Anillo con redundancia	Requiere elementos para la redundancia y aumenta los canales de comunicación al necesitar un canal de comunicación extra en la subestación donde se coloque la redundancia.	50 ms desde el IED 1 de la S/E Lago Agrio hasta el switch del centro de operación en la Figura 22.	Moderado (dependiente de la infraestructura y distancia entre subestaciones)	Alta (soporta en N-1 tanto en canales de comunicación como en switches al tener redundancia en anillo en un

				grupo de subestaciones)
Híbrida	No aumenta la cantidad de dispositivos, aumenta la cantidad de canales de comunicación entre subestaciones y con el centro de operación.	30 ms desde cualquier IED hasta el centro de operación en condiciones normales de operación y 80 ms en caso de falla en un canal de comunicación en la Figura 24.	Alto (la cantidad de canales de comunicación aumenta la inversión en función de las distancias entre subestaciones)	Muy alta (la redundancia en estrella y anillo permite tres canales de comunicación para cada switch, cumple el N-1 en canales y dispositivos)

Estos 4 criterios son importantes para la selección de la arquitectura de comunicación entre las subestaciones de CNEL Sucumbíos, la topología en cascada es una opción con una confiabilidad muy baja debido a su conexión en serie teniendo únicamente un canal de comunicación entre todas las subestaciones y el centro de operación. Aunque la topología híbrida ofrece la mayor confiabilidad posible, su implementación es inviable debido a la elevada inversión que demanda la construcción de una nueva infraestructura independiente de la existente. Esto reduce la elección a 3 topologías posibles en estrella, anillo y anillo con redundancia, cabe resaltar que se trata de una implementación a un diseño ya en servicio, se analiza las distancias entre las subestaciones en el sistema actual en la Tabla 13. La S/E Francisco de Orellana, a pesar de pertenecer a CELEC EP, se coloca en la Tabla 13 para dimensionar la distancia entre dicha subestación y las propias de CNEL Sucumbíos.

Tabla 13. Distancia de las líneas de subtransmisión existentes en CNEL Sucumbíos

Subestación origen	Subestación destino	Longitud [km]
Celso Castellanos	Lumbaquí	49.356
Lago Agrio	Celso Castellanos	4.651
Jivino CELEC	Lago Agrio	22.628
Jivino CELEC	Jivino	8.64
Jivino	Shushufindi	20.096
Shushufindi	Dorine	39.322
Dorine	Tarapoa	2.366
Jivino	Sacha	12.213
Sacha	ENAP	13.349
ENAP	Francisco de Orellana	16.194
Francisco de Orellana	Payamino	0.616
Loreto	Francisco de Orellana	55.7

La red de CNEL Sucumbíos tiene una red de subtransmisión tipo radial, se puede hacer una similitud con la topología en cascada de comunicación. Se puede usar la infraestructura ya en operación por medio de la red de subtransmisión presentada en la Tabla 13 para cada tramo de la topología de comunicación.

Análisis para la red en estrella

Para el análisis de la red de CNEL Sucumbíos en topología tipo anillo para la comunicación se considera la longitud de cada subestación con respecto al centro de operación, si existe una red ya en operación, y la longitud estimada. Esta información se presenta en la Tabla 14.

Tabla 14. Distancia entre el centro de operación y las subestaciones en CNEL Sucumbíos

Subestación origen	Subestación destino	Longitud [km]	Vigente
Centro de control	Loreto	130.344	SÍ
Centro de control	Payamino	75.259	SÍ
Centro de control	ENAP	58.45	SÍ
Centro de control	Lago Agrio	1.62	SÍ
Centro de control	Sacha	45.101	SÍ
Centro de control	Jivino	32.888	SÍ

Centro de control	Celso Castellanos	6.271	SÍ
Centro de control	Shushufindi	52.984	SÍ
Centro de control	Dorine	92.306	SÍ
Centro de control	Tarapoa	94.672	SI
Centro de control	Lumbaquí	55.627	SÍ

Análisis para la red en anillo y anillo con redundancia

Una ventaja del sistema de red de subtransmisión de CNEL Sucumbíos al estar en una red radial, puede pasar a una red en anillo al conectar las subestaciones finales de cada ramal. Implica una mayor inversión, una posible solución es comunicar las subestaciones al final de cada ramal más cercanas, S/E Tarapoa, S/E Loreto, S/E Payamino y S/E Lumbaquí junto con el centro de operación. Los posibles enlaces son los presentados en la Tabla 15.

Tabla 15. Distancia entre subestaciones y el centro de operación de la CNEL Sucumbíos

Subestación origen	Subestación destino	Longitud [km]	Vigente
Celso Castellanos	Lumbaquí	49.356	SÍ
Lago Agrio	Celso Castellanos	4.651	SÍ
Jivino CELEC	Lago Agrio	22.628	SÍ
Jivino CELEC	Jivino	8.64	SÍ
Jivino	Shushufindi	20.096	SÍ
Shushufindi	Dorine	39.322	SÍ
Dorine	Tarapoa	2.366	SÍ
Jivino	Sacha	12.213	SÍ
Sacha	ENAP	13.349	SÍ
ENAP	Francisco de Orellana	16.194	SÍ
Francisco de Orellana	Payamino	0.616	SÍ
Loreto	Francisco de Orellana	55.7	SÍ
Loreto	Lumbaquí	187	NO
Payamino	Shushufindi	104	NO
Tarapoa	Lago Agrio	93	NO

A pesar de que la infraestructura de la red puede adaptarse a un sistema en anillo, se debe implementar un sistema entre tres subestaciones y el centro de control. Pero como se refleja en la Tabla 15 se requiere implementar una red de comunicación de al menos 384 km, es inviable esta inversión para implementar únicamente un sistema de comunicaciones, el sistema en anillo a pesar de ser redundante con la información no representa una gran ventaja en una red de comunicación. El tiempo de retardo depende de la cantidad de elementos que conforman el anillo, además, de establecer una comunicación entre las subestaciones adyacentes.

El sistema en cascada de CNEL Sucumbíos permite ser modificado para trabajar en un sistema en estrella, se busca usar la proximidad de subestación para generar un punto de comunicación con la red WAN. El tiempo de retardo no es muy alto ya que se conectan directamente a un punto de comunicación con la red. Un factor importante para la adopción de la red estrella, dejando de lado la red en anillo, es el área de concesión y su relieve, que dificulta implementar nueva infraestructura por recorrer áreas con presencia de vegetación y fauna locales, aumentando los riesgos de fallas.

Con la ayuda de la Tabla 14 y Tabla 15 se puede definir subestaciones que pueden colocarse en cascada por su cercanía, para usar la red de comunicación existente. Se reduce la cantidad de canales de información de las 11 subestaciones actuales a 6 canales de comunicación en estrella con cascada de hasta 3 subestaciones. El primer canal comunica las subestaciones Lumbaquí, Celso Castellanos y Lago Agrio con el Centro de Control; el segundo, a Loreto y Tarapoa; el tercero, a Jivino, Sacha y Shushufindi; el cuarto, a ENAP; el quinto, a Dorine; y, finalmente, el sexto canal enlaza Tarapoa, todo ello por medio de la red WAN de CNEL Sucumbíos. La arquitectura en cascada y estrella se muestra en la Figura 26.

su análisis, el único software que requiere licencia para su operación en el TESLA es el RecordBase Central Station, a diferencia del 7KE85 que requiere múltiples softwares que requieren licencias de pago y ésta a su vez limita a otros softwares. Por ejemplo, si no se adquiere la licencia del SICAM PQS para una cantidad alta de IED esto afectará al SICAM PQ Analyzer, que a pesar de contar con la licencia para una cantidad ilimitada no desarrollará todas sus funciones debido a la restricción puesta por el SICAM PQS. Esto provoca una fortaleza en el TESLA al contar con softwares de acceso libre en su mayoría.

Otro punto para la adopción de un dispositivo es la cantidad de espacio necesario, el TESLA permite la adopción de dispositivos de tercero y propios de ERL para el tratamiento de las señales analógicas, en otras palabras, el tratamiento de señales es externo. En el 7KE85 realiza esta función de manera interna, pero requiere una cantidad de módulos que se añaden al dispositivo. Al realizar la implementación en un sistema diseñado y en operación, es importante evitar realizar cambios al diseño o ser invasivo con el sistema, por ello el TESLA permite una mayor flexibilidad de instalación.

Los beneficios relacionados con el TESLA 4000 son adecuados para su aplicación dentro de un sistema ya en operación, tanto por el software al tener que pagar únicamente por el Central Station, a diferencia del Siprotec 7KE85. El uso del espacio también juega un rol fundamental al optimizar en lo posible el espacio disponible, evitando aumentar gastos de instalaciones al crear nuevos tableros de control, reflejado en la Tabla 11. En consecuencia, gracias a todos estos beneficios sumados a los técnicos descritos en la Tabla 8, donde se resalta que el TESLA 4000 cuenta con una mayor cantidad de funciones que el SIPROTEC 7KE85, se opta por el TESLA 4000 para la instalación del Registro Automático de Perturbaciones en CNEL Sucumbíos.

2.4.2. Disposición y cantidad de módulos requeridos en cada subestación de la CNEL Sucumbíos

Para este apartado, como se mencionó en el punto anterior, la red de CNEL SUCUMBÍOS cuenta con 11 subestaciones. Se detallará cada subestación en su diagrama unifilar con la ubicación óptima del TESLA 4000, tomando en consideración sus entradas analógicas para determinar el modelo a utilizar.

2.4.2.1. S/E Celso Castellanos

La subestación Celso Castellanos de manera resumida cuenta con 2 líneas de subtransmisión, 3 barras (de 69 kV y 13.8 kV para generación y alimentadores primarios)

y 2 transformadores (principal 69/13.8 kV y de servicios auxiliares). Las entradas analógicas están detalladas en la Tabla 16:

Tabla 16. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Celso Castellanos

Elemento	Señales		Módulo	
	Voltaje	Corriente	Módulo V	Módulo I
BAR01	3	0	1	0
BAR02	3	0	1	0
BAR03	0	0	0	0
LIN00	0	3	0	1
LIN01	0	3	0	1
TRA01	0	6	0	2
Laguna1	0	3	0	1
Laguna2	0	3	0	1
Laguna3	0	3	0	1
Laguna4	0	3	0	1
Taux	0	6	0	2
Subtotal	6	30	2	10
Total	36		12	

En base a la información de la Tabla 16, se obtiene la cantidad de entradas que entregarán información al RAP. En función de las 36 señales presentes en la subestación se requiere el uso de un módulo de 36 entradas del TESLA 4000, en la Tabla 17 se presenta la cantidad de módulos y modelos para instalar el RAP. Existe generación peor no es propia de CNEL Sucumbíos, por lo tanto, no es considerada en el dimensionamiento. Para conocer el origen de las señales, se usa el diagrama unifilar de la subestación en la Figura 27.

Tabla 17. Cantidad de modelos y módulos del RAP en la S/E Celso Castellanos

Dispositivo	Cantidad
Registrador Tesla 4000-36-04P-0-0-60-0-0	1
Registrador Tesla 4000-18-04P-0-0-60-0-0	0
Tesla Digital Module	0
Current Module , Model # 114153	10
Voltage Module , Model # 114154	2
DC Input Module , Model # 401017	0

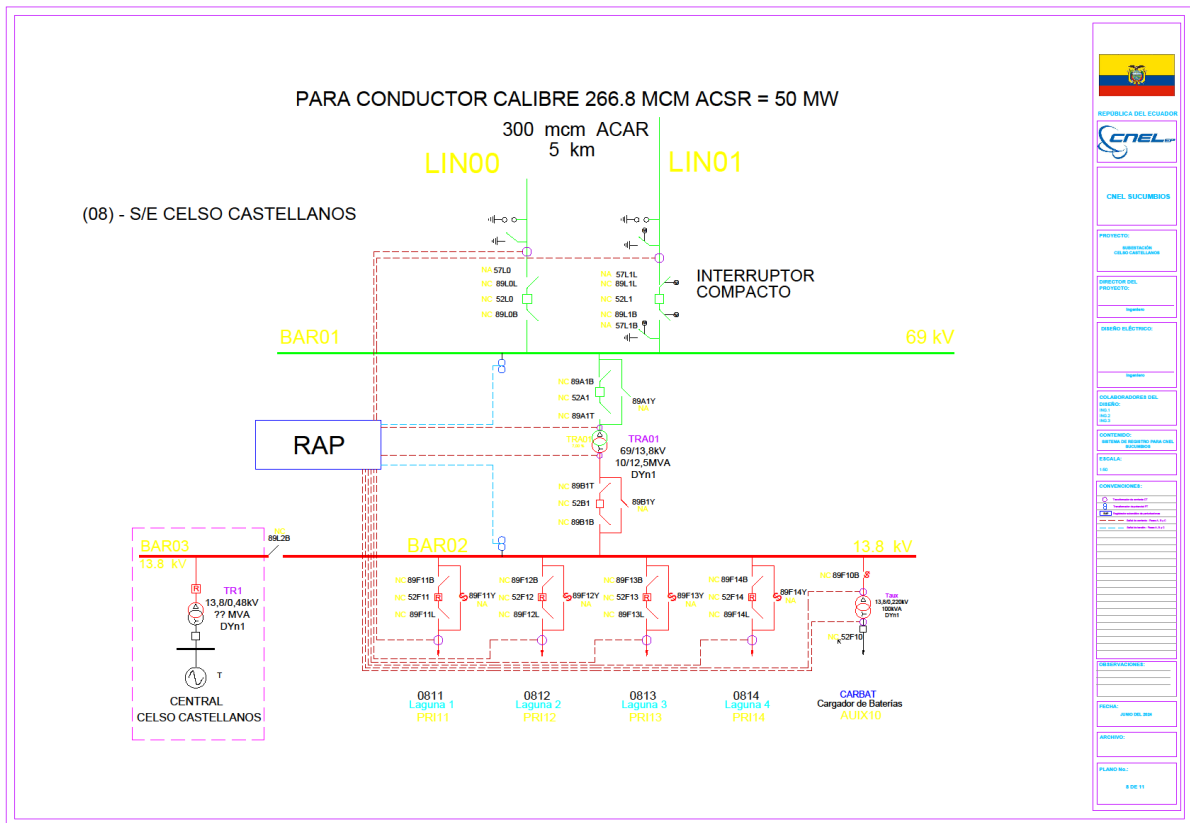


Figura 27. Ubicación del RAP en la S/E Celso Castellanos

2.4.2.2. S/E Dorine

La subestación Dorine contiene 2 barras (de 69kV y 34.5kV), 2 líneas de subtransmisión, 2 transformadores (de 69.5/34.5kV y 34.5/0.22kV) y 3 alimentadores de manera sintetizada haciendo énfasis en los elementos a supervisar. Tomando en cuenta los elementos mencionados, se establece la cantidad de señales tanto de voltaje como de corriente que ingresarán al TESLA 4000, se muestra en la Tabla 18.

Tabla 18. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Dorine

Elemento	Señales		Módulo	
	Voltaje	Corriente	Módulo V	Módulo I
LIN00	0	3	0	1
LIN01	0	3	0	1
BAR01	3	0	1	0
BAR02	3	0	1	0
TR1	0	6	0	2
Andespetroleum	0	3	0	1
Dorine 5	0	3	0	1
Taux	0	6	0	2
Subtotal	6	24	2	8
Total	30		10	

En base a los datos presentados en la Tabla 18, se requiere el TESLA 4000 de 36 entradas, para suplir la necesidad de 30 señales analógicas de la subestación, la cantidad de módulos de corriente y voltaje se presenta en la Tabla 19. Las señales analógicas provienen de la disposición presente en el diagrama unifilar en la Figura 28.

Tabla 19. Cantidad de modelos y módulos del RAP en la S/E Dorine

Dispositivo	Cantidad
Registrador Tesla 4000-36-04P-0-0-60-0-0	1
Registrador Tesla 4000-18-04P-0-0-60-0-0	0
Tesla Digital Module	0
Current Module , Model # 114153	8
Voltage Module , Model # 114154	2
DC Input Module , Model # 401017	0

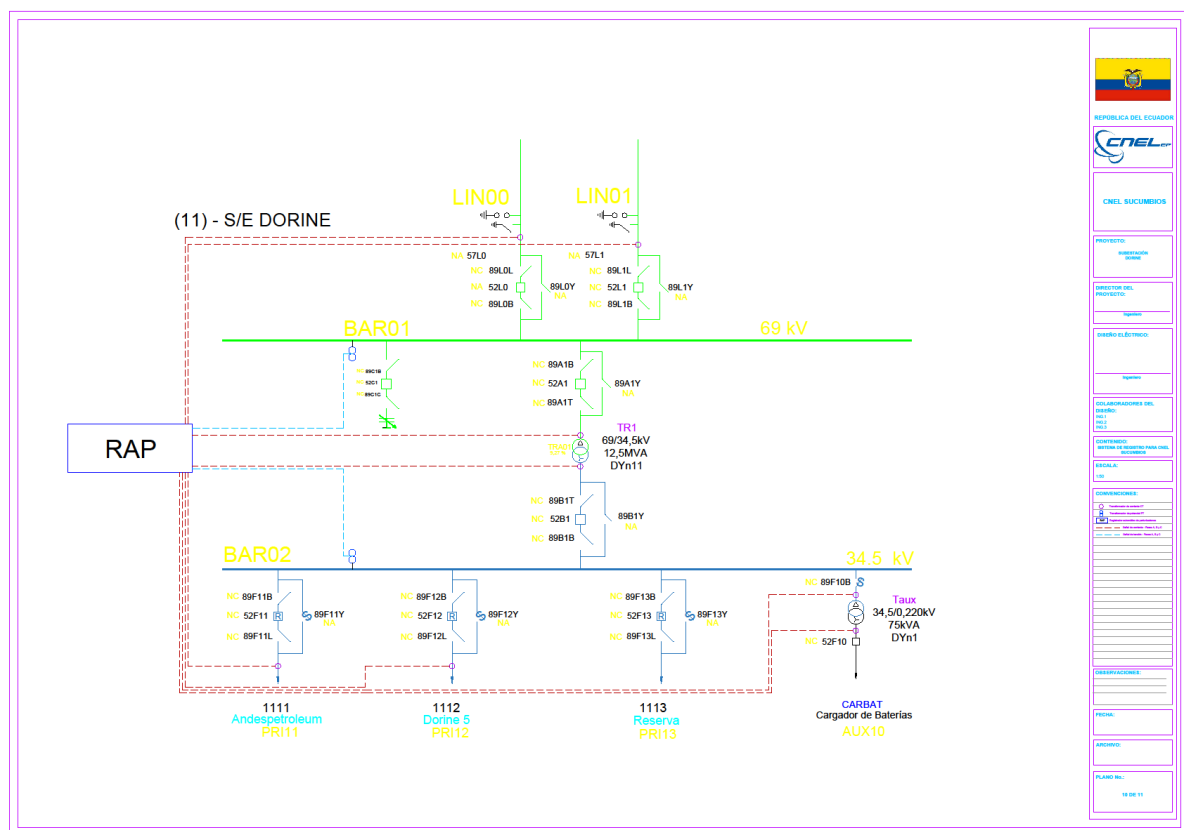


Figura 28. Ubicación del RAP en la S/E Dorine

2.4.2.3. S/E ENAP

Los elementos para supervisar en la subestación ENAP se centran en 2 líneas de subtransmisión, 2 barras (de 69 kV y 34.5 kV), 2 transformadores (de 69/34.5 kV y 34.5/0.22 kV) y 1 alimentador. Esta cantidad de elementos desprenden señales tanto de corriente como de voltaje detallados en la Tabla 20:

Tabla 20. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E ENAP

Elemento	Señales		Módulo	
	Voltaje	Corriente	Módulo V	Módulo I
LIN00	0	3	0	1
LIN01	0	3	0	1
BAR01	3	0	1	0
BAR02	3	0	1	0
TR1	0	6	0	2
PCR	0	3	0	1
Taux	0	6	0	2
Subtotal	6	21	2	7
Total	27		9	

Para suplir la necesidad de contar con 27 señales analógicas, es imprescindible el uso del modelo TESLA 4000 de 36 entradas, la cantidad de módulos de voltaje y corriente se presenta en la Tabla 21. En la Figura 29 se detallan las señales analógicas provenientes de los elementos en un diagrama unifilar.

Tabla 21. Cantidad de modelos y módulos del RAP en la S/E ENAP

Dispositivo	Cantidad
Registrador Tesla 4000-36-04P-0-0-60-0-0	1
Registrador Tesla 4000-18-04P-0-0-60-0-0	0
Tesla Digital Module	0
Current Module , Model # 114153	7
Voltage Module , Model # 114154	2
DC Input Module , Model # 401017	0

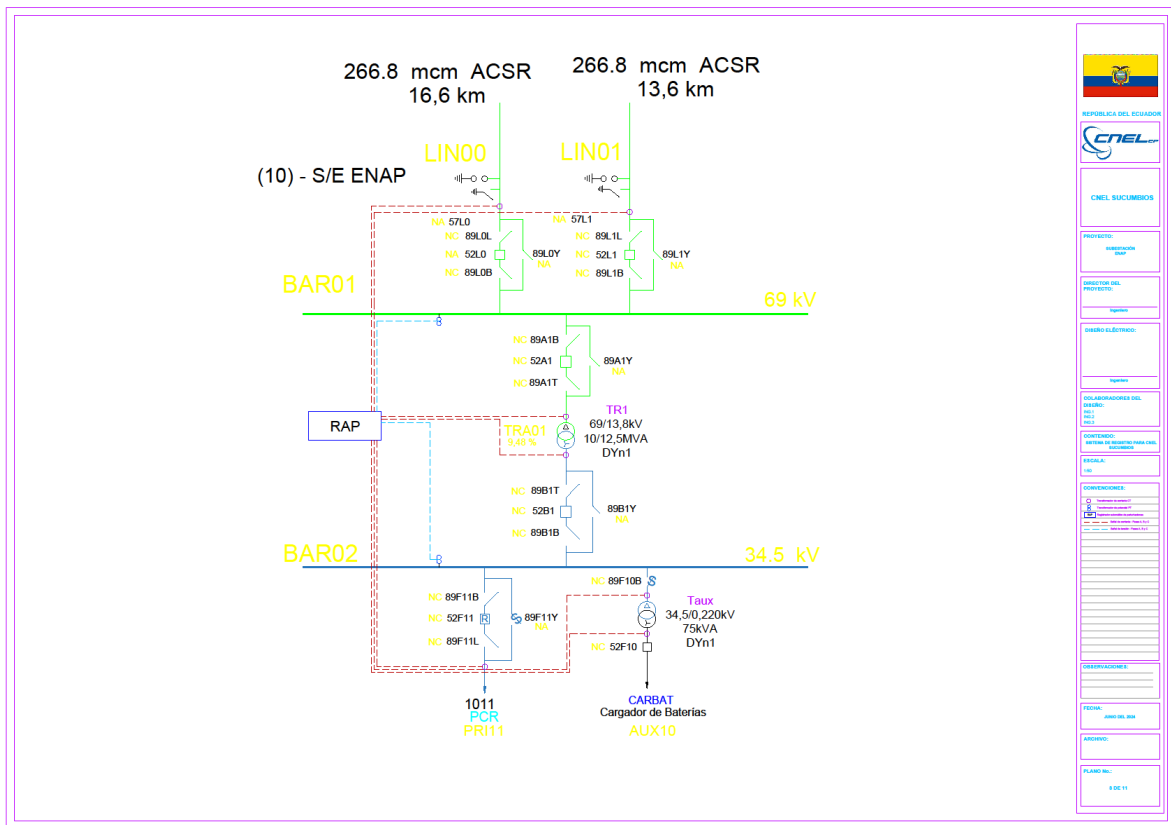


Figura 29. Ubicación del RAP en la S/E ENAP

2.4.2.4. S/E Jivino

La subestación Jivino cuenta con varios elementos para supervisión, además, esta subestación es vital debido a la conexión con generación, incluyendo la alimentación a otras subestaciones dentro del sistema. Los elementos son 3 líneas de subtransmisión, 2 barras (69 kV y 13.8 kV), 2 transformadores (de 69/34.5 kV y 34.5/0.22 kV) y 5 alimentadores primarios (incluyendo la generación). Tanto las señales de voltaje como de corriente se detallan en la Tabla 22.

Tabla 22. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Jivino

Elemento	Señales		Módulo	
	Voltaje	Corriente	Módulo V	Módulo I
LIN00	0	3	0	1
LIN01	0	3	0	1
LIN02	0	3	0	1
BAR01	3	0	1	0
BAR02	3	0	1	0
TR1	0	6	0	2
Generación Jivino I	0	3	0	1
Jivino Shushufindi	0	3	0	1
Jivino Conambo	0	3	0	1
Jivino Sacha	0	3	0	1

Reserva	0	3	0	1
Taux	0	6	0	2
Subtotal	6	36	2	12
Total	42		14	

Con un total de 42 señales, se requiere el uso de dos modelos TESLA 4000, teniendo las opciones para los dos modelos de 36-18 entradas o 36-36 entradas, para mejorar la trazabilidad dentro de la subestación se busca juntar los elementos pertenecientes a una barra en un módulo y en el otro los elementos de la otra barra. Se opta por dos modelos de 36 entradas el primero supervisa las 3 líneas de subtransmisión y la barra de 69 kV, el segundo supervisa los 2 transformadores, 4 alimentadores y el banco de capacitores. Los dos modelos enviarán la información permitiente al sistema central bajo la misma estampa temporal, pero deben estar detalladas que pertenecen a la subestación Jivino y los elementos de supervisión de cada uno. La cantidad de módulos y modelos del TESLA4000 se presenta en la Tabla 23. Los elementos supervisados por los TESLA 4000 se encuentran en la siguiente distribución dada en la Figura 30.

Tabla 23. Cantidad de modelos y módulos del RAP en la S/E Jivino

Dispositivo	Cantidad
Registrador Tesla 4000-36-04P-0-0-60-0-0	2
Registrador Tesla 4000-18-04P-0-0-60-0-0	0
Tesla Digital Module	0
Current Module , Model # 114153	12
Voltage Module , Model # 114154	2
DC Input Module , Model # 401017	0

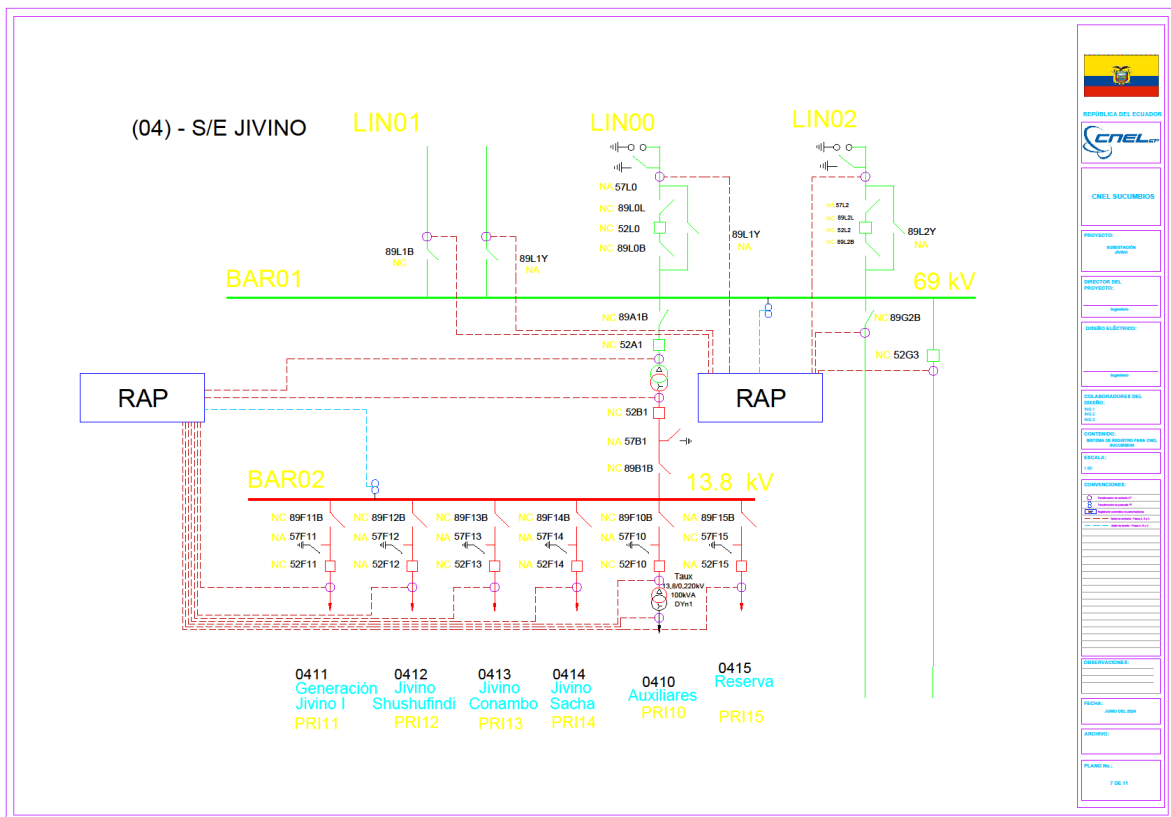


Figura 30. Ubicación del RAP en la S/E Jivino

2.4.2.5. S/E Lago Agrio

La subestación Lago Agrio cuenta con 2 líneas de subtransmisión, 2 barras (de 69 y 13.8kV), 2 transformadores (de 69/13.8 kV y 13.8/0.22 kV), 4 alimentadores primarios conectados a la barra de 13.8 kV y 1 banco de capacitores. Las señales tanto de voltaje como de corriente se presentan en la Tabla 24.

Tabla 24. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Lago Agrio

Elemento	Señales		Módulo	
	Voltaje	Corriente	Módulo V	Módulo I
LIN00	0	3	0	1
LIN01	0	3	0	1
BAR01	3	0	1	0
BAR02	3	0	1	0
TRA01	0	6	0	2
Lago 2	0	3	0	1
Vía Quito	0	3	0	1
Lago 1	0	3	0	1
Vía Jivino	0	3	0	1
Taux	0	6	0	2
BC. Capacitor	0	3	0	1
Subtotal	6	33	2	11
Total	39		13	

En esta subestación contamos con 39 señales de voltaje/corriente proveniente de los elementos a supervisar. Es necesario el uso de dos modelos TESA 4000, buscando mejorar la distribución dentro de la subestación se opta por el uso de un modelo de 36 entradas (supervisión de la barra de 13.8 kV, 4 alimentadores, 2 transformadores y un banco de capacitores) y el otro de 18 entradas (supervisión de 2 líneas de subtransmisión y la barra de 69 kV) presentado en la Figura 31 sintetizan la distribución en el diagrama unifilar. Además, se presenta la cantidad de módulos en la Tabla 25.

Tabla 25. Cantidad de modelos y módulos para el RAP en la S/E Lago Agrio

Dispositivo	Cantidad
Registrador Tesla 4000-36-04P-0-0-60-0-0	1
Registrador Tesla 4000-18-04P-0-0-60-0-0	1
Tesla Digital Module	0
Current Module , Model # 114153	11
Voltage Module , Model # 114154	2
DC Input Module , Model # 401017	0

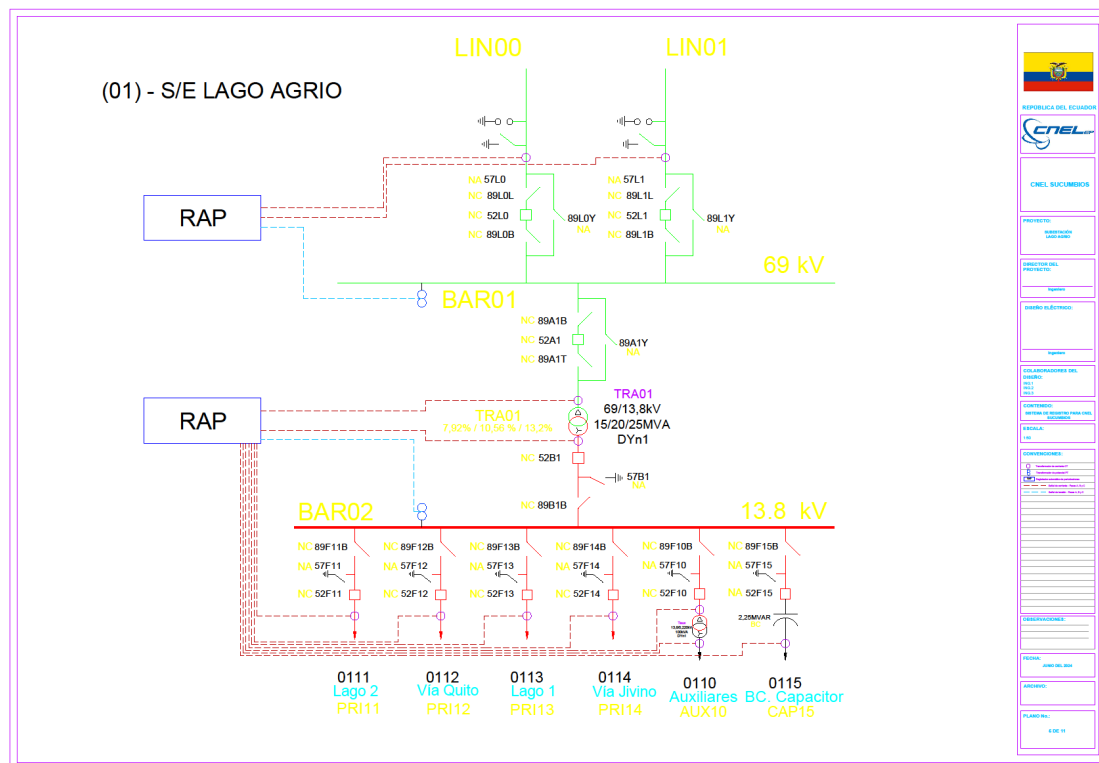


Figura 31. Ubicación del RAP en la S/E Lago Agrio

2.4.2.6. S/E Loreto

La subestación Loreto es un punto de conexión de la transmisión proveniente de TRANSELECTRIC a 138 kV, por ello, el principal elemento de alimentación de la subestación es el transformador de potencia de 69/13.8 kV, el proceso de transformación de 138/69 kV no forma parte del sistema de registro automático ya que es un nivel de transmisión. Los elementos sujetos a supervisión son 2 transformadores (de 69/13.8 kV y 13.8/0.22 kV), 1 barra de 13.8 kV, 4 alimentadores y 1 banco de capacitores. En la Tabla 26 se presenta la cantidad de señales tanto de voltaje como de corriente presentes en la subestación.

Tabla 26. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Loreto

Elemento	Señales		Módulo	
	Voltaje	Corriente	Módulo V	Módulo I
TRA01 (TRD)	0	6	0	2
BAR01	3	0	1	0
BC. Capacitores	0	0	0	0
Taux	0	6	0	2
Loreto 1	0	3	0	1
Loreto 2	0	3	0	1
Reserva	0	3	0	1
Reserva	0	3	0	1
Subtotal	3	24	1	8
Total	27		9	

La cantidad de señales dentro de la subestación es de 27 tanto de voltaje y corriente, causa por la que se toma el modelo de 36 entradas del TESLA 4000, la cantidad de módulos de voltaje y corriente se presenta en la Tabla 27. En la Figura 32 se encuentra las señales que ingresarán al TESLA y su elemento origen.

Tabla 27. Cantidad de modelos y módulos del RAP de la S/E Loreto

Dispositivo	Cantidad
Registrador Tesla 4000-36-04P-0-0-60-0-0	1
Registrador Tesla 4000-18-04P-0-0-60-0-0	0
Tesla Digital Module	0
Current Module , Model # 114153	8
Voltage Module , Model # 114154	1
DC Input Module , Model # 401017	0

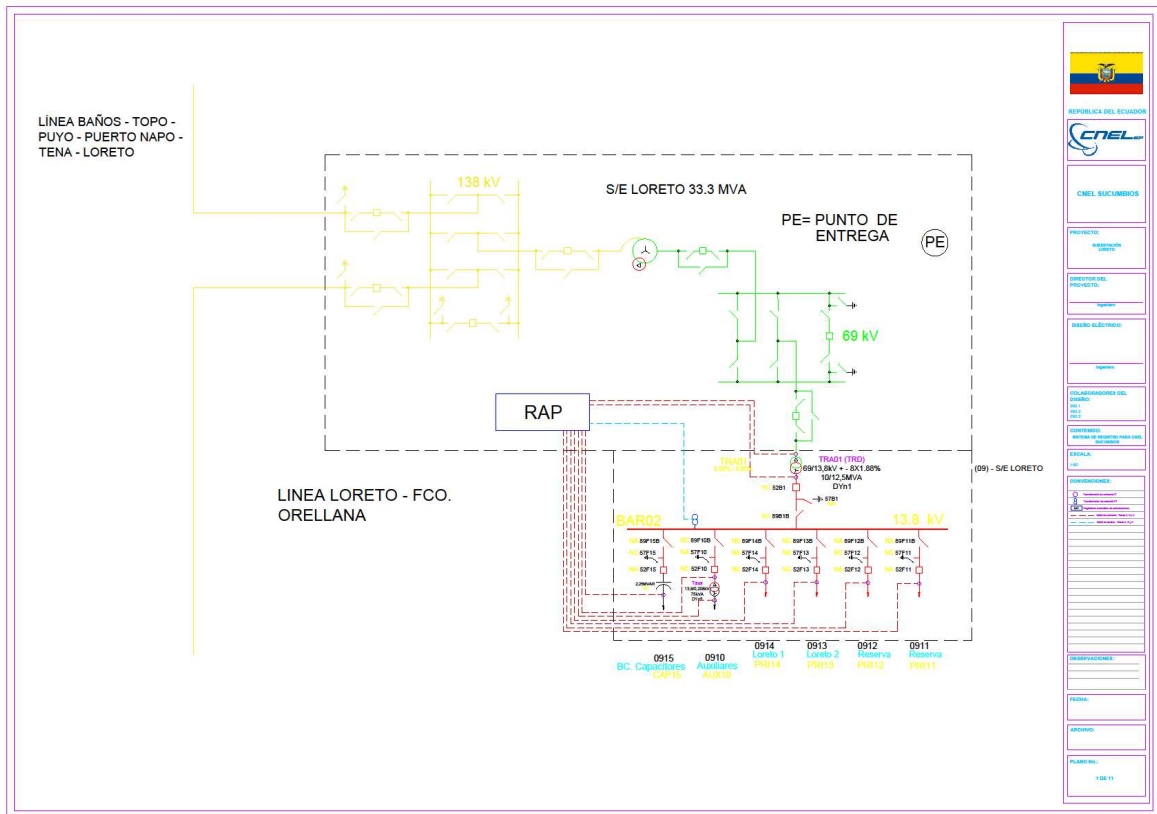


Figura 32. Ubicación del RAP en la S/E Loreto

2.4.2.7. S/E Lumbaquí

La subestación Lumbaquí cuenta con los siguientes elementos para supervisión 2 barras (de 69 kV y 13.8 kV), 2 transformadores (de 69/13.8 kV y 13.8/0.22 kV) y 5 alimentadores. Estos elementos producen tantas señales de voltaje y corriente que se detallan en la Tabla 28.

Tabla 28. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Lumbaquí

Elemento	Señales		Módulo	
	Voltaje	Corriente	Módulo V	Módulo I
LIN00	0	3	0	1
TRA01	0	6	0	2
BAR01	3	0	1	0
BAR02	3	0	1	0
Lumbaquí	0	3	0	1
PRI12	0	3	0	1
Reserva	0	3	0	1
Taux	0	3	0	1
Cascales	0	6	0	2
Subtotal	6	27	2	9
Total	33		11	

Debido a que están presentes 33 señales dentro de la subestación, se usa un modelo de TESLA 4000 de 36 entradas, la cantidad de módulos necesarios para la instalación del TESLA se detalla en la Tabla 29. La distribución de las señales provenientes de los elementos hacia el TESLA se presenta en el diagrama unifilar de la Figura 33.

Tabla 29. Cantidad de modelos y módulos del RAP de la S/E Lumbaquí

Dispositivo	Cantidad
Registrador Tesla 4000-36-04P-0-0-60-0-0	1
Registrador Tesla 4000-18-04P-0-0-60-0-0	0
Tesla Digital Module	0
Current Module , Model # 114153	9
Voltage Module , Model # 114154	2
DC Input Module , Model # 401017	0

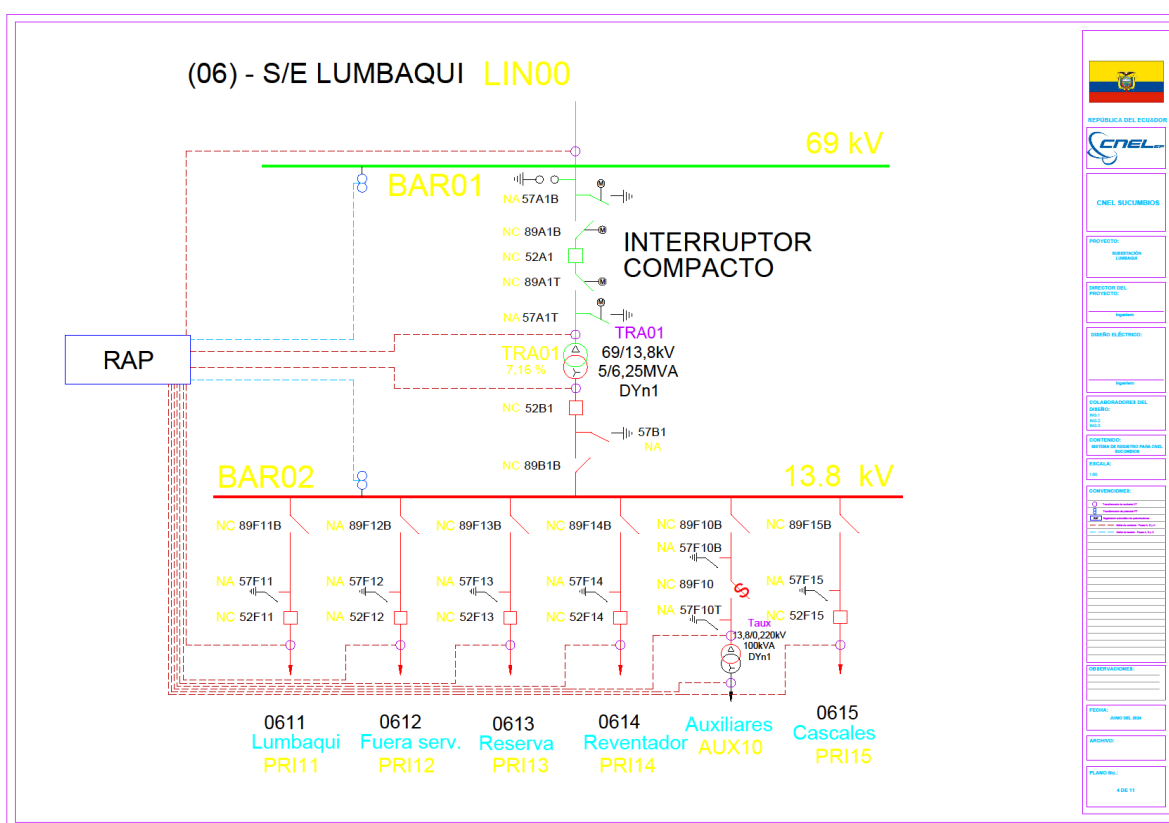


Figura 33. Ubicación del RAP en la S/E Lumbaquí

2.4.2.8. S/E Payamino

La subestación Payamino tiene generación proveniente de CELEC EP TERMOPICHINCHA, además, es de las pocas subestaciones que tienen 3 barras, debido a la expansión de la subestación. Los elementos a supervisión son 3 barras (de 69 kV y de 13.8 kV), una línea de subtransmisión, 3 transformadores (de 69/13.8 kV y 13.8/0.22

kV), 3 reservas, 7 alimentadores y 1 acople de generación. La cantidad de señales de voltaje como de corriente se presenta en la Tabla 30.

Tabla 30. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Payamino

Elemento	Señales		Módulo	
	Voltaje	Corriente	Módulo V	Módulo I
LIN00	0	3	0	1
BAR01	3	0	1	0
BAR02	3	0	1	0
TRA01	0	6	0	2
Coca 1	0	3	0	1
Coca 2	0	3	0	1
Coca 3	0	3	0	1
Vía Auca	0	3	0	1
Taux	0	6	0	2
Acople Generación	0	3	0	1
BAR03	3	0	1	0
TRA01	0	6	0	2
Reserva (PRI21)	0	3	0	1
Pucuna	0	3	0	1
Vía Loreto	0	3	0	1
Coca 4	0	3	0	1
Reserva (PRI25)	0	3	0	1
Reserva (PRI26)	0	3	0	1
Subtotal	9	54	3	18
Total	63		21	

El total de señales es de 63 tanto de voltaje como de corriente, la cantidad de señales va de la mano con la importancia de la subestación, contando con generación y expansión, la cantidad de señales recalca la necesidad del uso de dos modelos de TESLA de 36 entradas. Debido a la cantidad de elementos presentes en la subestación se detalla cada uno con su nombre en el diagrama unifilar. El primer TESLA supervisa 2 transformadores (TRA01 y Taux), la barra (BAR02), 4 alimentadores (Coca 1, Coca 2, Coca 3 y Vía Auca) y el acople de generación de TERMOPICHINCHA, el segundo TESLA supervisa la línea de subtransmisión, dos barras (BAR01 y BAR03), el transformador (TRA02) y 6 alimentadores (Pucuna, Vía Loreto, Coca 4 y 3 reservas). En la Tabla 31 se presenta la cantidad de módulos de voltaje y corriente del TESLA. La distribución de los elementos para cada TESLA se presenta en el diagrama unifilar en la Figura 34.

Tabla 31. Cantidad de modelos y módulos del RAP de la S/E Payamino

Dispositivo	Cantidad
Registrador Tesla 4000-36-04P-0-0-60-0-0	2
Registrador Tesla 4000-18-04P-0-0-60-0-0	0
Tesla Digital Module	0
Current Module , Model # 114153	18
Voltage Module , Model # 114154	3
DC Input Module , Model # 401017	0

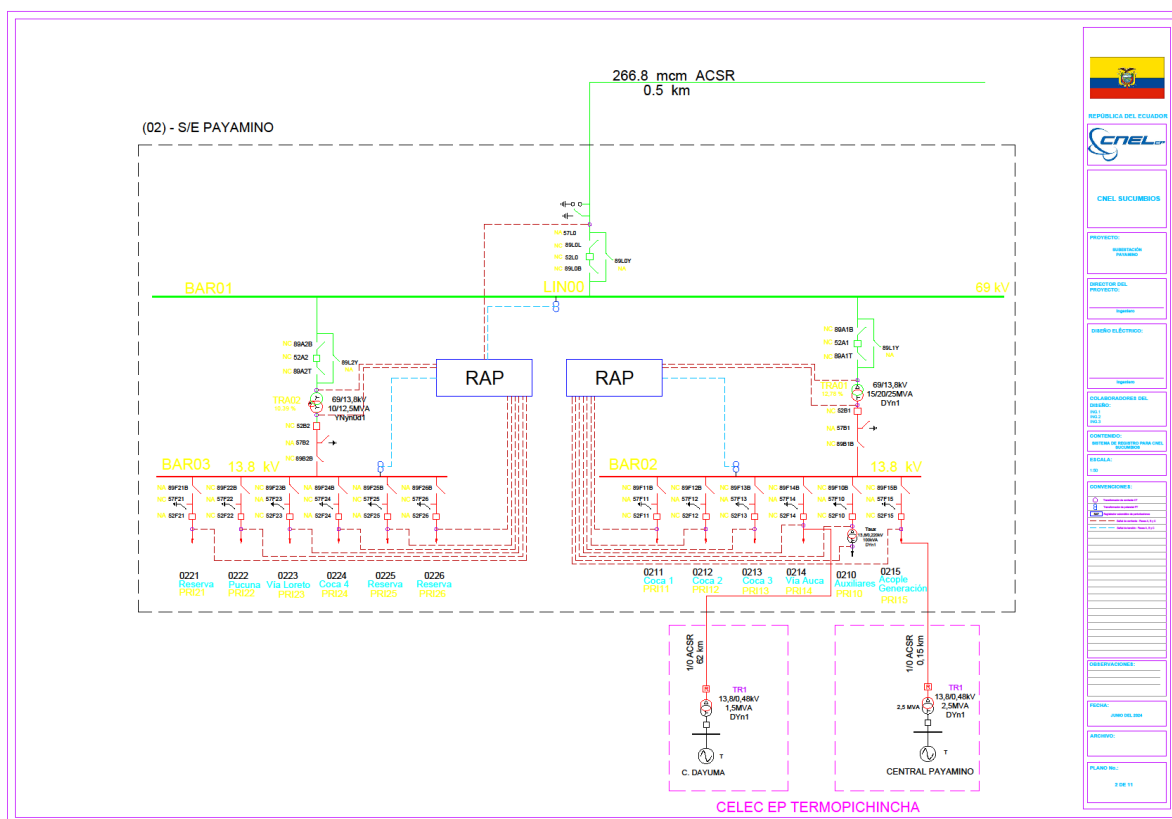


Figura 34. Ubicación del RAP en la S/E Payamino

2.4.2.9. S/E Sacha

La subestación Sacha tiene los siguientes elementos de supervisión 2 líneas de subtransmisión, 2 barras (de 69 kV y 13.8 kV), 2 transformadores (de 69/13.8 kV y 13.8/0.22 kV) y 4 alimentadores. La cantidad de señales presentes en la subestación se presentan en la Tabla 32.

Tabla 32. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Payamino

Elemento	Señales		Módulo	
	Voltaje	Corriente	Módulo V	Módulo I
LIN00	0	3	0	1
BAR01	3	0	1	0
BAR02	3	0	1	0
TRA01	0	6	0	2
Coca 1	0	3	0	1
Coca 2	0	3	0	1
Coca 3	0	3	0	1
Vía Auca	0	3	0	1
Taux	0	6	0	2
Acople Generación	0	3	0	1
BAR03	3	0	1	0
TRA01	0	6	0	2
Reserva (PRI21)	0	3	0	1
Pucuna	0	3	0	1
Vía Loreto	0	3	0	1
Coca 4	0	3	0	1
Reserva (PRI25)	0	3	0	1
Reserva (PRI26)	0	3	0	1
Subtotal	9	54	3	18
Total	63		21	

Al contar con 36 señales dentro de la subestación se opta por el modelo del TESLA 4000 de 36 entradas, en la Tabla 33, se detalla la cantidad de módulos de voltaje y corriente. Además, en la Figura 35 se coloca la distribución de señales provenientes de los elementos hacia el TESLA en el diagrama unifilar.

Tabla 33. Cantidad de modelos y módulos del RAP de la S/E Sacha

Dispositivo	Cantidad
Registrador Tesla 4000-36-04P-0-0-60-0-0	1
Registrador Tesla 4000-18-04P-0-0-60-0-0	0
Tesla Digital Module	0
Current Module , Model # 114153	10
Voltage Module , Model # 114154	2
DC Input Module , Model # 401017	0

Tabla 34. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Shushufindi

Elemento	Señales		Módulo	
	Voltaje	Corriente	Módulo V	Módulo I
LIN00	0	3	0	1
LIN01	0	3	0	1
BAR01	3	0	1	0
BAR02	3	0	1	0
TRA01	0	6	0	2
BAR03	3	0	1	0
REPSOL CNEL	0	3	0	1
Shushufindi 1	0	3	0	1
Aguarico3	0	3	0	1
Yamanunca	0	3	0	1
Taux	0	6	0	2
Bc. Capacitores	0	3	0	1
TR2	0	6	0	2
Subtotal	9	39	3	13
Total	48		16	

La subestación Shushufindi cuenta con 48 señales analógicas, por ello se debe usar dos modelos TESLA, se opta por la opción del primero de 18 y segundo de 36 entradas. Debido a la cantidad de elementos se describe cada elemento con el nombre en el diagrama unifilar. El primer TESLA 4000 está encargado de la supervisión de las 2 líneas de subtransmisión, 1 barra (BAR01) y el transformador (TRA01). El segundo está encargado de la supervisión de 2 transformadores (TRA01 y Taux), 2 barras (BAR02 y BAR03), 4 alimentadores (REPSOL CNEL, Shushufindi 1, Aguarico3 Jivino y Yamanunca) y 1 banco de capacitores. En la Figura 36 se muestra la distribución de los dos modelos dentro de la subestación y las señales de cada elemento. La cantidad de módulos necesarios se encuentra en la Tabla 35.

Tabla 35. Cantidad de modelos y módulos del RAP de la S/E Shushufindi

Dispositivo	Cantidad
Registrador Tesla 4000-36-04P-0-0-60-0-0	1
Registrador Tesla 4000-18-04P-0-0-60-0-0	1
Tesla Digital Module	0
Current Module , Model # 114153	13
Voltage Module , Model # 114154	3
DC Input Module , Model # 401017	0

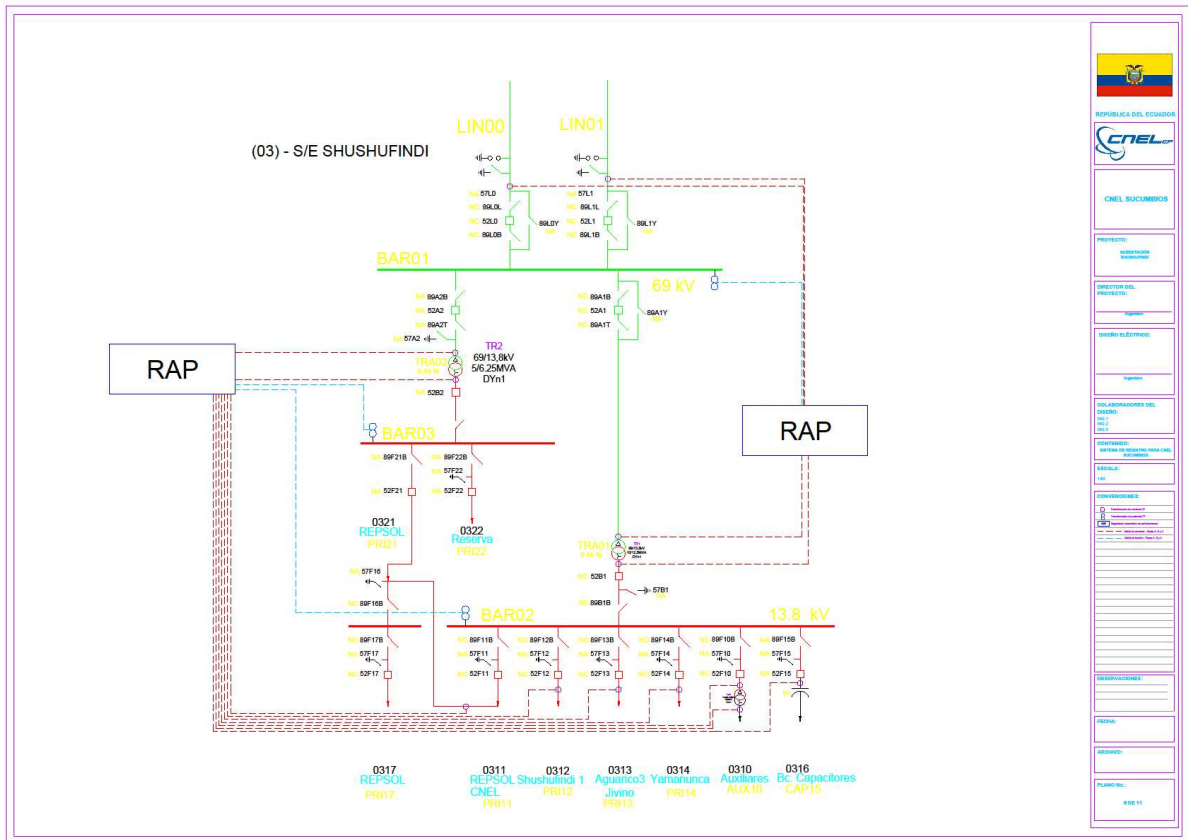


Figura 36. Ubicación del RAP en la S/E Shushufindi

2.4.2.11. S/E Tarapoa

La subestación Tarapoa tiene los siguientes elementos para supervisión 1 línea de subtransmisión, 2 barras (de 69 kV y 13.8 kV), 2 transformadores (de 69/13.8 kV y 13.8/0.22 kV), 3 alimentadores primarios. Las señales presentes en la subestación se detallan en la Tabla 36.

Tabla 36. Señales de voltaje y corriente presentes en la S/E Tarapoa

Elemento	Señales		Módulo	
	Voltaje	Corriente	Módulo V	Módulo I
LIN00	0	3	0	1
BAR01	3	0	1	0
BAR02	3	0	1	0
TRA01	0	6	0	2
Pacayacu	0	3	0	1
Tarapoa	0	3	0	1
Shushufindi	0	3	0	1
Taux	0	6	0	2
Subtotal	6	24	2	8
Total	30		10	

La subestación cuenta con 30 señales distribuidas en 24 de corriente y 6 de voltaje, se necesita un modelo de TESLA de 36 entradas. En la Tabla 37 se encuentra la cantidad de módulos de corriente/voltaje y modelos a usar. Las señales y su elemento de origen se encuentran detallados en el diagrama unifilar de la subestación presentado en la Figura 37.

Tabla 37. Cantidad de modelos y módulos del RAP de la S/E Tarapoa

Dispositivo	Cantidad
Registrador Tesla 4000-36-04P-0-0-60-0-0	1
Registrador Tesla 4000-18-04P-0-0-60-0-0	0
Tesla Digital Module	0
Current Module , Model # 114153	8
Voltage Module , Model # 114154	2
DC Input Module , Model # 401017	0

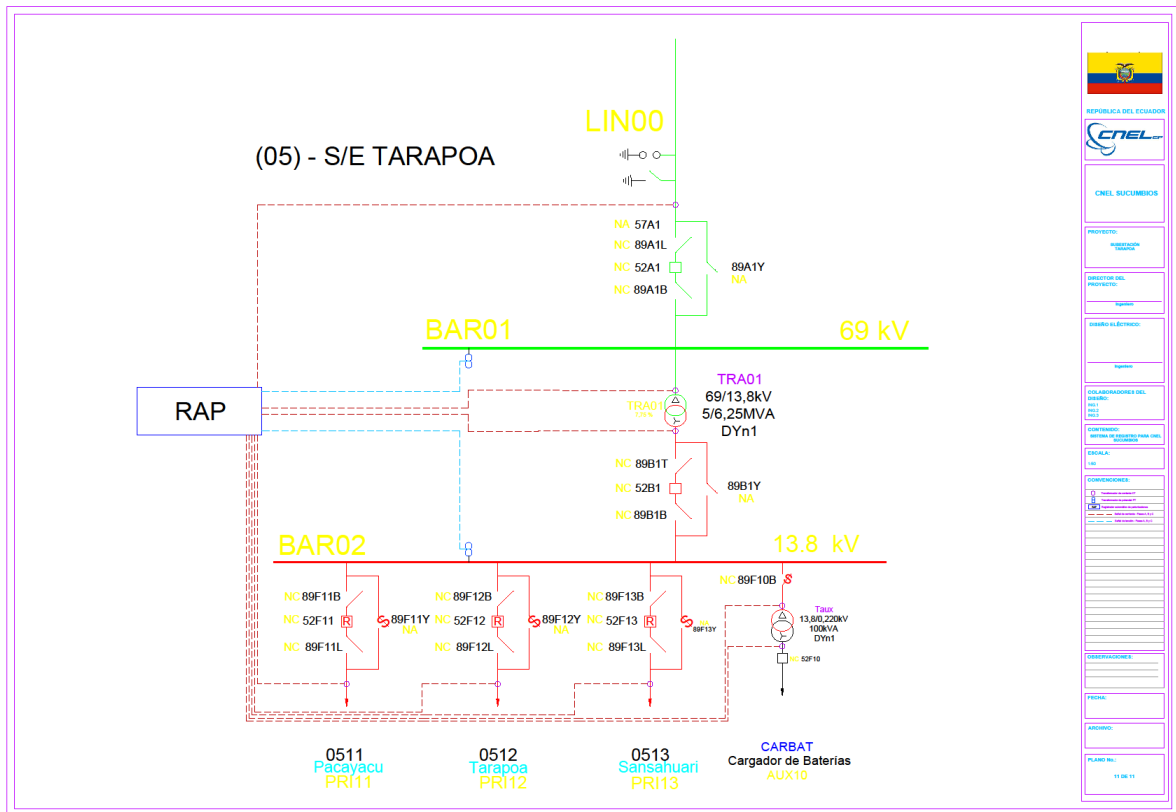


Figura 37. Ubicación del RAP en la S/E Tarapoa

Para la implementación del Registro Automático de Perturbaciones en la red de CNEL Sucumbíos se requieren 15 módulos de Tesla 4000 (13 de 36 entradas y, 2 de 18 entradas) para solventar las necesidades de elementos de supervisión. La cantidad de módulos son: 114 módulos de corriente del modelo 114153 y 23 del modelo de voltaje 114154. Cabe

resaltar el posible uso de módulos diseñados por terceros en subestaciones donde colocar un nuevo tablero de control es inviable por las condiciones de diseño.

La red de CNEL Sucumbíos cuenta con 11 subestaciones con un total de 36 alimentadores. Al utilizar los módulos TESLA 4000 se reduce de 42 puntos de información pertenecientes de los alimentadores, 23 barras de voltaje y 23 transformadores, que en conjunto generan 69 señales de voltaje y 342 señales de corriente, a únicamente 15 módulos TESLA que contienen toda la información.

La información y registro de eventos que afecta a 113.255 clientes es centralizada en el centro de operación evitando el traspaso de información en canales no seguros para su tratamiento en el análisis pos-falla. Una característica importante es la eliminación de la dependencia de los IED para cada alimentador, transformador o barra, gracias a que el registrador TESLA 4000 toma los datos provenientes de transformadores de voltaje/corriente, independizando al sistema de registro de eventos con el de protecciones, como se observa en las topologías propuestas.

Al implementar el módulo TESLA 4000, se elimina la necesidad de contar con un switch en cada bahía debido a que el registrador actúa como un recopilador de datos de bahías, a diferencia de la topología en anillo propuesta en la Figura 20 donde cada bahía requiere un switch de conexión para los IEDs. Se necesita un switch a nivel subestación que toma los datos directamente del TESLA. Estos nodos de información conforman la red WAN de CNEL Sucumbíos, el cual se integra directamente al Centro de Control, que a su vez requiere una interfaz humano-máquina para operadores, técnicos e ingenieros de protecciones.

Además, para tener una base histórica es necesario contar con un servidor o centro de almacenamiento de datos, pueden ser las propias computadoras de control de CNEL Sucumbíos. Estos detalles están retratados en la Figura 38.

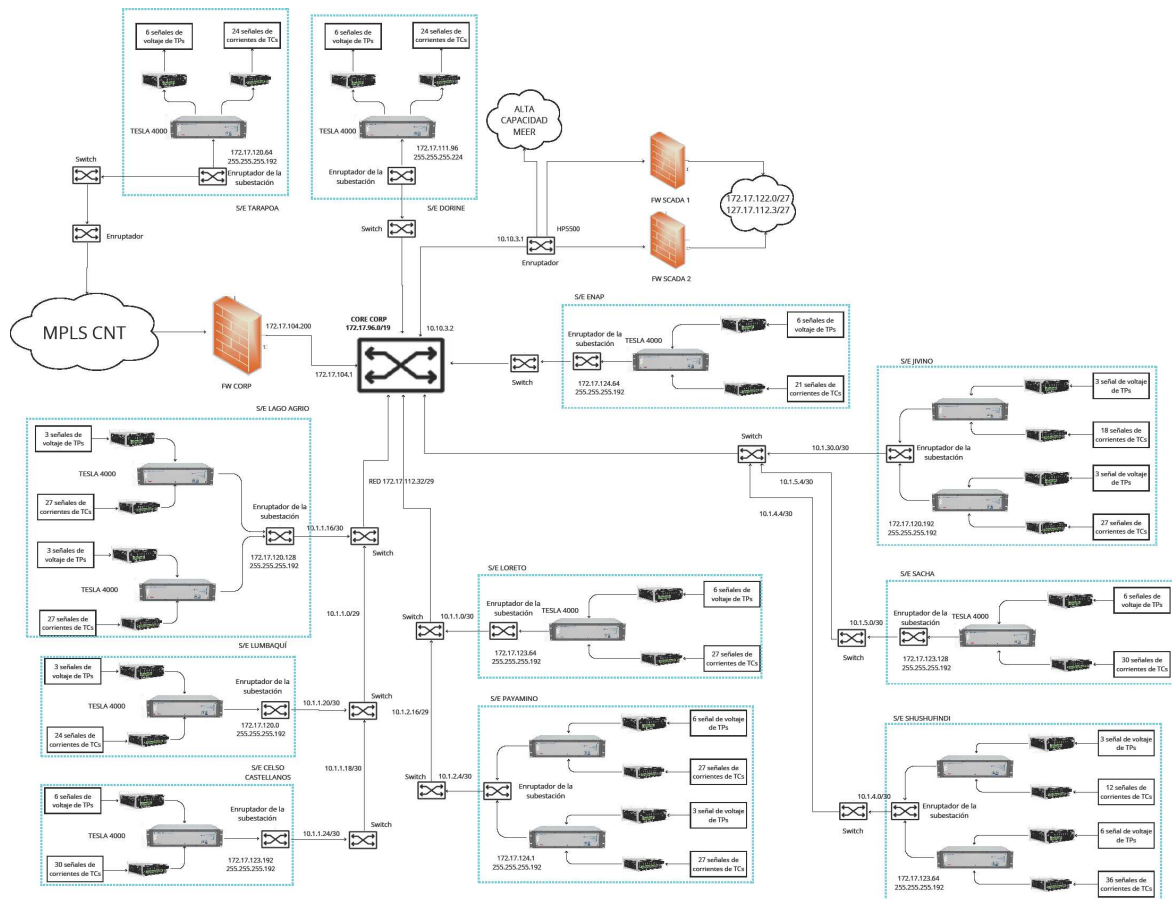


Figura 38. Red de comunicación de CNEL Sucumbíos en estrella adaptada a la red actual

2.5. CONCENTRADOR DE DATOS

El concentrador de datos se basa en un dispositivo capaz de recopilar información que funciona como un punto de conexión unidireccional entre diferentes elementos que forman parte de una red. Puede ser también llamado a una red o software que se encarga de recopilar la información, como un servidor de base de datos. El concentrador de datos tiene un papel importante para el monitoreo de una red, debido a que al contener información de diferentes elementos permite la toma de decisiones en tiempo real. No hay que confundirse entre un concentrador y un concentrador de datos, un concentrador permite la comunicación entre dispositivos sin detallar un destino claro, únicamente sirve como un punto de comunicación. Otro término similar es el switch, este dispositivo recopila la información y la dirige a un destino, no es un punto de comunicación entre dispositivos, sólo se encarga de redirigir la información, hacia un puerto [57], [58], [59]. Todos los elementos forman parte de una red de comunicación, sin importar la arquitectura en la que se encuentren. Parten de un sistema en anillo o estrella, en el caso de la red de CNEL Sucumbíos de tipo estrella, parte del RAP hacia un switch, se puede

tomar en consideración que el RAP ya funciona como un concentrador primario al recopilar información de los elementos a supervisión, una vez recopilada toda la información se dirige hacia el switch de la subestación, encargado de enviar toda la información hacia el concentrador de datos, que estará ubicado en la sala de operación de CNEL Sucumbíos.

El RecordBase Central Station es el software predilecto por parte de CNEL Sucumbíos para analizar los datos provenientes de las subestaciones, funciona a través de diferentes módulos que trabajan en paralelo, a continuación, se detalla cada módulo:

- RecordBase Collector: especifica las reglas de recopilación de datos proveniente de cada IED o registrador y de disparo cruzado, detalla las características de cada señal en función de las necesidades de la red. Puede ejecutarse en el propio servidor o en otro ordenador de la red [37].
- RecordBase Administrator: es la herramienta para la gestión de datos donde se elimina, modifica e importa los registros. Es una herramienta propia del administrador [37].
- RecordBase Monitor: el módulo se centra en la recopilación y adquisición de datos provenientes de cada IED o registrador, permite realizar una activación cruzada de todos los registradores. Tiene la función de iniciar una llamada de recopilación de todos los elementos para conocer el estado del sistema [37].
- RecordBase View: es la interfaz gráfica entre el sistema y el usuario, permite un análisis gráfico de los datos de diferentes elementos que forman parte de la red [37].

El RecordBase permite el uso de diferentes módems, esto se relaciona con una determinada función, un módem es usado para llamar IED, un segundo módem permite llamar a los registradores TESLA o una red LAN. Puede usar una combinación entre las funciones de los módems y una red LAN [37].

2.5.1. Configuración básica del RecorBase Central Station para monitorear IED o registradores

Para la primera configuración se debe verificar la dirección IP a la que está conectado la computadora. Posterior a ello se debe agregar los IED o registradores que serán supervisados desde dicha computadora, en el caso de CNEL Sucumbíos debe colocarse todos los IED. Se cuenta con 15 TESLA4000 para a supervisión de todas las subestaciones de la red. Los 15 módulos deben ser ingresados de manera individual al

RecorBase Collector donde se coloca la dirección LAN con su IP Address, su localización, entre otros parámetros necesarios para la identificación del registrador.

2.5.2. Protocolos de comunicación entre los diferentes elementos que forman parte del Registrador Automático de Perturbaciones

- Del IED al TESLA4000

Los protocolos de comunicación entre el IED y el TESLA se basan en la IEC 61850 a través de dos protocolos que son el GOOSE para las señales de protección entre IEDs. Para la lectura y escritura de datos se da con el MMS (Manufacturing Message Specification). Los datos se encuentran con su estampa temporal producidos por el IRIG-B para su sincronización temporal [13].

- Del TESLA4000 al Switch

No existe un protocolo de comunicación establecido debido a que el switch solo redirige en una dirección los datos provenientes del TESLA4000 hacia la computadora central o el concentrador de datos.

- Del Switch al concentrador de datos

No existe un protocolo de comunicación entre el switch y el concentrador, pero el sistema debe ser capaz de mantener la comunicación en base al protocolo IEC 61850, en especial el MMS para la lectura y escritura de datos, el concentrador de datos usado en CNEL Sucumbíos será el RecordBase Central Station que de manera nativa usa la IEC 61850. También está adecuado para un sistema SCADA por el protocolo DNP3, y en ciertas ocasiones el IEC 60870-5-104 [34].

- Del concentrador de datos al operador

No existe un protocolo de comunicación entre el concentrador de datos y el usuario debido a que se usa el software RecordBase Graph para la visualización de señales analógicas provenientes de los registradores o IED. Permite la visualización de línea de tiempo, retraso de tiempo, fasorial, diferencial, impedancia, componentes simétricas, subarmónicos, visualización de tiempo absoluto y tendencias. Una parte fundamental es la del Disparo de Registro de Grupo (GTR) de hasta 8 registros de unidades TESLA [34].

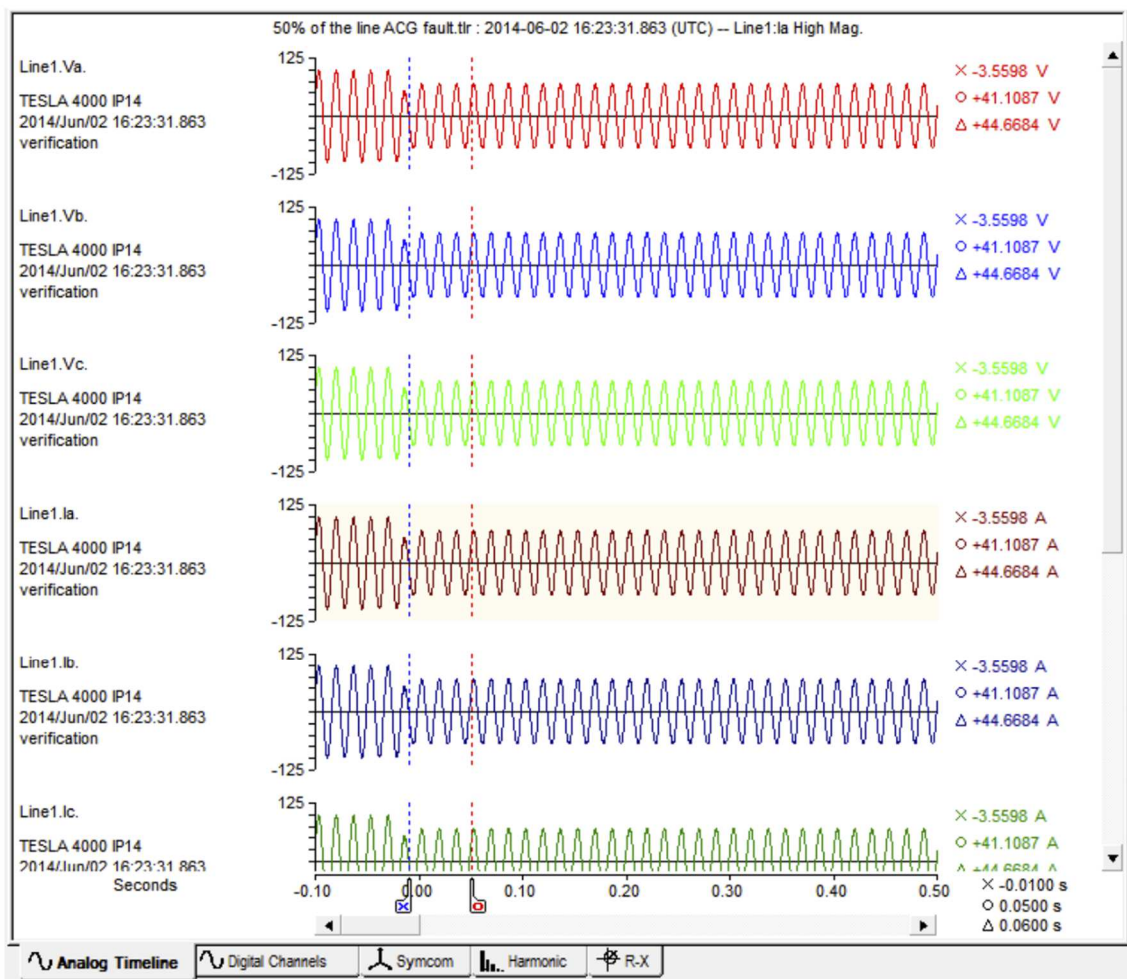


Figura 39. Ventana de visualización del RecordBase Graph

CAPÍTULO 3: RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La implementación de un Registrador Automático de Perturbaciones presenta varios desafíos para la red de CNEL Sucumbíos, entre ellos la disposición en anillo que reduce la confiabilidad de comunicación entre las subestaciones. Otra desventaja es la adecuación de los paneles de control para incorporar los dispositivos de adquisición de datos, como se trata de una expansión se debe trabajar sobre un diseño a pesar de buscar realizar los mínimos de cambios, ante la propia naturaleza de los dispositivos es necesario contar con el espacio suficiente. El costo de este sistema está de la mano con el tamaño de la red, CNEL Sucumbíos cuenta con 36 alimentadores distribuidos en las 11 subestaciones, y como se realizó su dimensionamiento, no es necesario más de 2 registradores por cada subestación. Una ventaja notable del sistema es la capacidad de recopilar toda la información de la red sin la necesidad de que un operador realice este trabajo, concentrándose directamente en los análisis pos-falla.

Otro beneficio es la flexibilidad de tratamiento de datos con la ayuda del concentrador de datos, a través del RecordBase Central Station, con este software el análisis post-falla resulta ser mucho más sencillo al permitir el análisis proveniente de los TCs y TP's de una subestación para conocer los efectos en cada elemento, logrando establecer maniobras sin resultar invasiva o que generen estrés a otros elementos evitando fallas en cascada.

Los usuarios que se encuentran dentro de la zona de concesión de CNEL Sucumbíos son los mayores beneficiarios. Por cuestiones de condiciones ambientales, flora y fauna, la presencia de fallas y desconexión del servicio de energía eléctrica se vuelve común, debido al área de concesión, conocer la ubicación de cada falla es indirecto al necesitar contactar con cada operador de la subestación. Con el RAP y los datos en el Centro de Control se verifica la correcta operación del sistema de protecciones buscando selectividad de la red.

El área de planificación de CNEL Sucumbíos es apoyada con la información recopilada por el RAP para la expansión o sustitución de elementos y/o dispositivos al conocer el comportamiento del efecto de las corrientes de falla sobre cada elemento y compararlos con fallas simuladas para conocer el deterioro de los elementos.

Dos ejemplos de la necesidad de implementar el RAP en CNEL Sucumbíos es a través de fallas reales que provocaron la salida de operación de elementos de la red.

3.1. SUPERVISIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN LUMBAQUÍ

Las líneas de subtransmisión de CNEL Sucumbíos son perceptibles a fallas ocasionadas por la cercanía con la vegetación propia de la zona. Esta característica provoca la salida constante de servicio de la subestación Lumbaquí, dejando fuera de servicio a todos los alimentadores que abastece. Se resalta que dicha línea contiene únicamente un relé con las funciones sobrecorriente (direccional) instantánea y temporizada. Por estos motivos y por la distancia de la línea de 49.356 km, la salida de servicio puede durar desde 1 hasta 20 horas.

El día 14 de mayo del 2024, una falla ocasionada por la caída de un árbol en la línea de subtransmisión Celso Castellanos-Lumbaquí dejó en fuera de servicio a una carga de 1.927 MW, desde la 01:29 p.m. hasta las 09:26 a.m. del siguiente día, con un total de duración de 19 horas con 57 minutos. Siendo una falla muy perjudicial para CNEL Sucumbíos.

Los archivos COMTRADE contemplan 4 recierres fallidos en el transcurso del día. La secuencia de eventos empieza con una falla detectada en la fase B de la línea de subtransmisión detectada a la 01:29:41 p.m., provocando la apertura de las tres fases en un tiempo de 333 [ms], se producen dos cierres fallidos a la 1:30 p.m., y a la 1:34 p.m., en un tiempo aproximado de 66.67 [ms]. Se determina que es una falla sostenida por los recierres fallidos, en este caso, brigadas de CNEL Sucumbíos realizan un recorrido a lo largo de la línea para encontrar el punto de falla, no obstante, la vegetación provoca la falta de visión al personal y la falla no es detectada. Posterior al recorrido de la brigada, a las 2:58 p.m. se realiza un recierre fallido con una duración de 66.67 [ms]. El último recierre se produce a la 3:59 p.m., siendo otro intento fallido con una apertura de 70 [ms]. Finalmente, se determina la caída de un árbol en la fase B de la línea de subtransmisión, entre las estructuras 82 y 83.

La puesta en servicio de la línea se produce a las 09:26 a.m. del siguiente día. En la Figura 40 se presenta el archivo COMTRADE de la falla de la línea, se detecta un aumento progresivo pasando de un valor de corriente RMS de 17 A hacia un valor RMS de 1 kA, después de 250 [ms].

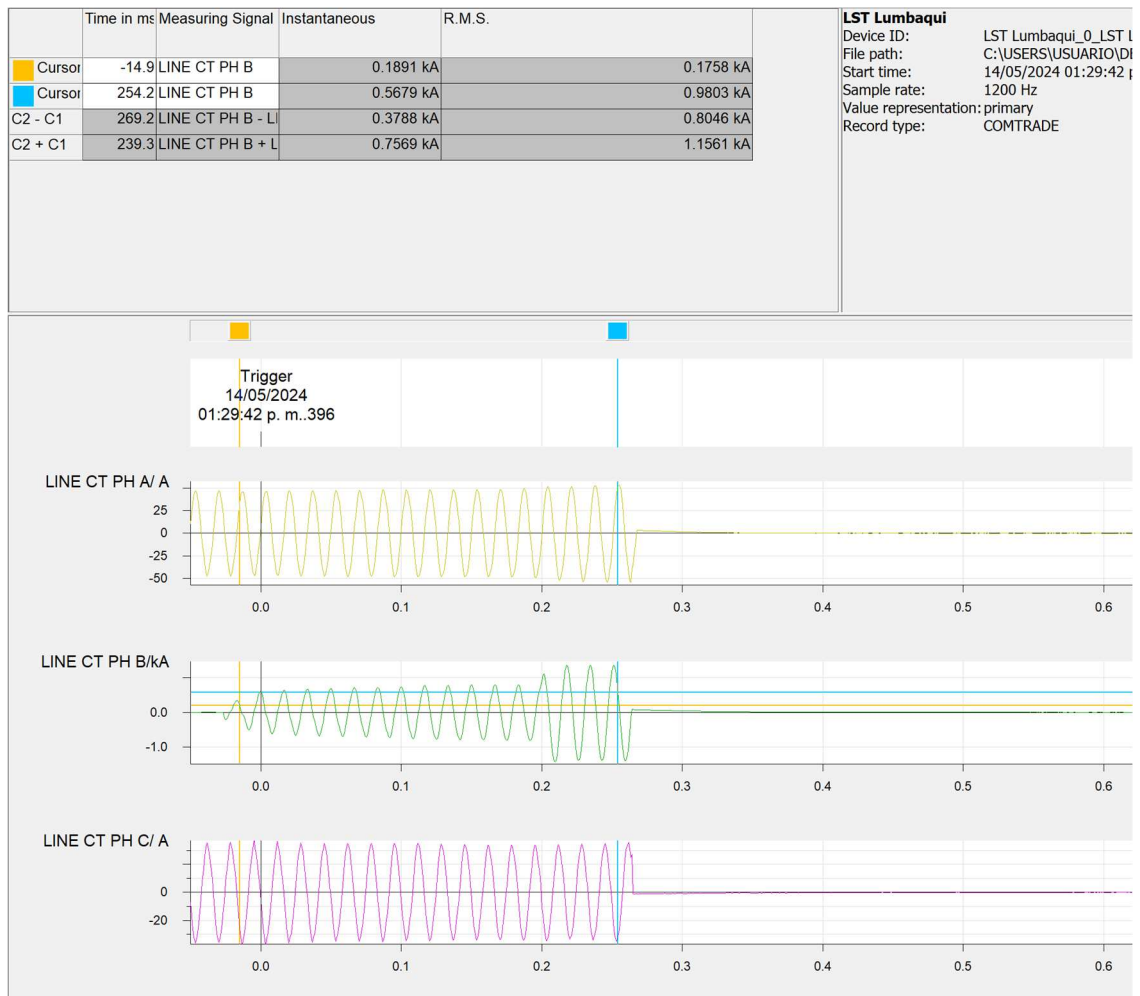


Figura 40. Falla en la fase B de la L/ST Celso Castellanos-Lumbaquí suscitado el 14 de mayo del 2024

Los archivos COMTRADE no tienen un tiempo de pre-falla, por la naturaleza de los recierres, mediante la ayuda del TESLA por medio de sus reportes continuos de eventos, elimina la necesidad de usar varios archivos COMTRADE (en este caso es de 4 recierres no exitosos). A continuación, se presenta los eventos de recierre:

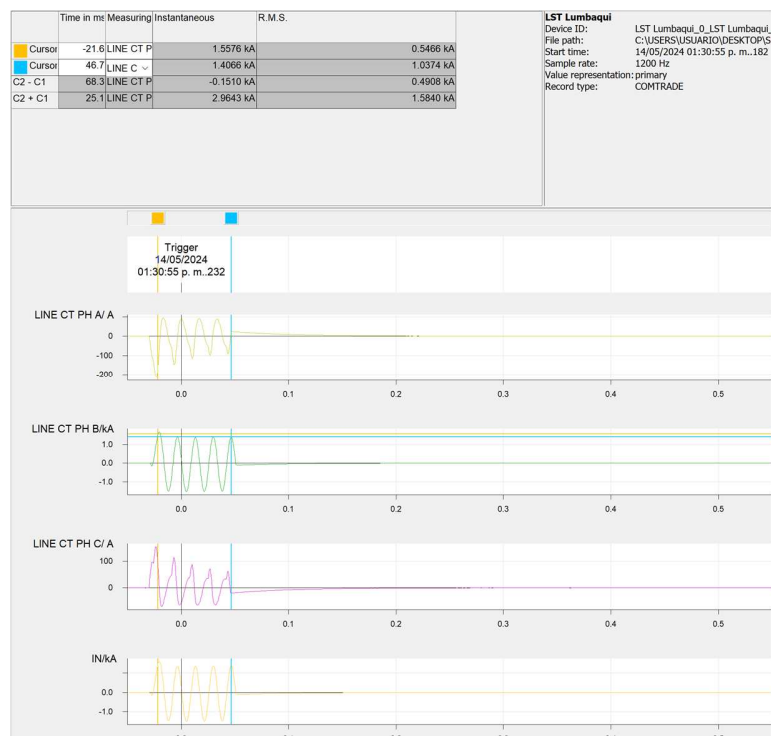


Figura 41. Recierre fallido de la L/ST Celso Castellanos-Lumbaquí a la 01:30 p.m.

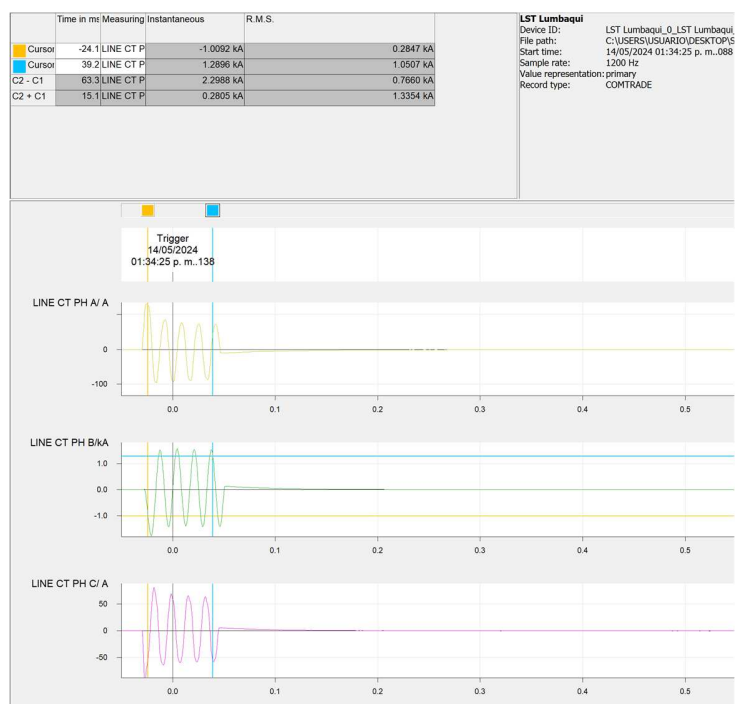


Figura 42. Recierre fallido de la L/ST Celso Castellanos-Lumbaquí a la 01:34 p.m.

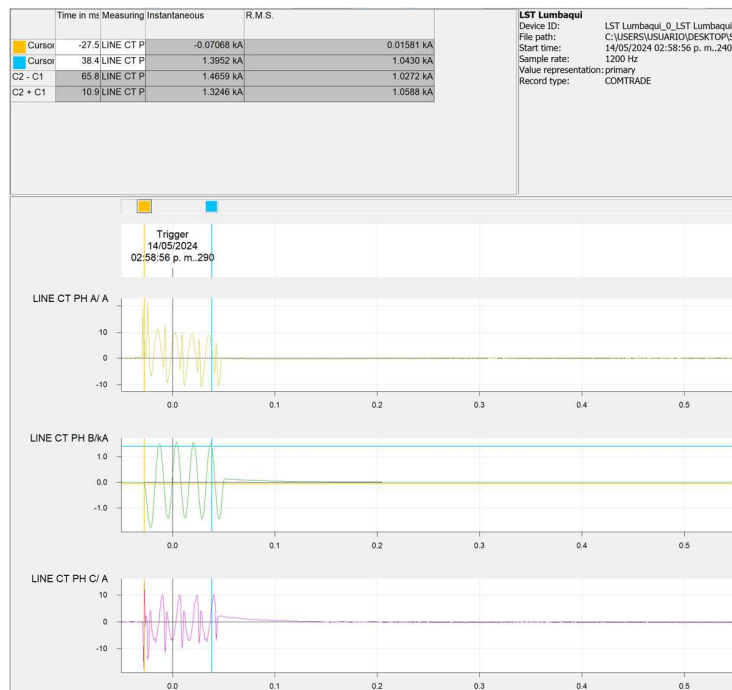


Figura 43. Recierre fallido de la L/ST Celso Castellanos-Lumbaquí a la 02:58 p.m.



Figura 44. Recierre fallido de la L/ST Celso Castellanos-Lumbaquí a la 03:59 p.m.

Como se mencionó, dicha línea no cuenta con un IED con capacidad de localizar fallas. Por lo que es dependiente del registro visual de las brigadas, o de los propios usuarios de CNEL

Sucumbíos. Con el Registrador Automático de Perturbaciones, y con la ayuda del RecordBase Central Station, se elimina la dependencia visual para localizar fallas, gracias al uso del localizador de fallas, a partir de los archivos COMTRADE.

Con este evento real y datos pertenecientes a CNEL Sucumbíos acerca de la falla, se tiene las cargas no suministradas por la salida de la L/ST Celso Castellanos-Lumbaquí en la Tabla 38.

Tabla 38. Carga no suministrada por la falla en la L/ST Celso Castellanos-Lumbaquí

ALIMENTADOR	CARGA [MW]
LUMBAQUÍ	0.059
CASCALES	0.615
REVENTADOR	1.252
Total	1.927

Mediante la información proporcionada por CNEL Sucumbíos, presentada a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) [60], se puede obtener el beneficio económico de incorporar el RAP que apoye al sistema de protecciones ante limitaciones del mismo, como es el caso de los relés de protección de la L/ST de Celso Castellanos-Lumbaquí. El costo de la Energía no Suministrada es de 1.53 [\$/kWh], con estos datos se tiene el desglose de la energía no suministrada para el año 2024 en la Tabla 39:

Tabla 39. Datos de la Energía no Suministrada del año 2024 de CNEL Sucumbíos

MES	COSTO DE LA ENERGÍA [\$/kWh]	ENERGÍA NO SUMINISTRADA [\$]	ENERGÍA NO SUMINISTRADA [kWh]
Enero	1.53	217,851.99	142,386.92
Febrero	1.53	137,682.93	89,988.84
Marzo	1.53	313,854.55	205,133.69
Abril	1.53	241,454.28	157,813.25
Mayo	1.53	353,764.74	231,218.78
Junio	1.53	134,166.14	87,690.29
Julio	1.53	154,752.60	101,145.49

Agosto	1.53	207,047.95	135,325.46
Septiembre	1.53	0	0.00
Octubre	1.53	85,016.16	55,566.12
Noviembre	1.53	86,137.02	56,298.71
Diciembre	1.53	81,219.87	53,084.88
TOTAL		2,012,948.23	1'315,652.44

El tiempo del despeje de la falla fue de alrededor de 19 horas con 57 minutos, 19.95 horas, desconectando 1.297 MW. Se obtiene el costo de la Energía no Suministrada, y se compara con el aporte del registrador automático de perturbaciones mediante el localizador de fallas, propio del TESLA 4000, que puede reducir el tiempo fuera de servicio.

g. Falla real de la L/ST Celso Castellanos-Lumbaquí sin el RAP

La energía no suministrada en el tiempo fuera de servicio es de:

$$ENS = Carga_{No-SUMINISTRADA} \times t_{FUERA DE SERVICIO}$$

$$ENS = 1297 \text{ kW} \times 19.95 \text{ h} = 25,875.15 \text{ kWh}$$

$$Costo_{ENS-total} = 25,875.15 \text{ kWh} \times 1.53 \frac{\$}{\text{kWh}} = \$ 39,588.98$$

$$\%_{aporte_ENS} = \frac{25,875.15 \text{ kWh}}{231,218.78 \text{ kWh}} \times 100\%$$

$$\%_{aporte_ENS} = 11.19\%$$

El evento representa el 11.19% del total de la energía no suministrada en el mes de mayo por parte de CNEL Sucumbíos. Una reducción del tiempo fuera de servicio se vuelve crucial, como se mencionó, no cuenta con un localizador de fallas en ninguna de las dos subestaciones, por ello, se realizan 4 intentos fallidos de recierre, al esperar que la falla haya sido despejada como lo muestra el reporte de los operadores.

h. Falla real de la L/ST Celso Castellanos-Lumbaquí con el uso teórico del RAP

Una reducción esperada está tomada desde el último recierre no exitoso hasta la puesta en servicio de la línea, desde las 03:59 p.m. hasta las 09:26 a.m., con un tiempo de 17 horas con 27 minutos. Reduciendo la necesidad de generar cierres no exitosos que provoquen daños en los equipos de maniobra por el arco eléctrico producido por la corriente de falla. Con esta reducción esperada se tiene un tiempo fuera de servicio de 17.45 horas.

$$ENS = Carga_{No-SUMINISTRADA} \times t_{FUERA DE SERVICIO}$$

$$ENS = 1297 \text{ kW} \times 17.45 \text{ h} = 22,632.65 \text{ kWh}$$

$$Costo_{ENS-total} = 22,632.65 \text{ kWh} \times 1.53 \frac{\$}{\text{kWh}} = \$ 34,627.95$$

Se reduce de 25,875.15 kWh a un valor de 22,632.65 kWh, con una reducción de 3,242.5 kWh. Esto en valores económicos es una reducción de \$ 4,961.03, siendo un valor considerable gracias al uso del RAP.

3.2. VERIFICACIÓN DE LA ACTUACIÓN DEL RECONECTADOR H_GONZALES DEL ALIMENTADOR LA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN VÍA QUITO DE LA S/E LAGO AGRIO

Los archivos COMTRADE permiten la configuración o validación de actuación de reconectadores dentro de una red, estos archivos pueden obtenerse de manera independiente en cada relé lo que llevaría un tiempo alto de obtención de datos al tener que acercarse a cada subestación y solicitar el uso de los relés para obtener dichos datos. Mediante el TESLA 4000 y la red en estrella de comunicaciones, los COMTRADE se presentan directo a un operador gracias al RecorBase Central Station para su análisis post-falla en el Centro de Control de CNEL Sucumbíos. En la Figura 45 se presenta el archivo COMTRADE, del alimentador de cabecera, de una falla real en el alimentador VIA_QUITO que cuenta con reconectadores en cada ramal, pero sin una configuración adecuada.

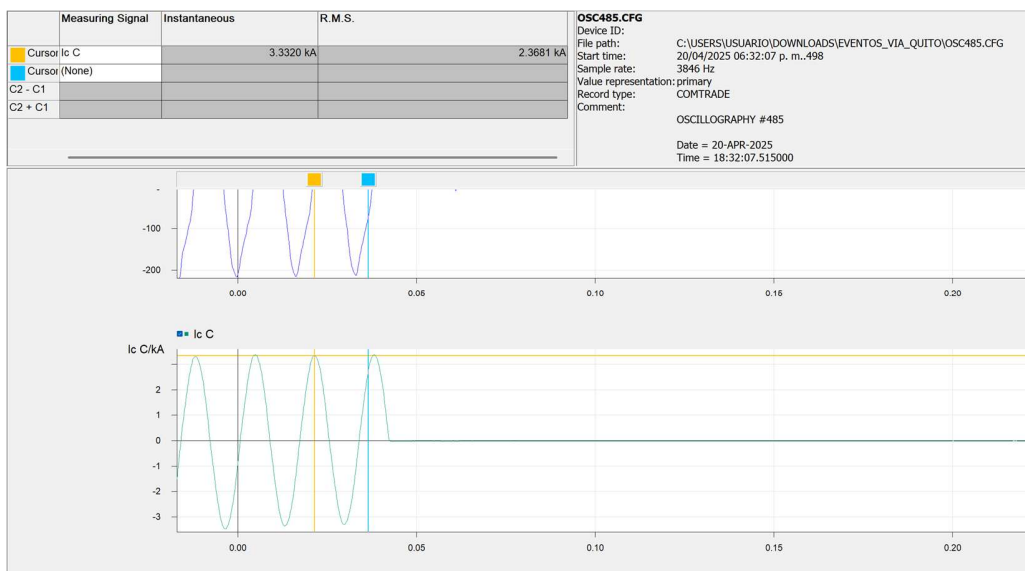


Figura 45. Oscilografía de una falla real en el alimentador Vía_Quito

En la Figura 46 se muestra la identificación del tipo de falla en función de las oscilografías de las tres fases incluida la corriente de tierra. En base a dicha información, se cataloga al evento como una falla de la fase C a tierra que deja fuera de servicio al alimentador al tener todas sus corrientes posteriores en un valor de 0, gracias a la ayuda de cursores, el valor de la corriente pico de falla es de 3.332 kA. Se observa la falta de información referente al evento que resalta la necesidad de contar con el sistema de registro automático de eventos, el archivo es tomado de un relé en funcionamiento el cual registró el evento, pero ya suscitado la falla, no existe una diferenciación entre la pre-falla y post-falla.

El beneficio del sistema será contar con la información adecuada para medir los tiempos de actuación del sistema de protecciones, en el archivo COMTRADE la acción de las protecciones está dado en un tiempo de 60.6 milisegundos, pero esta información no es verificable al no contar con un registro pre-falla.

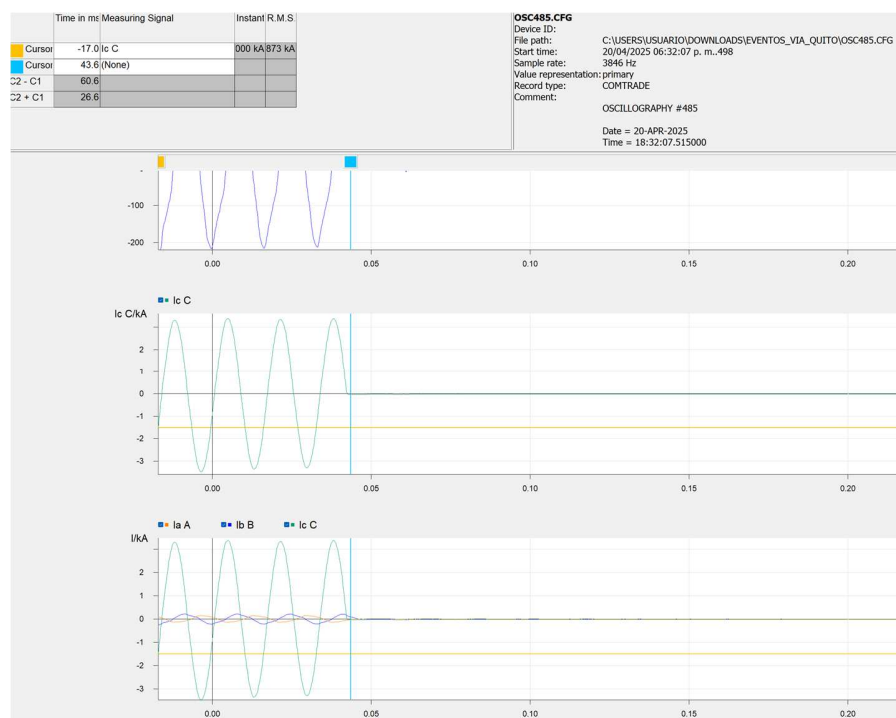


Figura 46. Oscilografías de las tres fases y tierra de la falla en el alimentador Vía_Quito. Para observar la falta de selectividad del sistema de protecciones, se busca imitar el evento de la falla en el software DIgSILENT PowerFactory a partir de la base de datos de CNEL Sucumbíos. La falla en cuestión se ubicó lejos de la cabecera, por lo que se toma un punto terminal para obtener la falla de la fase C, se coloca una resistencia de falla de 0.8 ohm y con

20LG01_13.8kV

Diagram showing a power distribution system with a main bus at 20LG01_13.8kV. The system includes several feeders and components:

- Feeder 1 (Left):** R_TREBOL (0.0), BARRIO BYPas (0.0), BARRIO (0.0), TRENOL (0.0), BARRIO (0.0).
- Feeder 2 (Middle-Left):** LDT LAGO1 (0.0), TREBOL (0.0), BARRIO (0.0), QUITO_CH (0.0), ELENO (0.0).
- Feeder 3 (Middle-Right):** LDT LAGO2 (0.0), R_QUIOTO (0.0), PTAP (0.0), PTAP_C (0.0), ELENO (0.0).
- Feeder 4 (Right):** LDT VIA JIVINO (0.0), J_MARIN (0.0), J_GONZALES (0.0), H_GONZALES(1) (0.0), HOSPITAL (0.0), SSAA(2) (0.0).

Key parameters and values:

- Bus Voltage:** 20LG01_13.8kV
- Transformer Ratings:** 11.2, 0.81, -43.8
- Impedance Values:** 0.156, 0.187, 0.128, 0.149, 0.179, 0.123, 0.163, 0.201, 0.179, 0.059, 0.071, 0.049, 0.004, 0.004, 0.003
- Breaker/Fuse Ratings:** 11.1, 0.81, -44.0; 11.2, 0.81, -43.9
- Current Ratings:** I_kss:A = 0.163 kA, I_kss:B = 0.201 kA, I_kss:C = 3.179 kA

En la Figura 48 se muestra el evento del cortocircuito de la fase C a tierra en un tiempo de 0.5 segundos, el tiempo de actuación del relé de cabecera es de aproximadamente 0.2587 segundos, esto muestra que actúa de manera temporizada. A pesar de actuar en un tiempo adecuado debido a las condiciones y lejanía de la cabecera, la propiedad de selectividad es incumplida al dejar fuera de servicio al ramal J_MARIN. Al no contar con los datos específicos de cada ramal, no se puede determinar la reducción de la energía no suministrada con una actuación de los reconectores.

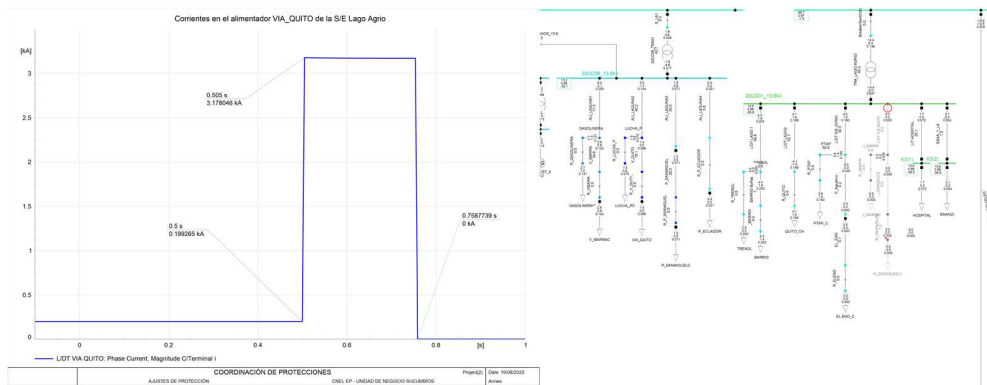


Figura 48. Verificación de los tiempos de corte y selectividad en la red CNEL Sucumbíos

La operación de una subestación no verifica la selectividad del sistema de protecciones, solo se encarga de mantener el suministro de energía eléctrica a la red. Un ejemplo teórico es conocer la energía no suministrada en el tiempo de fuera de servicio, no obstante, no se cuenta con datos concentrados de las cargas de cada ramal, por lo que se estima un valor de la carga concentrada en cada ramal, buscando conocer su comportamiento.

Para este ejemplo teórico que permita validar la implementación en función de índices económicos y de calidad de servicio técnico. Se toma en cuenta una carga de 3.28 MW con un factor de potencia de 0.94 para el ramal de J_MARIN y una carga de 1 MW con un factor de potencia de 0.94 en el ramal H_GONZALES. El costo de la energía no suministrada (ENS) en Ecuador es 1533 \$/MWh, se toma un tiempo fuera de servicio de 1 hora debido a la lejanía de la cabecera.

Caso a: reconector fuera de servicio

Cuando no existe un reconector en servicio, toda la carga del alimentador queda fuera de servicio. Ocasionando pérdidas económicas detalladas a continuación:

$$ENS = 4.28 \times 1 = 4.28 [MWh]$$

$$Costo_{ENS-total} = 4.28 \times 1533 = \$ 6561.24$$

Caso b: reconector en servicio

El reconector permite la selectividad del alimentador, al despejar la falla sin dejar fuera de servicio al propio alimentador, no se indaga en su coordinación al ser parte de un análisis de coordinación de protecciones, únicamente se toma como base los ajustes recomendados por fabricantes. Se observa en la Figura 49 la salida de una parte del ramal, se cumple el principio de selectividad.

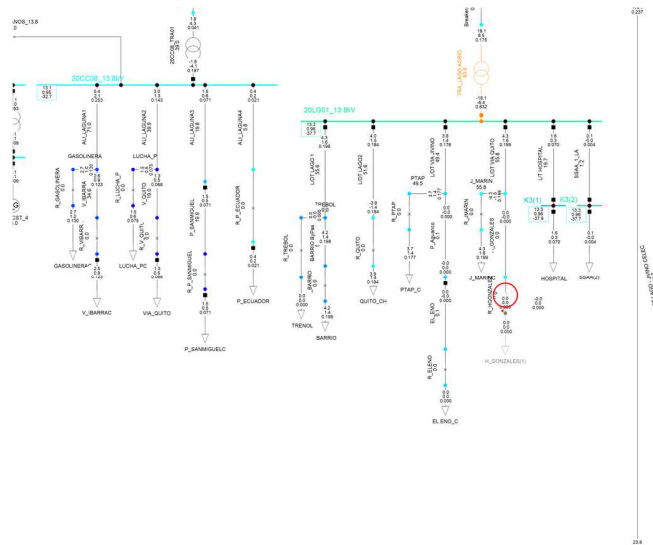


Figura 49. Salida de la carga H_GONZALES del alimentador VIA_QUITO por medio del reconector R_HGONZALES

El costo de la energía no suministrada

$$ENS = 1 \times 1 = 1 \text{ [MWh]}$$

$$Costo_{ENS-total} = 1 \times 1533 = \$ 1533$$

Con ayuda del índice de costo de la energía no suministrada, se toman los datos cuando no se cumple el criterio de selectividad: el primero, ocasionado por la falta de ajustes, o el segundo, por la descoordinación provocada por aumento del tamaño de la red. En el tiempo establecido para el estudio, la pérdida económica es de \$ 6561.24 por el costo de la energía no suministrada cuando el reconector no cumple con la selectividad. El costo de la energía no suministrada en el caso de que el reconector sí cumpla con la selectividad es de \$ 1533. Teniendo un incremento considerable de \$ 5028.24 cuando el criterio no se cumple.

Este resultado valida la necesidad de contar con registros que evidencien la correcta actuación de las protecciones a través de los archivos COMTRADE, como se mostró en la Figura 46 la información identificó el evento, pero no valida los tiempos de actuación de las protecciones, además, se muestra la falta de actuación del reconector que puede ocasionar pérdidas económicas al dejar en fuera de servicio a un alimentador de la red y reducción de los índices de calidad de servicio técnico y comercial de la Unidad de Negocio CNEL Sucumbíos.

A partir de los dos casos de estudio, y el análisis teórico de la validación del uso del RAP. La red CNEL Sucumbíos tiene limitaciones técnicas dentro del sistema de protecciones, con el aporte del RAP tanto para la localización de fallas, entrega de archivos COMTRADE y

todos los aportes extra como registro de secuencia de eventos, calidad de energía entre otros, mejorará de manera significativa la operación con los criterios de confiabilidad, seguridad y continuidad. Valida la implementación del RAP para operación de la red de CNEL Sucumbíos mediante la mejora de indicadores de calidad de servicio, verificación de tiempos de actuación de protecciones y una base de datos para reajuste de protecciones ante el incremento de demanda de la red.

CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES

- La implementación del sistema del Registrador Automático de Perturbaciones en la red de CNEL Sucumbíos es un punto de partida para mejorar la operación confiable del sistema al proporcionar información necesaria tanto para expansión, coordinación de protección o repotenciación de subestaciones en base al comportamiento de los elementos ante fallas en la red.
- La mayoría de información provenientes de los IED suele ser reservada previo al análisis pos-falla al ser propios de la distribuidora; en este caso CNEL Sucumbíos, con un RAP al tener canales cifrados por diferentes protocolos evita el uso de canales de comunicación de terceros que pueden representar una fuga de información de archivos y datos de las perturbaciones registrados en la red.
- El modelamiento de la red de CNEL Sucumbíos se ha basado en los datos de placa de los elementos y dispositivos, pero éstos se deterioran por condiciones ambientales y factores externos. Ante la información de fallas y perturbaciones permite la modificación de parámetros tanto de los elementos como de las protecciones debido a nuevos escenarios de operación y fallas.
- Implementar un RAP es un paso importante para CNEL Sucumbíos debido a que trabajan en una red en estrella, con la información de fallas se pueden establecer puntos de trabajo inmediato para mejorar las condiciones de operación de la red.
- La información del RAP constituye una base importante de apoyo para el operador, al contener información de los eventos como la ubicación y tipo de evento, que reducen el tiempo de análisis y puesta en marcha de acciones correctivas.
- La independencia, entre el sistema de protecciones con el registro automático de perturbaciones, es clave para conocer y validar el comportamiento del sistema de

protecciones, con lo cual se logra evitar operaciones incorrectas de los dispositivos al tener una referencia que permita sustentar dicha operación.

- La reducción del costo de la energía no suministrada, en el primer caso teórico, basado en un evento real, es un ejemplo claro de la necesidad de implementar el sistema RAP para suplir limitaciones técnicas de la red, como la falta de IED de distancia. Esta medida se ve apoyada por la reducción de indicadores, como es el de la energía no suministrada y su costo, con una reducción de \$ 4,961.03 por una falla en la L/ST de Celso Castellanos-Lumbaquí. Este análisis puede extrapolarse a líneas con la misma situación como es el caso de la L/ST Sacha-Jivino, L/ST Jivino-Shushufindi, entre otras.
- El segundo caso teórico es un ejemplo sencillo, pero eficaz de la falta de selectividad que puede darse cuando no existe una supervisión de la red, sin un RAP, con la salida del alimentador VIA_QUITO en la S/E Lago Agrio durante un periodo pequeño de tiempo ante una falla lejana a la cabecera, los costos de la energía no suministrada por falta de actuación del reconectador son de \$ 6561.24, a diferencia de la correcta actuación donde el costo es de \$ 1533, siendo evidente el incremento de los costes cuando no existe selectividad. Con la ayuda de los archivos proporcionado por el RAP se puede llevar una supervisión de la actuación correcta no sólo de reconectores, sino de cada IED dentro de CNEL Sucumbíos.

CAPÍTULO 5: RECOMENDACIONES

- La red de CNEL Sucumbíos trabaja con un sistema en estrella, pero lo recomendable es el diseño de una red en anillo o una arquitectura en estrella con redundancia para mejorar la confiabilidad tanto en operación como en comunicación.
- Realizar una capacitación al personal se vuelve importante para el uso de la herramienta computacional y realizar el análisis pos-falla. Además, permite al personal la configuración ante el incremento de elementos dentro de la red sin necesidad de reconfigurar y volver a parametrizar los softwares.
- Se recomienda mantener el mismo proveedor tanto para los registradores y dispositivos de adquisición de datos, manteniendo un entorno de trabajo basado en los mismos softwares evitando la interoperabilidad entre diferentes marcas.

- Se recomienda levantar la información necesaria para la adquisición de registradores, incluyendo futuras expansiones, buscando reducir los costos al evitar realizar inversiones extra ocasionada por el incremento de señales dentro de las subestaciones.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] F. E. Tamayo-Guzmán, C. A. Barrera-Singaña, F. E. Tamayo-Guzmán, y C. A. Barrera-Singaña, «Estabilidad en régimen permanente de sistemas eléctricos de potencia considerando límites de operación en generadores, transformadores y líneas de transmisión», *Iteckne*, vol. 18, n.º 2, pp. 141-149, dic. 2021, doi: 10.15332/iteckne.v18i2.2559.
- [2] IEEE-SASB Coordinating Committees, *IEEE 1159-1995*, 14 de junio de 1995. Accedido: 29 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://standards.ieee.org/ieee/1159/1760/>
- [3] K. S. Vásquez Ocaña, «Usos y aplicaciones de registradores automáticos de perturbaciones en el Sistema Nacional de Transmisión», nov. 2007, Accedido: 29 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/9886>
- [4] A. Thangam, «Transformadores de Corriente», Tameson.es. Accedido: 28 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://tameson.es/pages/transformadores-de-corriente>
- [5] J. Espinoza Guerrero y P. Estupiñán Segura, «Guía de selección de sistema de protección en subestaciones por medio de relés basados en microprocesadores aplicado en subestaciones de transmisión», bachelorThesis, 2010. Accedido: 28 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/2093>
- [6] M. Medina Chávez y L. Mackenzie Celleri, «Sistema de control y monitoreo de la subestación acería de Andec S.A.», bachelorThesis, 2011. Accedido: 28 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/1676>
- [7] A. P. Apostolov, «Requirements for automatic event analysis in substation automation systems», en *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.*, jun. 2004, pp. 1055-1060 Vol.1. doi: 10.1109/PES.2004.1373003.
- [8] International Electrotechnical Commission, *IEC 61850-7-1*, agosto de 2020. Accedido: 29 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/en/publication/67536>
- [9] Y. Yin, S. Alaeddini, y Y. Fu, «Automatic Fault Analysis and Visualization of Digital Substation Event», en *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, ago. 2020, pp. 1-5. doi: 10.1109/PESGM41954.2020.9281882.
- [10] K. Vásquez, «Implementación del Sistema de Registradores Automáticos de Perturbaciones en el Sistema Nacional de Transmisión», *Revista Técnica «energía»*, vol. 4, n.º 1, Art. n.º 1, ene. 2008, doi: 10.37116/revistaenergia.v4.n1.2008.253.
- [11] R. Hunt y J. Pond, «Requirements for a Fault Recording System», presentado en Requirements for a Fault Recording System, Atlanta, abr. 2009, p. 24. [En línea]. Disponible en: <https://truc.org/wp-content/uploads/2014/08/requirements-for-a-fault-recording.pdf>
- [12] E. V. Andrade Cullispuma, «Criterios técnicos para ajustar registradores automáticos de perturbaciones en el sistema nacional interconectado aplicado a la subestación Molino», bachelorThesis, QUITO/ EPN/ 2007, 2008. Accedido: 29 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/976>
- [13] ERLPhase, «Registrador de Sistemas de Potencia TESLA 4000». 21 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.erlphase.com/downloads/data_sheets/TESLA_4000_multi_timeframe_power_system_recorder_ds_SP.pdf

- [14] SIEMENS, «SIPROTEC 7KE85». SIEMENS SIPROTEC, 8 de marzo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:3c6198bd-e6c3-462a-a640-94ac509ccb12/SIPROTEC-7KE85-Profile.pdf>
- [15] SIEMENS, «SIPROTEC 7KE85 CATALOG». SIEMENS SIPROTEC, 27 de abril de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:279cb01d-fd3b-4df4-8e04-f1fe98b81d6b/SIPROTEC-5-Catalog-EN.pdf>
- [16] KoCoS Messtechnik AG, «SHERLOG CRX 1232|2032». octubre de 2018. Accedido: 30 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.kocos.com/fileadmin/download/SHERLOG/Specsheet/ENG/DB_SHERLOG%20CRX%201232%202032_102018_ENG.pdf
- [17] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., «SEL-651R Recloser Control». Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2016. [En línea]. Disponible en: https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Data%20Sheets/651R_DS_20160715.pdf?v=20160815-175229
- [18] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., «SEL-451-6 Protection, Automation, and Bay Control System». Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2018. Accedido: 30 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://selinc.com/api/download/124252/>
- [19] SIEMENS AG, «Reyrolle 7SR10 Platform Protecting grid with confidence». SIEMENS Inc., 2024. [En línea]. Disponible en: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:34f2be71-2b6a-4fcf-91f3-f82c4fecf419/reyrolle7sr10catalog.pdf>
- [20] IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems, United State., 18 de marzo de 1999. doi: 10.1109/IEEESTD.1999.90571.
- [21] IEEE Power & Energy Society, *IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems*, 7 de diciembre de 2011. doi: 10.1109/IEEESTD.2011.6111222.
- [22] J. Valtari, *Centralized Architecture of the Electricity Distribution Substation Automation - Benefits and Possibilities*. Tampere University of Technology, 2013. Accedido: 13 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://trepo.tuni.fi/handle/10024/114194>
- [23] S. Rubio, S. Bogarra, M. Nunes, y X. Gomez, «Smart Grid Protection, Automation and Control: Challenges and Opportunities», *Applied Sciences*, vol. 15, n.º 6, p. 3186, mar. 2025, doi: 10.3390/app15063186.
- [24] N. G. Tarhuni, N. I. Elkalashy, T. A. Kawady, y M. Lehtonen, «Autonomous control strategy for fault management in distribution networks», *Electric Power Systems Research*, vol. 121, pp. 252-259, abr. 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2014.11.011.
- [25] M. M. Nordman y M. Lehtonen, «An Agent Concept for Managing Electrical Distribution Networks», *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 20, n.º 2, pp. 696-703, abr. 2005, doi: 10.1109/TPWRD.2004.843493.
- [26] J. He, L. Liu, W. Li, y M. Zhang, «Development and research on integrated protection system based on redundant information analysis», *Prot Control Mod Power Syst*, vol. 1, n.º 1, p. 13, dic. 2016, doi: 10.1186/s41601-016-0024-y.
- [27] Z. Zhu, B. Xu, C. Brunner, T. Yip, y Y. Chen, «IEC 61850 Configuration Solution to Distributed Intelligence in Distribution Grid Automation», *Energies*, vol. 10, n.º 4, p. 528, abr. 2017, doi: 10.3390/en10040528.

- [28] ERLPhase Power Technologies Ltd., «ERLPhase Power Technologies Ltd.», ERL. Accedido: 29 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://sp.erlphase.com/products.php?ID=TESLA%204000>
- [29] SIEMENS, «Reydisp Manager - Software de configuración para dispositivos 7SR Reyrolle», SIEMENS. Accedido: 23 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://mall.industry.siemens.com/mall/es/WW/Catalog/Products/10372025>
- [30] «SEL-5030 Software ACSELERATOR QuickSet», selinc.com. Accedido: 23 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://selinc.com/es/products/5030/>
- [31] ERLPhase Power Technologies Ltd., «RecordGraph - User Manual». 21 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.erlphase.com/downloads/manuals/RecordGraph_Manual.pdf
- [32] SIEMENS, «SICAM PQS Overview». SIEMENS, 25 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: https://cache.industry.siemens.com/dl/files/080/109758080/att_1277445/v1/pqs_overview_b.pdf
- [33] SIEMENS, «DIGSI 5 Software Description». Siemens AG, 2024. [En línea]. Disponible en: https://cache.industry.siemens.com/dl/files/461/109742461/att_1310034/v1/DIGSI5_Onlinehelp_enUS.pdf
- [34] ERLPhase Power Technologies Ltd., «RecordGraph - User Manual». 21 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.erlphase.com/downloads/manuals/RecordGraph_Manual.pdf
- [35] SIEMENS, «SICAM PQ Analyzer Manual». SIEMENS, 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/power-quality-measurement/power-quality-analysis-sicam-pq-analyzer.html>
- [36] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., «SEL-651R Recloser Control». Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2016. [En línea]. Disponible en: https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Data%20Sheets/651R_DS_20160715.pdf?v=20160815-175229
- [37] ERLPhase Power Technologies Ltd., «RecordBase Central Station Manual». ERLphase, 13 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.erlphase.com/downloads/manuals/RecordBase_Central_Station_manual.pdf
- [38] SIEMENS, «DIGSI 5 Editions Overview». SIEMENS, 2021. [En línea]. Disponible en: https://cache.industry.siemens.com/dl/files/380/109802380/att_1080797/v1/DIGSI_5_Editions_-_Feature_comparison.pdf
- [39] SIEMENS, «Substation automation system – SICAM PAS –», siemens.com Global Website. Accedido: 26 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/substation-automation/substation-automation-system-sicam-pas.html>
- [40] SIEMENS, «SICAM Substation Automation Catalog - Edition 7». 14 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:df58aad5-aa55-4293-a4a7-ceecd5b530/Substation-Automation-Catalog.pdf>

- [41] SIEMENS, «7KE9202-0DA10-3AA0 Datasheet». 24 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://mall.industry.siemens.com/mall/en/us/Catalog/Product/7KE92020DA103AA0>
- [42] SIEMENS, «7KE9202-0CA10-3CB0 Datasheet». 30 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://mall.industry.siemens.com/mall/en/us/Catalog/Product/7KE92020BA103AA0>
- [43] SIEMENS, «7KE9202-0BA10-3AA0 Datasheet». 30 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://mall.industry.siemens.com/mall/es/es/Catalog/Product/7KE92020BA103AA0>
- [44] M. Soltero, «Artículo técnico sobre SSZT164 | TI.com», Texas Instruments. Accedido: 18 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.ti.com/document-viewer/lit/html/SSZT164>
- [45] G. Smith, «¿Cuáles son los principales tipos de sensores de corriente?», Soluciones de Adquisición de Datos (DAQ). Accedido: 18 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://dewesoft.com/es/blog/cuales-son-los-principales-tipos-de-sensores-de-corriente>
- [46] ERLPhase, «AC Current Input Modules 401020 110739 401025». ERL, 7 de mayo de 2020. [En línea]. Disponible en: https://www.erlphase.com/downloads/data_sheets/Input_Modules_TESLA_AC_Current_ds_legacy.pdf
- [47] ERLPhase, «AC Voltage Input Modules 401006 401026». ERL, 10 de noviembre de 2015. [En línea]. Disponible en: https://www.erlphase.com/downloads/data_sheets/Input_Modules_TESLA_AC_Voltage_ds_legacy.pdf
- [48] CNEL EP, «Unidad de Negocio Sucumbíos», CNEL EP. Accedido: 10 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.cnelep.gob.ec/unidad-de-negocio-sucumbios/>
- [49] K. P. L. Reyes y I. C. Parra, «DISEÑO DE UNA PAN (PERSONAL AREA NETWORK) BASADA EN TECNOLOGÍA BLUETOOTH PARA EL LABORATORIO DE REDES Y SALA 407 DE LA TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR», CORPORACIÓN UNIVERSITARIA TECNOLÓGICA DE BOLIVAR, Cartagena de Indias, 2003. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.utb.edu.co/server/api/core/bitstreams/bee44945-6979-4f6b-846a-293d6d436aed/content>
- [50] D. D. Clark, K. T. Pogran, y D. P. Reed, «An introduction to local area networks», *Proceedings of the IEEE*, vol. 66, n.º 11, pp. 1497-1517, nov. 1978, doi: 10.1109/PROC.1978.11152.
- [51] B. A. Rodríguez Toala, E. J. Pincay Segovia, y K. Maldonado Zúñiga, «LAS REDES WAN Y SU IMPORTANCIA PARA LOS ORDENADORES: LAS REDES WAN Y SU IMPORTANCIA PARA LOS ORDENADORES», *UNESUM-Ciencias*, vol. 6, n.º 1, pp. 1-14, ene. 2022, doi: 10.47230/unesum-ciencias.v5.n4.2021.510.
- [52] A. Bercedo Sanz *et al.*, «Prevalencia y evolución temporal de síntomas de asma en España. Estudio *Global Asthma Network* (GAN)», *Anales de Pediatría*, vol. 97, n.º 3, pp. 161-171, sep. 2022, doi: 10.1016/j.anpedi.2021.10.007.
- [53] P. J. Ezra, S. Misra, A. Agrawal, J. Oluranti, R. Maskeliunas, y R. Damasevicius, «Secured Communication Using Virtual Private Network (VPN)», presentado en Cyber

- Security and Digital Forensics, Springer, Singapore, oct. 2021. doi: https://doi.org/10.1007/978-981-16-3961-6_27.
- [54] I. Ali y M. S. Thomas, «Substation Communication Networks Architecture», en *2008 Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference*, New Delhi, India: IEEE, oct. 2008, pp. 1-8. doi: 10.1109/ICPST.2008.4745218.
- [55] N. Das y S. Islam, «Analysis of power system communication architectures between substations using IEC 61850», en *5th Brunei International Conference on Engineering and Technology (BICET 2014)*, Bandar Seri Begawan, Brunei: Institution of Engineering and Technology, 2014, p. 1.06 (6 .)-1.06 (6 .). doi: 10.1049/cp.2014.1060.
- [56] A. D. Santos *et al.*, «Characterization of Substation Process Bus Network Delays», *IEEE Trans. Ind. Inf.*, vol. 14, n.º 5, pp. 2085-2094, may 2018, doi: 10.1109/TII.2017.2731618.
- [57] K. Prakash, «Concentrador de datos: descripción general», ScienceDirect. Accedido: 18 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/data-concentrator>
- [58] IONOS, «¿Qué es un hub y cómo funciona?», IONOS Digital Guide. Accedido: 18 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.ionos.com/es-us/digitalguide/servidores/know-how/que-es-un-hub/>
- [59] A. Rodriguez, «¿Qué es un Switch de Red y cómo funciona?», instaladoresdetelecomhoy.com. Accedido: 18 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.instaladoresdetelecomhoy.com/que-es-un-switch-de-red-y-como-funciona/>
- [60] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Reportes de Información Estadística del Sector Eléctrico», Agencia de Regulación y Control de Electricidad. [En línea]. Disponible en: <https://reportes.arconel.gob.ec/>