

UNIVERSIDAD DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA
CARRERA DE INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



**Implementación de un Sistema de Monitoreo en
Tiempo Real con Simulación Predictiva para
Sistemas de Potencia**

TESIS

Para optar el título profesional de Ingeniero de la Energía

AUTOR

Salvador Shinji Luis Suenaga (Código 201410077)

ASESOR

Rafael Vera Pomalaza

Lima – Perú

2020

Dedicatoria:

A mí mismo, por el esfuerzo realizado durante toda la carrera
universitaria

Agradecimientos:

A todos los profesores, en especial a los de Ingeniería de la Energía, Rafael, Eunice, Elmer y Julien que contribuyeron en mi formación profesional y personal a lo largo de la carrera universitaria. Y también a mis amigos y futuros colegas, que hicieron mi estancia en la universidad más llevadera.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	4
CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO	9
1.1.1 Sistemas Eléctricos de Potencia.....	9
1.1.1 Definición de un Sistema Eléctrico de Potencia	9
1.1.2 Componentes de un Sistema Eléctrico de Potencia.....	12
1.1.3 Flujo de Potencia en Sistemas Eléctricos de Potencia	15
1.2 Automatización en Sistemas Eléctricos de Potencia.....	18
1.2.1 Niveles de Automatización	18
1.2.2 Protocolos y Estándares de Comunicación en SEP	20
1.2.3 Sistemas de Automatización en SEP	23
1.3 Sistemas SCADA.....	24
1.3.1 Componentes de un Sistema SCADA	24
1.3.2 Principio de Funcionamiento de un Sistema SCADA.....	25
1.3.3 Sistemas SCADA en SEP	26
1.4 Herramientas de Simulación en SEP	28
1.4.1 Simulación en SEP.....	28
1.4.2 Métodos de Análisis en SEP	29
1.4.3 Características de los Softwares de Simulación	30
1.5 Análisis Predictivo en SEP	31
1.5.1 Contribución del Análisis Predictivo en SEP	31
1.5.2 Aplicación de Simulaciones Predictivas	32
CAPÍTULO II METODOLOGÍA	35
2.1 Integración del Software de Simulación ETAP RT y los Módulos de Dispositivos Campo .36	
2.1.1 Integración de los Módulos de los Dispositivos de Medición y ETAP RT	38
2.1.2 Integración de los Módulos de los Dispositivos de Control y ETAP RT	39
2.2 Desarrollo de la Plataforma de Pruebas	43

2.2.1	Construcción del Sistema Eléctrico de Potencia	43
2.2.2	Accediendo al Modo “En Línea”	44
2.3	Selección de Escenarios y Aplicación de Simulaciones Predictivas	46
2.3.1	Escenario Uno.....	47
2.3.2	Escenario Dos	47
2.3.3	Escenario Tres.....	48
CAPÍTULO III RESULTADOS		50
3.1	Escenario Uno.....	50
3.2	Escenario Dos	52
3.3	Escenario Tres	60
CONCLUSIONES		63
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		66
ANEXOS.....		71

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Características deseadas en un sistema de potencia	10
Tabla 1.2 Variables eléctricas calculadas a través del análisis de flujo de carga	15
Tabla 1.3 Características de los métodos numéricos utilizados para el cálculo de flujo de carga	18
Tabla 1.4 Niveles de la automatización	20
Tabla 1.5 Protocolos y estándares de comunicación frecuentemente utilizados en SEP.	22
Tabla 1.6 Sistemas de automatización para SEP.	23
Tabla 1.7 Funciones de los componentes de un sistema SCADA.....	25
Tabla 1.8 Métodos de análisis en SEP.....	29
Tabla 1.9 Softwares de simulación para SEP y sus características	30
Tabla 2.1 Componentes del Sistema Eléctrico de Potencia	43
Tabla 3.1 Resultados para el escenario uno en el multímetro 1	51
Tabla 3.2 Resultados para el escenario uno en el multímetro 2	51
Tabla 3.3 Resultados para el escenario uno en el multímetro 3	52
Tabla 3.4 Resultados para el escenario dos en el multímetro 1, si la carga 1 es 70 MW	53
Tabla 3.5 Resultados para el escenario dos en el multímetro 2, si la carga 1 es 70 MW	53
Tabla 3.6 Resultados para el escenario dos en el multímetro 3, si la carga 1 es 70 MW	54
Tabla 3.7 Resultados para el escenario dos en el multímetro 1, si la carga 1 es 100MW	55
Tabla 3.8 Resultados para el escenario dos en el multímetro 2, si la carga 1 es 100MW	55
Tabla 3.9 Resultados para el escenario dos en el multímetro 3, si la carga 1 es 100MW	55
Tabla 3.10 Resultados para el escenario dos en el multímetro 1, si la carga 1 es 150 MW	56
Tabla 3.11 Resultados para el escenario dos en el multímetro 2, si la carga 1 es 150 MW	56
Tabla 3.12 Resultados para el escenario dos en el multímetro 3, si la carga 1 es 150 MW	57
Tabla 3.13 Resultados para el escenario dos en el multímetro 1, si la carga 1 es 200 MW	58
Tabla 3.14 Resultados para el escenario dos en el multímetro 2, si la carga 1 es 200 MW.....	58
Tabla 3.15 Resultados para el escenario dos en el multímetro 3, si la carga 1 es 200 MW	58
Tabla 3.16 Resultados para el escenario tres en el multímetro 1	61
Tabla 3.17 Resultados para el escenario tres en el multímetro 2	61

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Estructura de un sistema eléctrico de potencia	9
Figura 1.2 Representación unifilar de un sistema eléctrico de potencia	11
Figura 1.3 Plantas de Generación utilizadas en el mundo	13
Figura 1.4 Subestación Eléctrica	13
Figura 1.5 Línea de Transmisión de acuerdo al voltaje que transportan	14
Figura 1.6 Centro de transformación aéreo	14
Figura 1.7 Representación de un SEP para el cálculo de flujo de potencia	15
Figura 1.8 Pirámide de automatización	19
Figura 1.9 Protocolos y estándares de comunicación utilizados en un SEP.....	21
Figura 1.10 Componentes de un Sistema SCADA	24
Figura 1.11 Diagrama de bloques del sistema de adquisición de datos	26
Figura 1.12 Proceso de monitoreo y control de un SEP a través de un sistema SCADA.....	28
Figura 1.13 Incorporación de las simulaciones predictivas para la gestión del SEP.....	32
Figura 1.14 Funcionamiento de las simulaciones predictivas	34
Figura 2.1 Diagrama de la metodología de la Tesis.....	36
Figura 2.2 Ventana de operación de ETAP SCADA Integrator.....	37
Figura 2.3 Ventana de operación para agregar un dispositivo externo	37
Figura 2.4 Multímetro SENTRON PAC4200.....	39
Figura 2.5 Configuración del multímetro SENTRON PAC 4200 EN ETAP SCADA Integrator....	39
Figura 2.6 Barra colectora doble seccionador-interruptor CO3301-5R	40
Figura 2.7 Configuración de las barras colectoras CO3301-5R en SCADA Designer.....	41
Figura 2.8 Configuración del OPC en SCADA Designer	41
Figura 2.9 Direccionamiento de las salidas digitales de la barra colectora CO3301-5R.....	42
Figura 2.10 Configuración de la barra colectora CO3301-5R en ETAP SCADA Integrator	42
Figura 2.11 Modelo Virtual del Sistema Eléctrico de Potencia	44
Figura 2.12 Controlador de Estado de la Plataforma de Pruebas	45
Figura 2.13 Estados de Operación de la Plataforma de Pruebas	45
Figura 2.14 Modelo Virtual del Sistema Eléctrico de Potencia	46
Figura 2.15 Primer escenario de simulación para el SEP	47
Figura 2.16 Segundo escenario de simulación para el SEP	48
Figura 2.17 Tercer escenario de simulación para el SEP	49
Figura 3.1 Resultados simulados y medidos en tiempo real para el escenario uno	51
Figura 3.2 Resultados simulados y medidos en tiempo real para el escenario dos, si la carga 1 es 70 MW	53

Figura 3.3 Resultados simulados y medidos en tiempo real para el escenario dos, si la carga 1 es 100 MW	54
Figura 3.4 Resultados simulados y medidos en tiempo real para el escenario dos, si la carga 1 es 150 MW	56
Figura 3.5 Resultados simulados y medidos en tiempo real para el escenario dos, si la carga 1 es 200 MW	57
Figura 3.6 Porcentaje de caída de tensión en la barra 2 vs Carga total conectada al sistema	59
Figura 3.7 Porcentaje de caída de tensión en la barra 6 vs Carga total conectada al sistema	59
Figura 3.8 Resultados simulados y medidos en tiempo real para el escenario tres	61

ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO 1: DIRECCIONAMIENTO DE LAS MAGNITUDES MEDIDAS POR EL MULTÍMETRO SENTRONPAC 4200	71

ABSTRACT

Implementation of a Real Time Monitoring System with Predictive Simulation for Power Systems

The implementation of the real-time monitoring system with predictive simulation was carried out in the Renewable Energy and Smart Grid laboratory of the University of Engineering and Technology (UTEC), for which physical components were integrated (Lucas Nülle Field Device Modules) and electrical power systems simulation software (ETAP Real Time).

In order to perform the integration, and communicate the modules of the field devices and the simulation software, it was necessary to know the values of the addresses of the analog and digital outputs, the IP address and the communication protocol used by each of the devices, whether measuring or control. In addition, it was also necessary to know the design parameters of the electrical components that constituted the physical system, to be able to emulate their behavior precisely in the simulation software.

After having integrated the simulation software and the modules of the field devices, the effects that can cause a change in the operating state of a component, such as changes in the state of isolator switches on the power electric system in general, were analyzed in three different scenarios, in which the system operated with different numbers of loads and components.

Finally, a comparison was made between the simulated values and those who were measured in real time in each scenario, this allowed to observe the percentage of error that occurred in each measurement and determine the degree of precision that the applied predictive simulation has.

Keywords: Predictive simulation, Electric power systems, real time.

RESUMEN

La implementación del sistema de monitoreo en tiempo real con simulación predictiva fue realizada en el laboratorio de Energías Renovables y Smart Grid de la Universidad de Ingeniería y Tecnología (UTEC), para lo cual se integraron componentes físicos (Módulos de dispositivos de campo Lucas Nülle) y software de simulación de sistemas eléctricos de potencia (ETAP Real Time).

Para poder realizar la integración, y comunicar los módulos de los dispositivos de campo y el software de simulación, fue necesario conocer los valores de las direcciones de las salidas analógicas y digitales, la dirección IP y el protocolo de comunicación que utiliza cada uno de los dispositivos, ya sean de medición o control. Además de ello, fue necesario también conocer los parámetros de diseño de los componentes eléctricos que constituyeron el sistema físico, para poder emular su comportamiento de manera precisa en el software de simulación.

Luego de haber integrado el software de simulación y los módulos de los dispositivos de campo, se analizaron los efectos que pueden causar un cambio en el estado de operación de un componente, como lo son interruptores sobre el sistema eléctrico de potencia en general, en tres escenarios distintos, en los cuales el sistema operó con diferentes números de cargas y componentes.

Finalmente se realizó una comparación entre los valores simulados y los medidos en tiempo real en cada escenario, para poder observar el porcentaje de error que se produjo en cada medición y determinar el grado de precisión que posee la simulación predictiva aplicada.

Palabras clave: Simulación predictiva, Sistemas eléctricos de potencia, tiempo real, monitoreo en tiempo real.

INTRODUCCIÓN

Uno de los objetivos planteados por “La Agenda 2030 sobre el desarrollo sostenible” aprobada por la Asamblea General de las Naciones Unidas, es lograr una “Energía asequible y no contaminante”; es decir, lograr el acceso universal al suministro eléctrico y que este sea a la vez seguro, sostenible y de bajo impacto ambiental, incrementado la participación de fuentes de Energía Renovable No Convencionales (ERNC) [1].

Sin embargo, una de las limitaciones que presentan las ERNC es su intermitencia y variabilidad, lo cual no permite la generación continua de energía, por lo que hay períodos en los que la demanda debe ser abastecida a través de plantas de generación hídrica y/o térmica [2]. Esta limitación, origina que la generación de energía eléctrica a través de fuentes de ERNC se comporte de manera diferente a la generación convencional, puesto que no se puede predecir con exactitud el impacto que tendrá en la confiabilidad y calidad del sistema [3].

Las deficiencias en la calidad y confiabilidad de suministro de energía eléctrica, tienen un impacto negativo, tanto para el sector industrial como para los sectores comercial y residencial e inclusive representan pérdidas para las empresas proveedoras de electricidad, ya que implica dejar de vender energía, teniendo a la vez que asumir costos por compensación de suministro [4]. Algunas de las consecuencias pueden ser: Ocurrencia de flickers, que consiste en variaciones temporales de la luminosidad; mal funcionamiento y/o daños en los sistemas de control; funcionamiento erróneo de equipos de protección; sobrecalentamiento de transformadores y maquinaria rotativa (generadores, motores); interferencia en redes de comunicación; comportamiento atípico de las cargas eléctricas, entre otros [5].

Los sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) tradicionales, encargados de vigilar el adecuado funcionamiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), a través de monitoreo y control remoto utilizando datos adquiridos por instrumentos de campo en tiempo real, poseen una filosofía de funcionamiento que no está acorde con las necesidades actuales de los sistemas de potencia, debido a que no son capaces

de realizar simulaciones predictivas que permitan analizar la respuesta del sistema ante una variedad de cambios y perturbaciones que pueden presentarse, tales como: La inclusión de nuevas fuentes de generación a través de ERNC, la incidencia de fenómenos ambientales y climáticos y/o fallas propios de la operación (en sistemas de protección y errores humanas) que tienen influencia en la calidad y confiabilidad del sistema [6].

En ese sentido, la presente tesis busca implementar un sistema de monitoreo en tiempo real con simulación predictiva para la gestión confiable, segura y eficiente de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Para ello, se realizará la constitución de un sistema eléctrico de potencia físico y su equivalente virtual en el software de simulación ETAP RT, donde existirá una comunicación entre los dispositivos físicos y virtuales que permita adquirir datos en tiempo real, ejecutar acciones de control como la apertura y cierre de interruptores y realizar simulaciones predictivas que sirvan para mejorar la gestión del sistema eléctrico.

Alcance

La presente tesis desarrolla la implementación de un sistema capaz de monitorear un sistema eléctrico de potencia en tiempo real y de manera remota, teniendo como referencia para la gestión, los resultados obtenidos con simulación predictiva. El sistema utilizado para el análisis, estuvo constituido por módulos Lucas Nülle, principalmente, una fuente de alimentación trifásica, líneas de transmisión, un transformador, cargas, e instrumento de medición y control (interruptores y seccionadores). La simulación fue realizada a través de ETAP RT, el cual es un software de simulación de sistemas de energía que también permite observar en su interface, datos obtenidos por los módulos dispositivos de campo en tiempo real y operarlos de manera remota [7].

Antecedentes

En el Perú no se han aplicado aún sistemas de monitoreo que empleen simulaciones predictivas. El Comité de Operación Económica del Sistema (COES), que es el encargado de operar el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) peruano, con la finalidad que exista una coincidencia entre la energía demandada y la ofertada emplea el sistema SCADA tradicional en conjunto con un módulo de Sistema de Gestión de la Energía o Energy Management System (EMS)[8]. Mediante estos sistemas el COES puede monitorear y gestionar el funcionamiento de la red eléctrica, priorizando el uso eficiente de la energía, para que la operación se realice de la manera más efectiva y económica posible.

En cuanto a las aplicaciones de sistemas de monitoreo con simulación predictiva a nivel mundial, si bien la literatura no especifica datos cuantitativos ni el tipo de proyecto implementado, sí indica que se produjeron beneficios tangibles en ahorro económico por su utilización en las siguientes empresas: En el año 2002, la empresa Exxon Mobile, en el 2009 las empresas Jinan Steel y Shree Cements y en el 2013 la empresa Petroamazonas. Las empresas previamente mencionadas aplicaron monitoreo avanzado y simulaciones predictivas a través de ETAP RT [6], [9].

En términos científicos y académicos, existe una variedad de documentos científicos que enuncian los beneficios de la aplicación de simulaciones predictivas. Entre los más recientes se encuentran:

- “Monitoring and Control System Using ETAP Real-Time on Generation Plant Emulation Using OPAL-RT”. Aquí los autores Gómez, Franco y Palacios utilizaron ETAP RT para emular con datos en tiempo real, el comportamiento de una red eléctrica ante contingencias y eventos aleatorios como la inclusión o remoción de fuentes de generación, fallas en componentes del sistema de transmisión, apertura o cierre de interruptores y seccionadores, cambios en las cargas, entre otros, obteniendo una variación máxima del 6% entre los valores simulados y medidos[7].

- “Real-Time technology? Migration of traditional SCADA systems technology”. Aquí los autores Ruiz Castro y Romero, enuncian las ventajas que tiene la implementación de tecnologías en tiempo real en diferentes sectores, proponiendo 4 soluciones para incrementar la confiabilidad operativa de la red eléctrica: El monitoreo en tiempo real con simulación predictiva, administración de energía inteligente, segregación inteligente de cargas y control distribuido [9].
- “Research on Architecture Design of Wind Power Prediction System”. Los autores Qing y Xiakui concluyen que el uso de un sistema que permita predecir la influencia que tendrá sobre el comportamiento del sistema eléctrico la inserción de un sistema de generación basado en energía eólica, es la solución clave para una gestión eficiente de la red eléctrica, mitigando así posibles inconvenientes causados por el comportamiento estocástico que poseen [10].

Justificación y motivación

Un adecuado funcionamiento de una red eléctrica donde exista un balance entre la cantidad de energía generada y demandada, además de una respuesta rápida de los sistemas de protección y restauración posterior a la incidencia de eventos transitorios, necesita el uso de herramientas de simulación basadas en condiciones en tiempo real que sirvan tanto para la automatización de la red, como para determinar la fuente de posibles problemas y sugerir acciones correctivas para evitar interrupciones en el suministro eléctrico [7].

En la actualidad, el monitoreo y control de los sistemas eléctricos de potencia se realiza a través de los sistemas SCADA tradicionales, los cuales: Permiten observar el estado actual del sistema a través de la obtención de datos remotos, controlar de manera remota dispositivos de control, identificar las restricciones de operaciones específicas para uno o varios dispositivos e informar sobre la ocurrencia de condiciones atípicas de operación en el sistema y sucesos no planeados [11].

Sin embargo, ante la necesidad de una transición hacia el uso de redes eléctricas inteligentes, es insuficiente seguir utilizando la tecnología tradicional de los sistemas

SCADA para el control y monitoreo de los SEP, debido a que no son resilientes ante los cambios ni pueden realizar simulaciones predictivas con datos en tiempo real que permitan anticiparse a la incidencia de sucesos o realización de acciones de control y ver su influencia en el comportamiento del SEP[6]. La actualización en el funcionamiento de los sistemas SCADA a través de la incorporación de simulaciones predictivas desempeña un papel importante para la implementación de sistemas autónomos [12].

Añadir la posibilidad de realizar simulaciones predictivas que complementen a un Sistema SCADA, hace posible realizar funciones de manera eficiente y precisa que respalden la confiabilidad operativa de la red [7]. Las simulaciones predictivas permiten observar y analizar la estabilidad general y las respuestas transitorias del SEP, tanto antes como después de la ocurrencia de cambios y/o perturbaciones a través del análisis “Qué pasaría si”, brindando así la solución más completa para el diseño, simulación, operación, control, optimización y automatización para las empresas de generación, transmisión, distribución y microrredes [12].

Objetivo General

- Implementar un sistema de monitoreo en tiempo real con simulación predictiva para la gestión confiable, segura y eficiente de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Objetivos Específicos

- Configurar en un software de simulación de sistemas de potencia (ETAP RT), el componente predictivo para la toma de decisiones.
- Realizar simulaciones que permitan anticipar el comportamiento del sistema para su posterior análisis en términos de variables eléctricas (voltaje, corriente, potencia, etc.).
- Monitorear y controlar en tiempo real un sistema eléctrico de potencia, eligiendo la mejor alternativa de gestión basado en simulaciones predictivas.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

1.1.1 Sistemas Eléctricos de Potencia

1.1.1 Definición de un Sistema Eléctrico de Potencia

Un Sistema Eléctrico de Potencia es un conjunto de instalaciones y equipos que permiten la producción, el transporte y la distribución de energía eléctrica para el consumo de los usuarios de una ciudad, región o país, como se puede observar en la **Figura 1.1**. El abastecimiento de energía debe ser lo más económicamente posible y con un adecuado grado de calidad, confiabilidad y seguridad [13], dichas características se presentan en la **Tabla 1.1**.

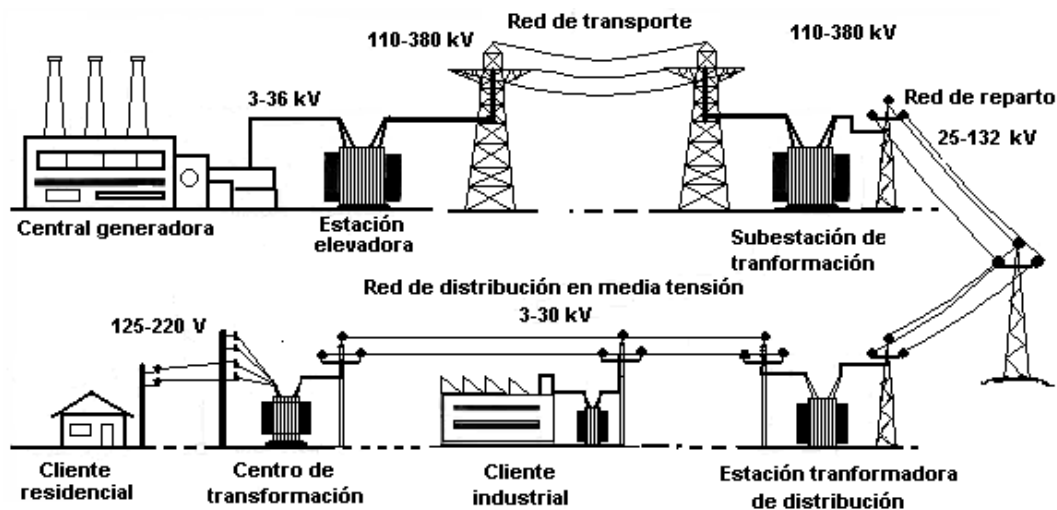


Figura 1.1 Estructura de un sistema eléctrico de potencia

Fuente: Gómez, Castán, Montero, et al. Aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas [14].

Condiciones	Características
Calidad	Es una condición que se mide a través de la variación que existe en los valores de magnitud y forma de la onda de los parámetros eléctricos suministrados a los consumidores, para lo cual se establecen una serie de regulaciones como son: regulación de tensión, regulación de frecuencia, contenido de armónicos, etc.
Seguridad	Es la habilidad del sistema para soportar y responder de manera eficiente ante la incidencia perturbaciones imprevistas que afecten el suministro eléctrico.
Confiabilidad	Es la habilidad del para enviar la energía de manera ininterrumpida cumpliendo a la vez con las condiciones de calidad y seguridad.

Tabla 1.1 Características deseadas en un sistema de potencia
Fuente: C. Zapata. Confiabilidad De Sistemas Eléctricos De Potencia [13]

Los Sistemas Eléctricos de Potencia están constituidos por 3 etapas: Generación, transmisión y distribución. La generación es la etapa en la cual se produce energía eléctrica a través de fuentes primarias de energía (solar, hídrica, eólica, biomasa, geotérmica, petróleo, gas natural, carbón). En la transmisión, se transportar energía desde los centros de producción hasta los nodos principales de consumo (subestaciones de distribución y grandes usuarios). Finalmente, la distribución contempla el transportar energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los usuarios finales en sus puntos de conexión [15]. Adicionalmente, en la **Figura 1.2** se muestra la representación unifilar de un SEP.

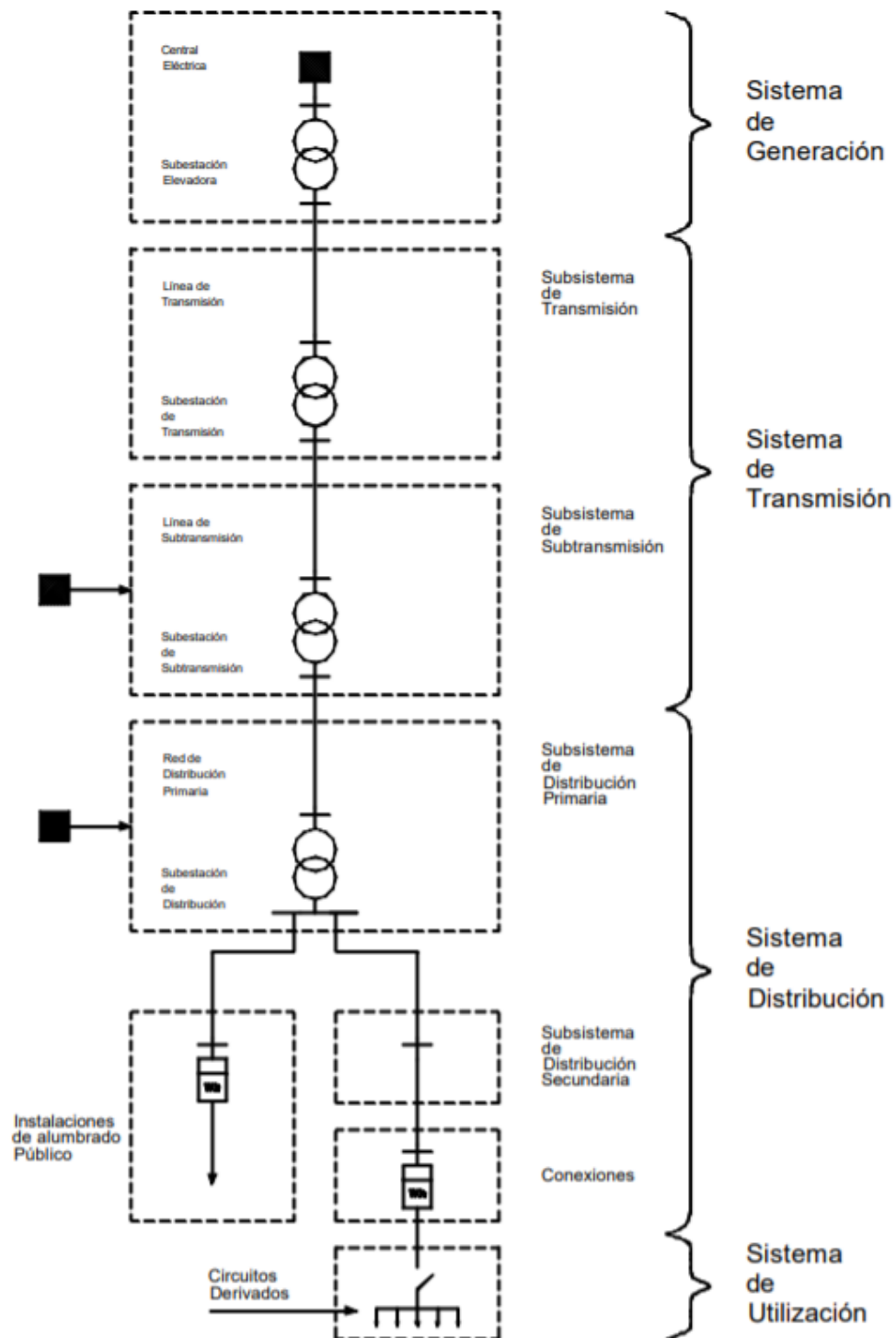


Figura 1.2 Representación unifilar de un sistema eléctrico de potencia
 Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad. Terminología en electricidad [16]

1.1.2 Componentes de un Sistema Eléctrico de Potencia

Los elementos que constituyen un sistema eléctrico de potencia, además de permitir el flujo de energía eléctrica desde la generación hasta el consumo final, deben a su vez ser capaces de realizar acciones de protección y maniobra, que aseguren que el suministro eléctrico cumpla con las condiciones mencionadas en la **Tabla 1.1**. Dichos elementos son y se pueden observar en la **Figura 1.3**:

a. Plantas de Generación: Conjunto de máquinas motrices y equipos asociados que permiten la generación de energía eléctrica [16]. Se clasifican de la siguiente manera:

- **Hidroeléctricas:** Se basan en la transformación de la energía cinética obtenida directamente del caudal de un río o de un desnivel creado en su cauce mediante una presa o canal, en energía eléctrica a través del uso de turbinas hidráulicas y generadores eléctricos [17].
- **Térmicas:** Se basan en la transformación de la energía térmica producida a partir de la combustión de combustibles fósiles como son el carbón, el fuelóleo, gas, biomasa, o reacciones nucleares en energía eléctrica a través del uso de turbinas de gas o vapor y generadores eléctricos [17].
- **Solares:** La energía que incide sobre la corteza terrestre proveniente del sol, puede ser aprovechada de 2 maneras. La primera es utilizar la radiación incidente sobre una superficie y transformarla en energía térmica que sirva para calentar un fluido, cuya fase final puede ser el consumo de agua caliente o generar vapor que sirva para producir electricidad de manera similar a las plantas térmicas. La segunda se refiere a la generación de energía electricidad directa a través del uso de celdas fotovoltaicas [17].
- **Eólicas:** Se basan en la transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica, a través del aerogenerador y el generador eléctrico. Los aerogeneradores pueden ser de eje vertical u horizontal [17].



Figura 1.3 Plantas de Generación utilizadas en el mundo
 Fuente 123RF. Íconos de las Plantas de Generación [18]

b. Subestaciones Eléctricas: Conjunto de elementos o dispositivos que permiten convertir, transformar y regular la energía eléctrica, ya sea elevando o reduciendo los valores de tensión y corriente o simplemente realizando acciones de conexión y desconexión para que pueda ser transportada hasta la red de distribución. Sus principales componentes son: Transformadores, interruptores de potencia, restauradores, cuchillas fusibles, cuchillas conectoras y desconectoras, condensadores y relés de protección [19]. La **Figura 1.4** muestra una subestación eléctrica.



Figura 1.4 Subestación Eléctrica
 Fuente: Petróleo Mundo [20]

- c. **Líneas de Transmisión:** Conjunto de equipos e instalaciones que permite el transporte y la distribución de energía eléctrica entre dos puntos. Están conformadas por conductores, estructuras de soporte, aisladores, estructuras de soporte y cables de guarda [16]. La **Figura 1.5** muestra una subestación eléctrica.

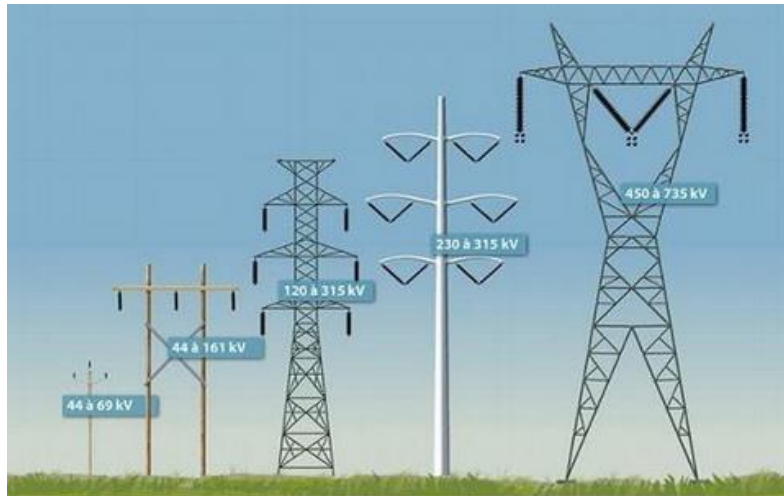


Figura 1.5 Línea de Transmisión de acuerdo al voltaje que transportan

Fuente: IEEE Power & Energy Society. Se proyecta que el mercado de líneas y torres de transmisión de energía, crecerá a más del 6% para 2024.[21]

- d. **Centros de Transformación:** Compuesto principalmente por un transformador y equipos de protección como cuchillas fusibles y seccionadores, se encarga de reducir la tensión hasta niveles comerciales dentro del rango de 110 – 230 V dependiendo del país en el que se encuentre [16]. La **Figura 1.6** muestra un centro de transformación aéreo.



Figura 1.6 Centro de transformación aéreo

Fuente: López. Instalaciones eléctricas de Media Tensión. [22]

1.1.3 Flujo de Potencia en Sistemas Eléctricos de Potencia

El estudio de flujo de potencia, o también llamado flujo de carga, es una herramienta importante que involucra la aplicación de análisis numérico a los SEP con la finalidad de obtener información sobre el ángulo y la magnitud del voltaje presente en cada barra colectora. Una vez conocida esta información se puede determinar analíticamente los flujos de potencia activa y reactiva presentes en equipos tales como líneas de transmisión y transformadores, pérdidas y demás variables eléctricas, las cuales se muestran en la **Tabla 1.2** [23]. En la **Figura 1.7** se observa una representación de un SEP básico en un diagrama unifilar que servirá para explicar el proceso de cálculo de flujo de carga.

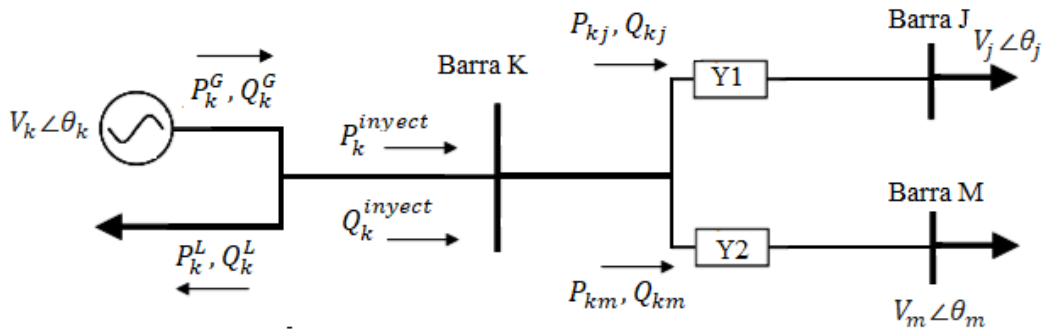


Figura 1.7 Representación de un SEP para el cálculo de flujo de potencia
Fuente: J. Glover, M. Sarma, T. Overbye. Power Systems Analysis and Design. [24]

Variable	Símbolo	Definición
Voltaje	V	Magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico eficaz entre dos conductores cualquiera o entre un conductor y la tierra.
Corriente	I	Magnitud física que cuantifica el flujo de electricidad que recorre un material.
Ángulo de fase	θ	Desplazamiento angular que existe entre la forma de la onda de la tensión y de la corriente, medida en grados o radianes.
Potencia Activa	P	Potencia capaz de ser transformada en trabajo útil.
Potencia Reactiva	Q	Potencia que no produce trabajo útil. Aparece debido a la presencia de bobinas y/o condensadores, y es necesaria para crear campos magnéticos
Potencia Aparente	S	Suma vectorial de las potencias activa y reactiva.
Factor de Potencia	$\cos(\varphi)$ o p.f.	Relación de la potencia activa y la potencia aparente.

Tabla 1.2 Variables eléctricas calculadas a través del análisis de flujo de carga
Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad. Terminología en electricidad [16]

Para la formulación del cálculo de flujo de potencia se deben seguir los siguientes pasos [24]:

1. Inicialmente se aplica la ley de Kirchoff, en la cual se enuncia que la suma de las corrientes que entran a un Nodo debe ser igual a 0. Si se toma como referencia la barra K mostrada en la **Figura 1.7**, entonces se tendrían las siguientes equivalencias:

$$P_k^{inject} = P_k^G - P_k^L = \sum_{i \in N_k} P_{ki} \dots\dots\dots (1.1)$$

$$Q_k^{inject} = Q_k^G - Q_k^L = \sum_{i \in N_k} Q_{ki} \dots\dots\dots (1.2)$$

Donde:

P_k^{inject} = Potencia Activa inyectada en la barra K (W)

Q_k^{inject} = Potencia Reactiva inyectada en la barra K (VAr)

N_k = Conjunto de nodos conectados al nodo k por una rama.

2. Se conforma la matriz de admitancias Y_{bus} , los elementos diagonales (Y_{kk}) corresponden a la suma de admitancias conectadas a la barra K y los elementos no diagonales (Y_{kn}) son iguales a - (la suma de las admitancias conectada entre las barras k e i); $k \neq i$.

$$Y_{ki} = G_{ki} + B_{ki} \dots\dots\dots (1.3)$$

Donde:

Y_{ki} = Matriz de Admitancias

G_{ki} = Conductancia que conecta la barra K con otras (S)

B_{ki} = Susceptancia que conecta la barra K con otras (S)

3. El uso de la matriz de admitancias servirá para expresar las intensidades de corriente de rama en función de los voltajes de nodo de la siguiente manera:

$$I_k = \sum_{i=1}^N Y_{ki} \bar{V}_i \dots\dots\dots (1.4)$$

Donde:

I_k = Intensidad de corriente inyectada en la barra K (A)

V_i = Módulo de la tensión en la(s) barra(s) conectada(s) a la barra K (V)

4. Haciendo el uso de las ecuaciones 3 y 4 se procede a expresar la potencia entregada en una barra de la siguiente manera:

$$P_k^{inyect} + Q_k^{inyect} = S_k^{inyect} = \bar{I}_k^* \bar{V}_k$$

$$S_k^{inyect} = \sum_{i=1}^N Y_{ki}^* \bar{V}_i^* \bar{V}_k \dots\dots\dots (1.5)$$

Donde:

S_k = Potencia Aparente inyectada en la barra K (VA)

I_k^* = Conjugada de la intensidad de corriente presente en la barra K (A)

V_k = Módulo de la tensión en la barra K (V)

θ_k = Ángulo de fase de la tensión en la barra K (°)

θ_i = Ángulo de fase de la tensión en la(s) barra(s) conectada(s) a la barra K (°)

$$P_k^{inyect} = \sum_{i=1}^N V_k V_i [G_{ki} \cos(\theta_{ki}) + B_{ki} \sen(\theta_{ki})] \dots\dots\dots (1.6)$$

$$Q_k^{inyect} = \sum_{i=1}^N V_k V_i [G_{ki} \sen(\theta_{ki}) - B_{ki} \cos(\theta_{ki})] \dots\dots\dots (1.7)$$

Donde:

θ_{ki} = Diferencia entre los ángulos de fase de las tensiones de las barras K e I (°)

5. Las ecuaciones 1.6 y 1.7 son no lineales, por lo cual para poder resolverlas y hallar el valor de los parámetros eléctricos del sistema mencionados en la **Tabla 1.2.**, se deben aplicar métodos numéricos iterativos, los cuales pueden ser: Gauss-Seidel, Newton-Raphson y Desacoplamiento Rápido [24]. Las principales características de estos se enuncian en la **Tabla 1.3.**

Características	Gauss-Seidel	Newton-Raphson	Desacoplamiento Rápido
Número de interacciones requeridas para alcanzar la convergencia	✓✓✓	✓	✓✓
Tiempo de cálculo requerido por iteración	✓	✓✓	✓
Aproximación utilizada para la convergencia	Lineal	Cuadrática	Cuadrática
Numero de iteraciones requeridas de acuerdo al tamaño del sistema	Proporcional al tamaño del Sistema	Independiente del tamaño	Independiente del tamaño

Tabla 1.3 Características de los métodos numéricos utilizados para el cálculo de flujo de carga
Fuente: Z. Idris and R. M. Ghazali. Power Flow Analysis Considering Newton Raphson , Gauss Seidel and Fast- Decoupled Methods Power Flow Analysis Considering Newton Raphson , Gauss Seidel and Fast- Decoupled Methods.[25]

1.2 Automatización en Sistemas Eléctricos de Potencia

1.2.1 Niveles de Automatización

Un sistema automatizado, es capaz de realizar de acciones de control de manera automática ante la ocurrencia de posibles fallas o incidencias, a través del uso dispositivos de instrumentación y control, eliminando o minimizando la necesidad de contar con intervención humana. Los sistemas de automatización se dividen en 5 niveles, conformando la pirámide de la automatización [26]. En la **Figura 1.8** y en la **Tabla 1.4** se muestra y describe respectivamente cada uno de los niveles, así como los principales componentes que lo conforman.

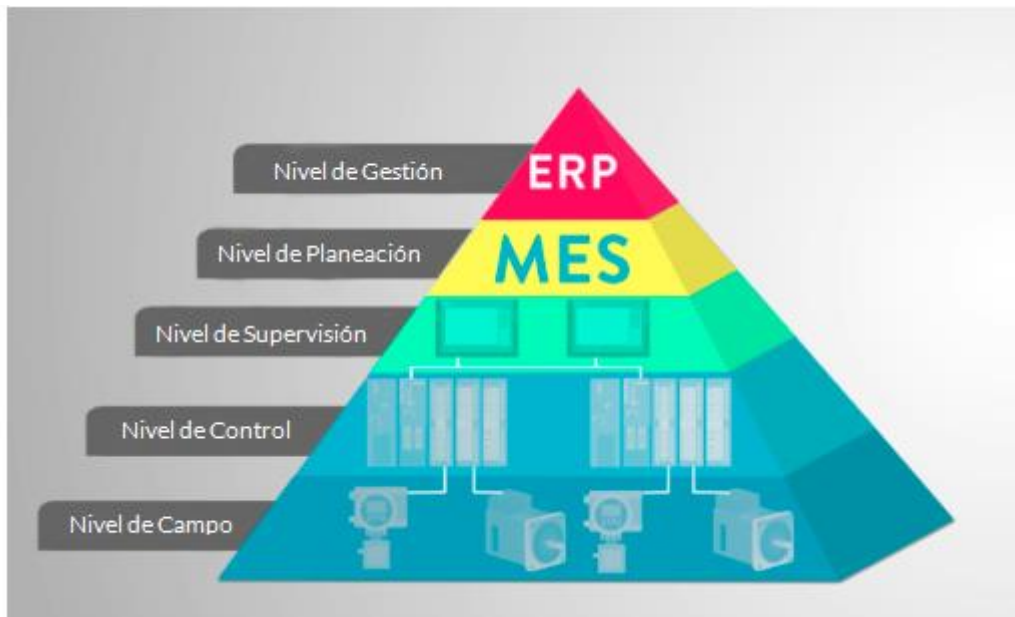




Figura 1.8 Pirámide de automatización
 Fuente: RealPars. What is the Automation Pyramid? [27]

Nivel	Descripción	Figura
Nivel de Campo	Compuesto por todos los equipos que interactúan con el medio físico de manera directa, a través de medición (recolección de datos) y mando (trabajo físico). Estos equipos son conocidos como sensores y actuadores.	
Nivel de Control	Compuesto por elementos de control (PLC's y PID's) capaces de gestionar sensores y actuadores, permitiendo la realización de acciones que permitan completar el control del proceso, sistema o equipo.	

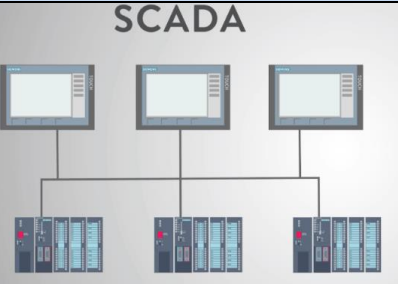


Nivel	Descripción	Figura
Nivel de Supervisión	Compuesto por los Sistema SCADA, los cuales integran los 2 niveles previos, permitiendo así acceder a los datos de campo y ejecutar acciones de control desde una sola ubicación en tiempo real.	 <p>SCADA</p>
Nivel de Planeación	Compuesto por un sistema de administración (MES), que permite supervisar todo un proceso de producción, es decir desde las materias primas hasta el producto terminado.	
Nivel de Gestión	Conocido también como ERP, permite observar y controlar todas las operaciones de una empresa, a través de la integración de todos los niveles anteriores.	

Tabla 1.4 Niveles de la automatización
Fuente: RealPars. What is the Automation Pyramid? [27]

1.2.2 Protocolos y Estándares de Comunicación en SEP

Un SEP es una red interconectada en la cual, todos los componentes deberían poder comunicarse entre sí intercambiando información entre ellos. Para lograr la interoperabilidad entre los elementos que conforman el SEP, existe una amplia variedad de estándares y protocolos en los cuales se enuncian pautas y procedimientos a seguir, que conduzcan al uso eficiente de la información recopilada en cada una de las etapas del mismo. Esto trae consigo una mejora tanto en rendimiento de la red eléctrica como en su automatización [28]. Los estándares y protocolos más utilizados se muestran en la **Figura 1.9** y se describen en la **Tabla 1.5**.

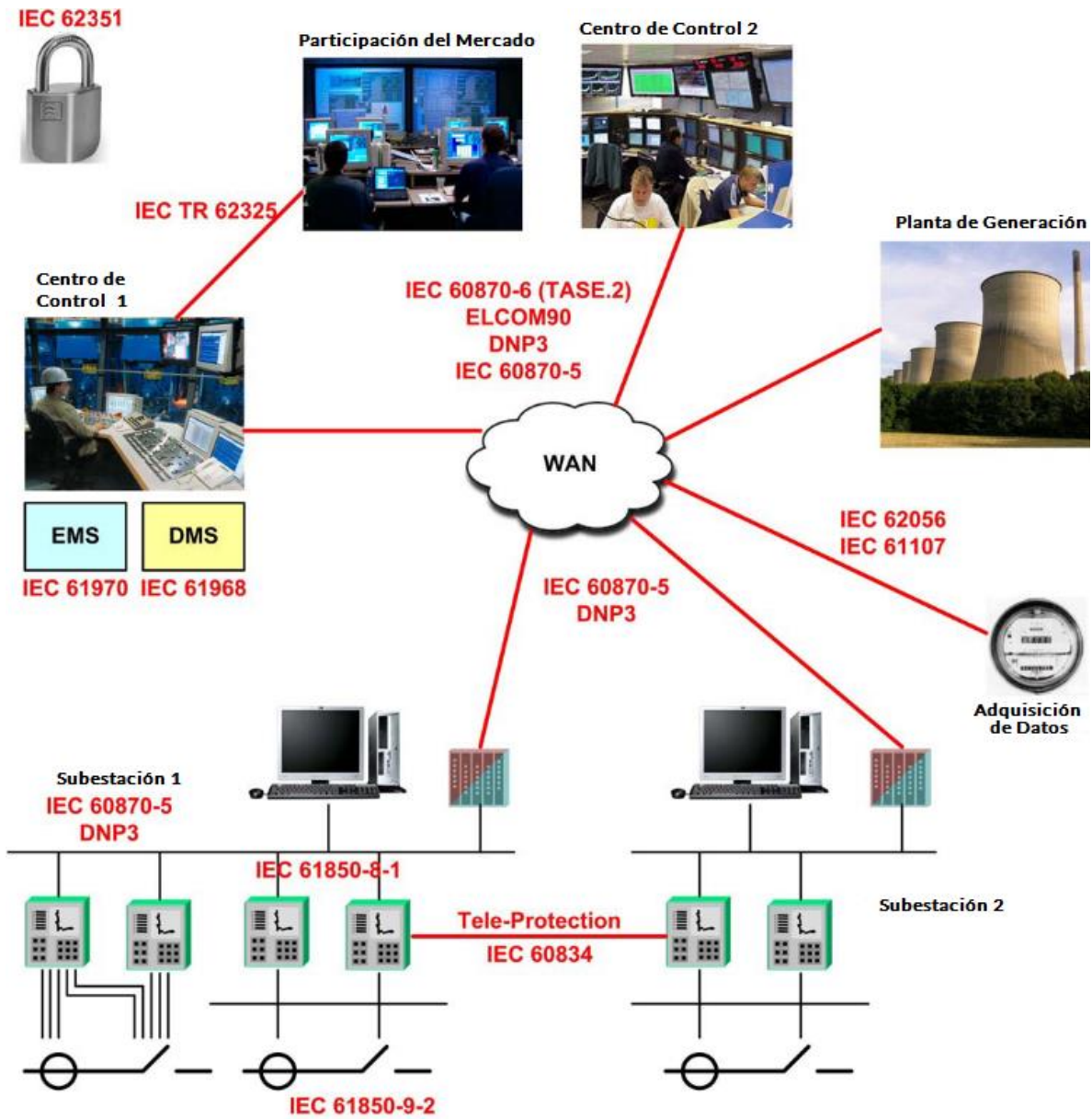


Figura 1.9 Protocolos y estándares de comunicación utilizados en un SEP

Fuente: S. Mohagheghi, J. Stoupis, and Z. Wang. Communication protocols and networks for power systems-current status and future trends [29]

Área	Protocolo- Estándar	Descripción
Subestaciones	Modbus	Utilizado para la transferencia de datos entre sensores, controladores y dispositivos electrónicos industriales. Su uso es popular en aplicaciones en las cuales el volumen de datos a transferir sea bajo por la simplicidad de su composición.
	DNP 3.0	Diseñado con la finalidad de enviar un pequeño número de paquetes de datos de gran tamaño de manera confiable en una secuencia determinada de acuerdo la prioridad que estos tengan (Clase 0,1,2,3). Su uso es popular en América del Norte y Canadá.
	IEC 60870-5 (TCP/ IP)	Especifica el conjunto de pautas y estándares para la transmisión de datos de control y protección a través del uso de telemetría en sistemas eléctricos. A diferencia del DNP 3.0 envía un gran número de paquetes de datos de pequeño tamaño. Su uso es popular en Europa, Sudamérica, Australia y China
	IEC 61850	Especifica todos los aspectos necesarios para el intercambio de información entre los equipos de control, protección y medida disponibles en una subestación. Además de eso, sirve como estándar para la automatización de subestaciones a través de conceptos que facilitan el diseño, implementación y operación de estas. Su uso está volviéndose popular en todo el mundo, al ser la tecnología más avanzada en su clase actualmente.
	OPC	Permite intercambiar y utilizarla información suministrada por los dispositivos de campo y de control, entre múltiples softwares, independientemente del fabricante que posean y del lenguaje de programación y comunicación utilicen.
Seguridad	IEC 62351	Analiza posibles amenazas para el sistema, las consecuencias de intrusiones y propone acciones y contramedidas para mejorar la situación actual.
Participación del mercado	IEC 62325	Especifica el modelo de información común para las comunicaciones con mercado energético dependiendo de la región o país en la que se encuentre.
EMS	IEC 61970	Especifica el conjunto de pautas y estándares para facilitar la integración de los sistemas EMS.
DMS	IEC 61968	Especifica el conjunto de pautas y estándares para facilitar la integración de los sistemas DMS.
Adquisición de Datos	IEC 62056	Especifica el conjunto de pautas y estándares para el intercambio de datos de mediciones, tarifas y controles de carga

Tabla 1.5 Protocolos y estándares de comunicación frecuentemente utilizados en SEP.

Fuente: Elaboración propia basada en [29], [30]

1.2.3 Sistemas de Automatización en SEP

La operación de las etapas de generación, transmisión y distribución de un SEP, han sufrido grandes cambios como resultado de la modernización en la tecnología de la información y fuerzas externas como la reestructuración del mercado [31]. Con la finalidad de conseguir un mejor monitoreo y gestión de los sistemas de energía, se han desarrollado soluciones específicas que tengan como consecuencia un incremento en la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico. Dichas soluciones o llamadas también sistemas de automatización se mencionan en la **Tabla 1.6**.

Sistema	Descripción
Sistema de Información Geográfica (GIS)	Permite el desarrollo de una red de referencia a través de la captura, análisis y gestión de datos geográficos. Ubicando a la red eléctrica sobre la imagen satelital o un mapa basado en vectores.
Sistema de Información al Cliente (CIS)	Se encarga de almacenar toda la información correspondiente a los clientes desde el momento en que contratan el suministro eléctrico. Por ejemplo: Datos demográficos, tipo de cliente y categoría, tipo de medidor, historial de consumo, pagos e irregularidades, tarifa.
Sistemas de Gestión de Interrupciones de Energía (OMS)	Permiten la restauración del suministro eléctrico posterior a la ocurrencia de interrupciones, al mismo tiempo rastrea, muestra y agrupa las causas y consecuencias de las estas.
Sistemas de Gestión de la Demanda (DMS)	Permite gestionar la demanda del sistema utilizando aplicaciones como: manejo y calibración de carga, reconfiguración óptima de alimentadores, ubicación optima de banco de condensadores, entre otros.
Sistema de Gestión de la Energía (EMS)	Permite la gestión eficiente de los recursos energéticos para reducir o regular su consumo y a la vez poder proporcionar una potencia estable, confiable, y segura a los consumidores de manera efectiva y económica.
Sistema de Gestión de Activos (AMS)	Se encarga de asegurar máximo rendimiento de los activos de un SEP. Siendo estos los equipos instalados en el campo, es decir: transformadores, máquinas rotativas, conductores, conmutadores, entre otros.
Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA)	Permite el monitoreo, supervisión y control del SEP, desde una ubicación remota a través del uso de telemetría.
Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)	Permite el flujo de información bidireccional entre los usuarios finales y las empresas eléctricas. Esto informa a los usuarios finales sobre su tiempo de uso y hábitos de consumo de energía.

Tabla 1.6 Sistemas de automatización para SEP.
Fuente: Elaboración propia basada en [6], [11], [32], [33]

1.3 Sistemas SCADA

1.3.1 Componentes de un Sistema SCADA

En la actualidad, los sistemas encargados de realizar el monitoreo y control de los SEP son conocidos como SCADA. Un sistema SCADA es un conjunto de equipos que combinan hardware y software, cuya función es proporcionar información en tiempo real desde una ubicación remota para determinar el estado actual de operación de un equipo, sistema o proceso y realizar acciones de control que corrijan y optimicen el rendimiento de los mismos, sin la necesidad de estar físicamente presente [34].

Los componentes de un sistema SCADA son: Una estación central conocida mayormente como unidad terminal maestra (MTU), un sistema de comunicación, una interface hombre-máquina (HMI) y una o varias unidades remotas telemétricas (RTU) o IED's [11], como se observa en la **Figura 1.10**. Las funciones de estos componentes se explican brevemente en la **Tabla 1.7**.

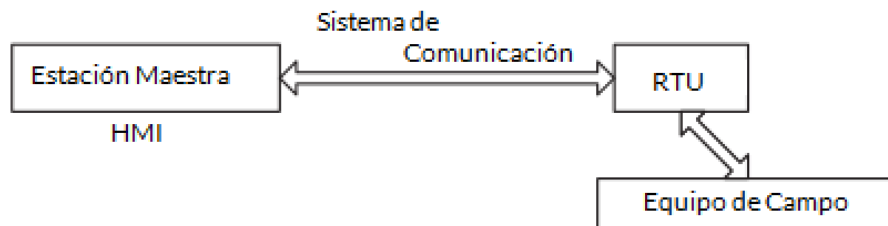


Figura 1.10 Componentes de un Sistema SCADA

Fuente: M. S. Thomas, J. D. McDonald. Power System SCADA and Smart Grids. [11]

Componente	Función
MTU	Recibe la información data recopilada por los RTU, la procesa y envía comandos de control a las mismas que para poder regular las variables de los procesos del sistema, de tal manera que se mantengan dentro de los parámetros establecidos.
RTU /IED	Recopilan datos de los procesos a través de los sensores de campo y transmite los más relevantes al MTU a través de un sistema de telemetría. Al mismo tiempo, recibe y distribuye los comandos de control enviados por la MTU hacia los dispositivos de campo.
Sistema de comunicación	Permite la comunicación entre el equipo de campo y la estación maestra.
Interfaz HMI	Permite la interacción entre la estación maestra y los operadores del sistema, haciendo posible que estos observen los datos recopilados, los analicen y tomen decisiones sobre las acciones de control a realizar

Tabla 1.7 Funciones de los componentes de un sistema SCADA

Fuente: M. S. Thomas, J. D. McDonald. Power System SCADA and Smart Grids. [11]

1.3.2 Principio de Funcionamiento de un Sistema SCADA

La implementación de un sistema SCADA para la automatización de un proceso sistema o equipo, implica el desarrollo de dos actividades: La adquisición y supervisión de datos y la aplicación de acciones de control que normalicen condiciones atípicas que puedan presentarse en la operación [35].

La adquisición de datos, se define como el proceso que comprende desde la recopilación de información sobre las condiciones actuales de uno o más fenómenos físicos (corriente, voltaje, resistencia, etc.), hasta su posible visualización, almacenamiento y análisis en un sistema informático [36]. Dicho proceso es explicado a continuación y se observa en **Figura 1.11**.

1. La información sobre el fenómeno físico es recolectada mediante el uso de sensores.
2. Los parámetros físicos registrados son convertidos en señales eléctricas (4 a 20 mA por lo general), a través del uso de transductores.
3. La señal eléctrica es amplificada, acondicionada y transmitida hacia conversores A/D.
4. Ya en los conversores A/D, la señal acondicionada es transformada en valores digitales que permitan su visualización y análisis en el sistema informático de la unidad maestra terminal.

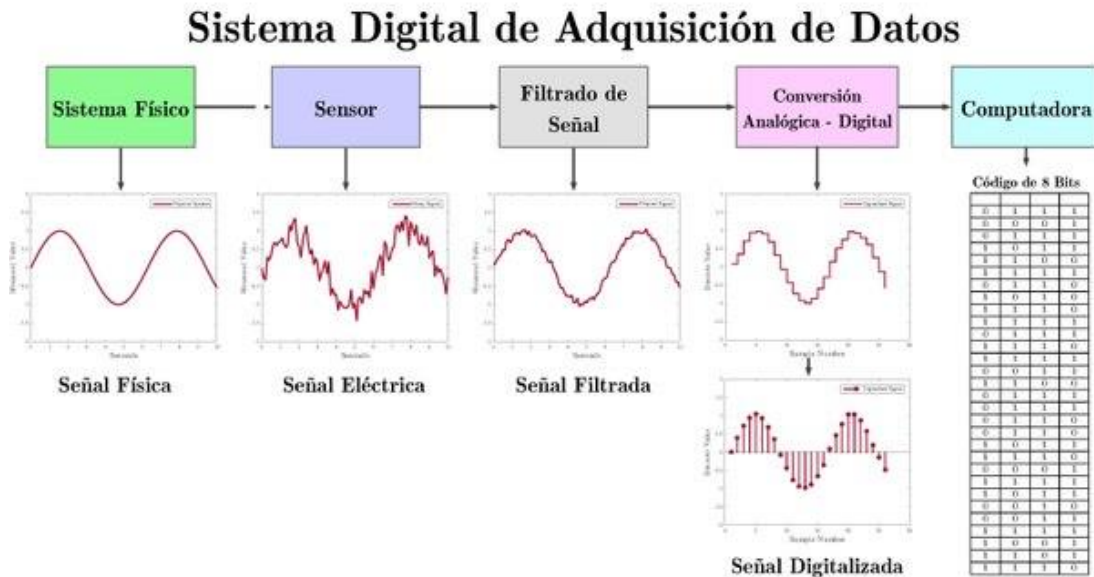


Figura 1.11 Diagrama de bloques del sistema de adquisición de datos
 Fuente: Norway University College of Southeast. Hard/Soft Sensors in Process Measurements [37]

Posterior al análisis sobre el estado del sistema, proceso o equipo a través de los datos recolectados y transmitidos, lo siguiente es el proceso de control, en el cual se toman acciones que regulan las condiciones atípicas de operación que puedan existir a través de los siguientes pasos:[11]

1. El operador identifica las condiciones atípicas de operación en el sistema, proceso o equipo e inicia comandos de control para normalizarlas.
2. La señal digital emitida por el centro de control es transmitida los conversores D/A donde será decodificada y convertida en valores analógicos
3. La señal analógica es transmitida y recibida por actuadores/controladores los cuales, siguiendo las órdenes del sistema de control, realizan acciones que repercuten en el comportamiento de sistema, proceso o equipo regulando su operación.

1.3.3 Sistemas SCADA en SEP

En la década de 1960, se dieron los primeros indicios del desarrollo de nuevas tecnologías para la aplicación del monitoreo y control remoto a los sistemas eléctricos, a través de la transmisión de datos de manera telemétrica, reemplazando al uso de la lógica

cableada [38]. Actualmente, los sistemas SCADA, realizan funciones específicas a través de la recolección de datos y procesos de control como se observa en **Figura 1.12**, dichas funciones, permiten la automatización y optimización de procesos en cada una de sus etapas, desde la generación hasta la transmisión, distribución y consumo de la energía eléctrica. Dichas acciones que realizan los SCADA en los SEP son: [11], [34], [35].

- Apertura y cierre de dispositivos de protección como interruptores, seccionadores, relés, entre otros, que actúan en caso de producirse una condición atípica en la operación (sobrecargas, sobretensiones, etc.).
- Control del factor de potencia, a través de la configuración adecuada de bancos de condensadores.
- Control de potencia activa y reactiva de acuerdo a las necesidades del momento, a través de la configuración de cargas y fuentes de generación.
- Control de la configuración de la red para optimizar el flujo de energía eléctrica.
- Pronóstico de carga a corto plazo, gracias a los datos adquiridos en tiempo real, realiza una previsión de la demanda hasta para una semana, permitiendo prever que haya suficiente energía y capacidad disponibles para satisfacer los requisitos de los consumidores.
- Recopila información completa sobre el ángulo y magnitud de voltaje en cada barra colectora para condiciones específicas de operación.
- A través del uso de datos históricos, identifica cuál fue la secuencia de eventos que produjeron la interrupción, tales como: El mal funcionamiento de cualquier dispositivo en el sistema, alguna la acción errónea realizada por el operador o factores externos como la ocurrencia de fenómenos climáticos.

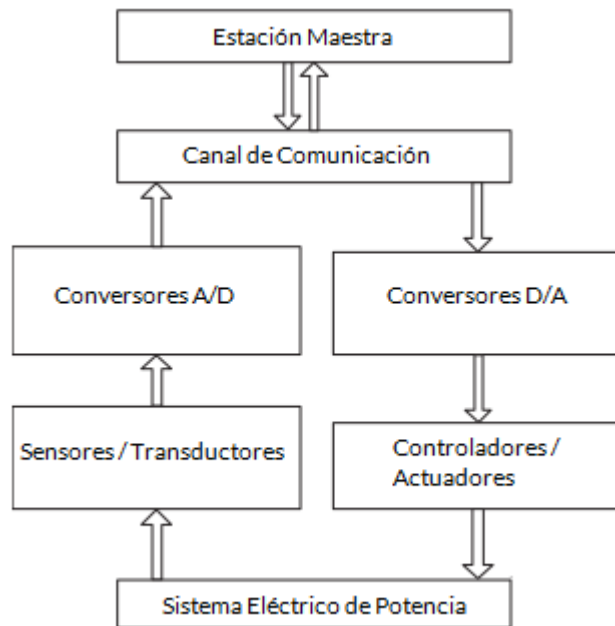


Figura 1.12 Proceso de monitoreo y control de un SEP a través de un sistema SCADA
 Fuente: M. S. Thomas, J. D. McDonald. Power System SCADA and Smart Grids. [11]

1.4 Herramientas de Simulación en SEP

1.4.1 Simulación en SEP

Una manera de asegurar el suministro confiable, seguro y sostenible de energía es a través una planificación eficiente y una predicción precisa del comportamiento de los componentes que conformarán la red eléctrica [15], [24]. Para asegurar que se cumplan las condiciones mencionadas, es necesaria la utilización de herramientas que permitan modelar y simular cada uno de dichos componentes, permitiendo así hallar la configuración más adecuada para la satisfacción de la demanda energética con el menor costo posible y de manera ininterrumpida [39].

La simulación es una técnica que implica inicialmente la construcción y configuración de un modelo virtual cuyas características sean equivalentes a las del modelo físico para posteriormente realizar ensayos a través de software. Los análisis que se aplican con mayor frecuencia en los softwares de simulación de SEP son [24], [39]:

- Flujo de Carga

- Corto Circuito
- Estabilidad
- Protección y Coordinación
- Análisis en DC
- Flujo de Potencia Óptimo
- Contingencia, entre otros

1.4.2 Métodos de Análisis en SEP

Teniendo en consideración que el propósito de construir un modelo virtual que represente al SEP es proporcionar de manera concisa la información significativa y que a la vez sea fácil de usar para los operadores, este por lo general es constituido en un diagrama de una sola línea, en la cual se incluyen los elementos que representan a: Los generadores, barras colectoras, cargas reactivas e inductivas, líneas de transmisión, transformadores, bancos de condensadores y demás elementos que forman parte del sistema eléctrico [40].

Luego de la construcción del modelo virtual que representa al SEP, se debe definir los estados y las condiciones iniciales sobre las cuales se desean realizar las simulaciones que permitan visualizar y analizar el comportamiento del sistema [41]. Los métodos de análisis utilizados para SEP son mostrados en la **Tabla 1.8**.

Análisis	Descripción
Estacionario	Brinda al operador información sobre el flujo de energía en el sistema eléctrico antes de entrar en operación. Se asume que la forma de onda de los voltajes y corrientes del sistema son sinusoidales e invariables en el tiempo y que los elementos que lo componen son lineales.
Cuasi-Estacionario	Es utilizado para realizar análisis para condiciones anormales de operación, como cortocircuitos, sobrecargas, armónicos, etc.
Dinámico	Utilizado para determinar la estabilidad del sistema cuando este se encuentra bajo el efecto de perturbaciones, y a la vez para determinar límites operativos del mismo.
Transitorio	Ejecuta una simulación del comportamiento real de los SEP, incluyendo modelos no lineales; impedancias de desequilibrio, y parámetros que dependen de la frecuencia.

Tabla 1.8 Métodos de análisis en SEP
Fuente: Elaboración propia basada en [40], [41]

Con la finalidad de potenciar la planificación y operación del sistema eléctrico, es posible añadir la capacidad de utilizar información adquirida en tiempo real sobre el sistema a los métodos de análisis mencionados, lo cual agrega mayores beneficios para asegurar la gestión confiable, segura y eficiente de los SEP, debido a que permite conocer el estado actual del sistema, para así simular, observar y analizar las consecuencias que tendría sobre el suministro eléctrico la realización de cualquier acción de control en ese momento [9].

1.4.3 Características de los Softwares de Simulación

Actualmente existe una amplia variedad de software que permiten modelar y simular el comportamiento de un SEP para su posterior análisis [43]. La **Tabla 1.9** presenta un resumen de los tipos de análisis que pueden realizarse en algunas de las plataformas virtuales más populares disponibles.

Software	Análisis Estacionario	Análisis Transitorio	Análisis Dinámico	Análisis Cuasi-Estacionario	Simulación con Datos de Tiempo Real
PowerWorld Simulator	✓	✓	✓	✓	x
Simscape Electrical	✓	✓	✓	✓	✓
PSCAD	✓	✓	✓	✓	x
WindMil	✓	x	✓	✓	x
GE PSLF	✓	✓	✓	✓	x
RTDS Simulator	✓	✓	✓	✓	✓
ETAP	✓	✓	✓	✓	✓
ASPEN	✓	x	✓	✓	x
EasyPOWER	✓	x	✓	✓	x
DigSILENT	✓	✓	✓	✓	✓
Hypersim	✓	✓	✓	✓	✓
NEPLAN	✓	✓	✓	✓	✓
CAPE	✓	✓	✓	✓	x
PSS®E	✓	x	✓	✓	x

Tabla 1.9 Softwares de simulación para SEP y sus características

Fuente: Elaboración propia basada en [42],[43],[44],[45],[46],[47],[48],[49],[50],[51],[52],[53],[54],[55]

1.5 Análisis Predictivo en SEP

1.5.1 Contribución del Análisis Predictivo en SEP

En un periodo en el cual se busca la transición hacia el uso de sistemas cada vez más flexibles como lo son las redes inteligentes, existe la necesidad de incorporar soluciones más completas que sirvan para potenciar el monitoreo y control de los SEP [56]. Las soluciones que se vienen desarrollando son conocidas como tecnologías en tiempo real. El desarrollo e incorporación de sistemas que utilicen este tipo de tecnologías y complementen a los sistemas SCADA, otorga a los operadores de la red un panorama más amplio que permite una operación más eficiente del sistema eléctrico, agilizando los tiempos de respuesta en la toma de decisiones y en la ejecución de acciones de control [6], [56].

Dentro del grupo de sistemas complementarios, se encuentran los sistemas de monitoreo en tiempo real capaces de realizar simulaciones predictivas. La simulación predictiva, es una herramienta que utiliza la información recopilada por los SCADA sobre el comportamiento en tiempo real de la red eléctrica para plantear escenarios hipotéticos, en los cuales se ve afectado de manera positiva o negativa el suministro de energía eléctrica debido a la ocurrencia de eventos aleatorios y tiene como finalidad la mejora en la gestión de los sistemas de potencia, ya que permite al operador anticiparse a la ocurrencia de estos y tener ya preparada una acción de control que minimice sus consecuencias [40], [57]. La **Figura 1.13** muestra la operación de un sistema de monitoreo con simulaciones predictivas utilizando datos en tiempo real.

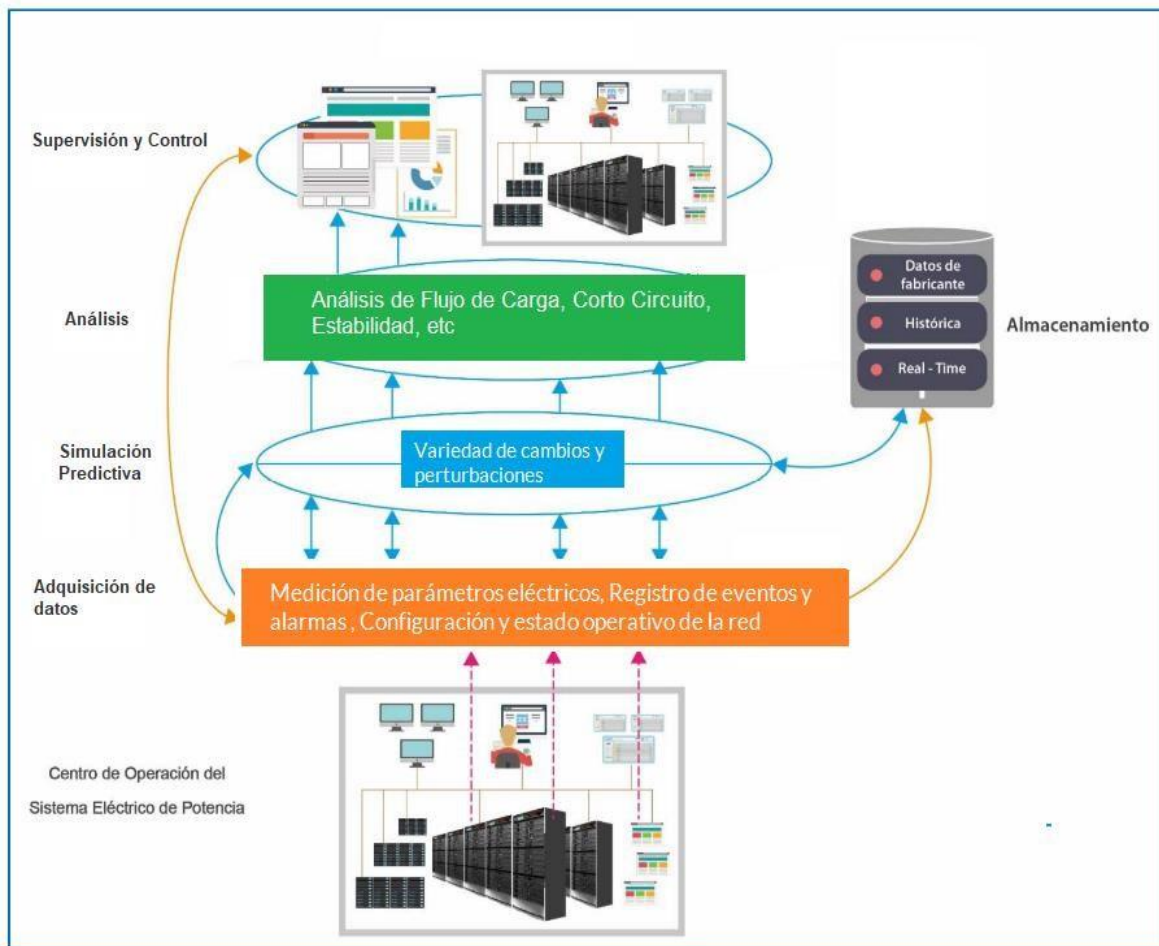


Figura 1.13 Incorporación de las simulaciones predictivas para la gestión del SEP
Fuente: M. S. Thomas, J. D. McDonald. Power System SCADA and Smart Grids. [11]

1.5.2 Aplicación de Simulaciones Predictivas

Para poder realizar simulaciones predictivas cuyos resultados sirvan para mejorar la gestión del SEP, es necesario que el modelo virtual cuente con información adquirida en tiempo real o histórica sobre la conducta que posee el sistema físico, esta situación será considerada como el escenario base para comparar el comportamiento que se tenía antes y después de la simulación de ocurrencia de eventos aleatorios como lo son la inclusión o remoción de fuentes de generación, fallas en componentes del sistema de transmisión, apertura o cierre de interruptores y seccionadores, cambios en las cargas, entre otros [40], [57], [58].

Dicha información es adquirida y transmitida desde los sistemas SCADA hasta la plataforma tecnológica que contiene el software en el cual se realizaran los ensayos. Sin embargo, la dificultad que se presenta en este punto es el deterioro, pérdida o falta de la información que puede producirse en el proceso de lectura, transmisión y recepción de los datos, ya sea por la inexactitud en la calibración de los transductores, el ruido en los canales de comunicación, la ausencia de dispositivos de campo, u otras causas [56], [59].

Para solucionar este problema se aplica el estimador de estados, el cual es una herramienta matemática que a través del uso de: Datos de diseño (tensiones e inyecciones de potencia en los nudos, posición de interruptores y seccionadores, valores de impedancias de línea, capacidad de los transformadores, entre otros), leyes fundamentales que rigen los circuitos eléctricos (Leyes de Kirchoff, Ley de ohm, y demás) y un conjunto de ecuaciones diferenciales que definen el comportamiento de cada uno de los elementos que conforman el sistema a ser analizado; genera mediciones artificiales, las cuales otorgan una idea del comportamiento que puede tener o haber tenido el sistema en los tiempos pasado, presente y futuro. Dichas mediciones artificiales son comparadas con las mediciones físicas realizadas por los instrumentos de campo, para así identificar incongruencias entre ambas y comprobar si la información faltante es ocasionada por errores en la transmisión de datos o si son problemas en el sistema físico. [7], [48], [60], [61]

Luego de haber validado los datos, y tener información suficiente sobre el sistema en tiempo real, la herramienta de estación de estado en conjunto con el análisis de flujo de carga, permiten al operador, realizar simulaciones que permitan predecir, observar y analizar cuál sería la influencia que tendría la ocurrencia de la variedad de cambios y perturbaciones mencionadas previamente sobre el suministro de energía en el sistema estudiado, para así poder elegir la acción de control más conveniente para regular y optimizar su operación. [7], [9], [57]. La **Figura 1.14** muestra el funcionamiento de las simulaciones predictivas.

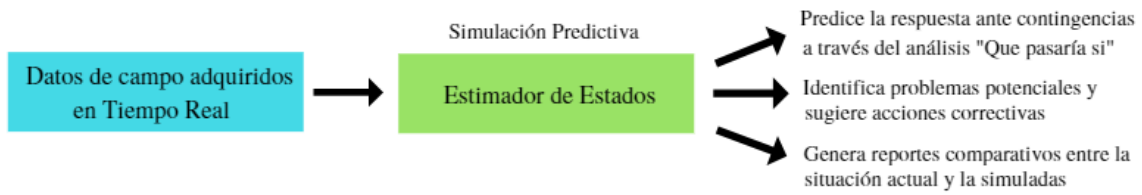


Figura 1.14 Funcionamiento de las simulaciones predictivas

Fuente: Elaboración propia basada en [6], [9], [48]

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

El presente trabajo utilizó la metodología experimental de la investigación, debido a que se manipularon una variedad de componentes de un sistema eléctrico de potencia, como lo son cargas, interruptores, seccionadores, entre otros, para predecir y analizar el efecto que posee la realización de uno o más cambios en su estado de operación sobre el comportamiento global de la red eléctrica.

En este capítulo, se explica el procedimiento que se siguió para realizar la implementación del Sistema de Monitoreo en Tiempo Real, en el cual se realizaron las simulaciones predictivas para el posterior análisis del comportamiento de un sistema eléctrico de potencia en términos de variables eléctricas. Los experimentos se realizaron en el Laboratorio de Energías Renovables y Smart Grid de la Universidad de Ingeniería y Tecnología (UTEC).

La metodología consistió en el desarrollo de dos pasos principales: **La integración del software de simulación ETAP RT y los módulos de los dispositivos de campo y el desarrollo de la plataforma de pruebas**, para los cuales se tuvo comunicación y retroalimentación constante con los proveedores, tanto de ETAP (México, Perú) y Lucas Nülle (Alemania).

Con estos pasos fue posible aplicar simulaciones predictivas que permitan anticipar diversos eventos que pueden ocurrir e influenciar en el funcionamiento del sistema eléctrico. En ese sentido, en los siguientes párrafos se explicará cada paso de la metodología propuesta. En la **Figura 2.1** se observa un diagrama de la metodología aplicada para poder implementar el sistema de monitoreo en tiempo real.

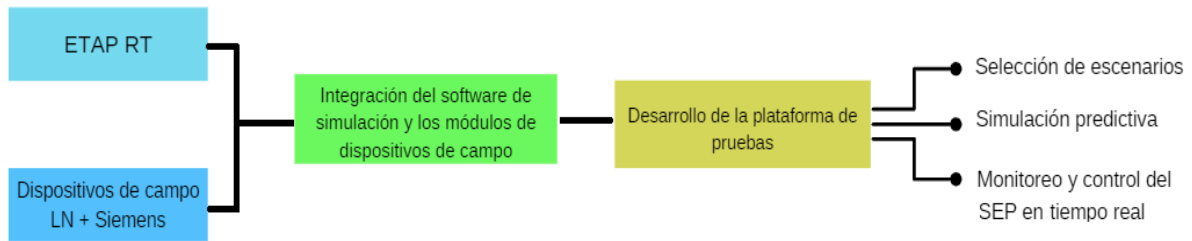


Figura 2.1 Diagrama de la metodología de la Tesis
Fuente: Elaboración propia

2.1 Integración del Software de Simulación ETAP RT y los Módulos de Dispositivos Campo

El primer paso para la implementación del Sistema de Monitoreo en Tiempo Real, es vincular los dispositivos de campo con el software de simulación de SEP (ETAP RT) para que se realice el intercambio de información entre ambos de manera efectiva.

El enlace de comunicación utilizado para vincular los componentes mencionados líneas arriba, fue un complemento del software ETAP RT, llamado ETAP SCADA Integrator. Dicha aplicación, hace posible vincular las entradas y salidas digitales y/o analógicas que poseen cada uno de los dispositivos de campo que desean ser remotamente monitoreados y/o controlados con el software. También permite programar límites de operación de estos e informar sobre condiciones atípicas en su operación a través de alarmas y notificaciones. Dichas características presentes en su interface son mostradas en la **Figura 2.2**.

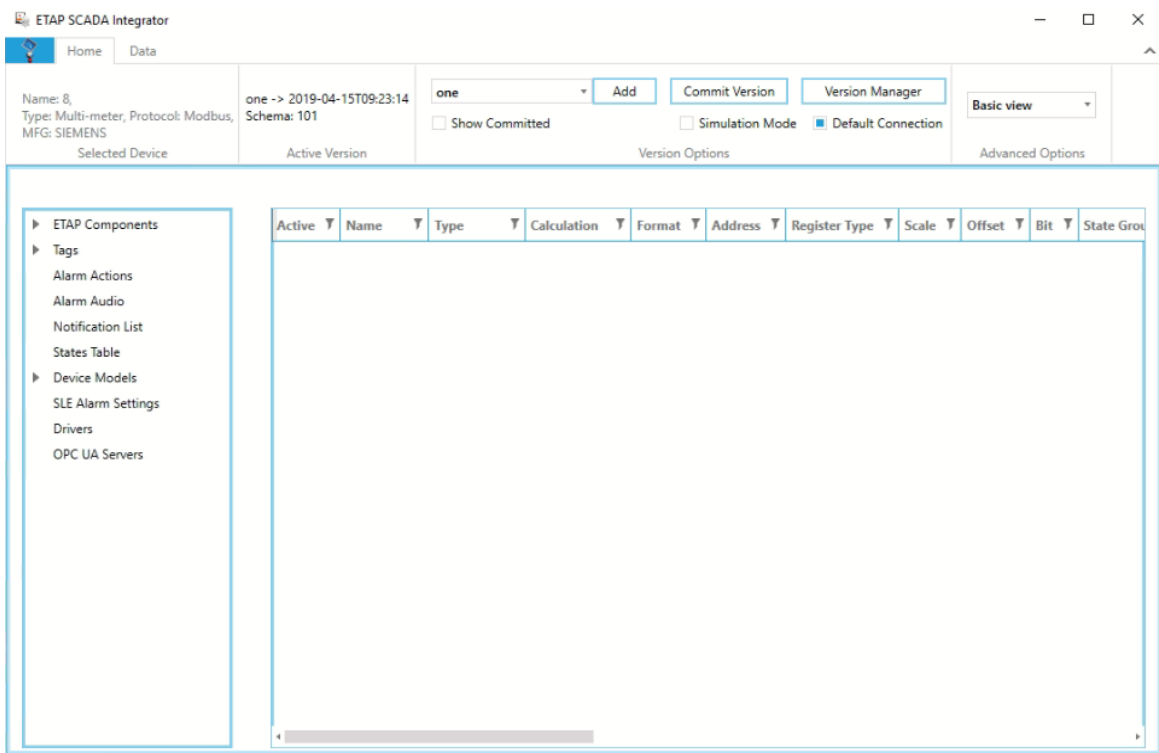


Figura 2.2 Ventana de operación de ETAP SCADA Integrator
Fuente: ETAP SCADA Integrator 18.1

Una vez dentro de la aplicación, se crearon en la librería cada uno de los dispositivos que se deseaba vincular con el software de simulación, para lo cual se accedió a la ventana mostrada en la **Figura 2.3** a través de la pestaña Device Models.

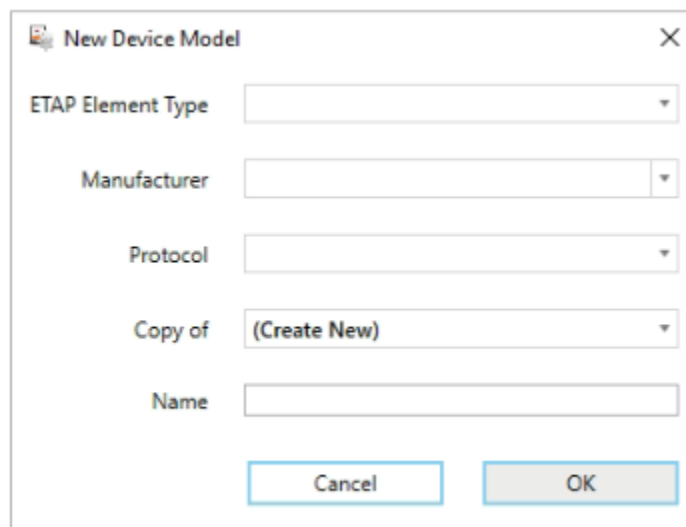


Figura 2.3 Ventana de operación para agregar un dispositivo externo
Fuente: ETAP SCADA Integrator 18.1

Al momento de añadir un dispositivo externo, fue necesario llenar cinco campos de información, de los cuales, los más importantes son el primero y el tercero. En el primer campo se digitó la función cumplida por cada instrumento; es decir, si es de medición (voltímetros, amperímetros, multímetros), de control (HVBC, LVCB, interruptores simples, seccionadores, entre otros) u otros. En el tercer campo se colocó el protocolo/estándar por el cual se comunica cada dispositivo de acuerdo a su fabricante. ETAP RT tiene disponible los protocolos: Modbus, DNP, IEC6850, IEC60870-5 y OPC.

Luego de haber completado los requerimientos anteriores, la plataforma de SCADA Integrator, pidió completar en las casillas correspondientes, los valores de las direcciones y sus respectivos formatos, de las entradas y/o salidas digitales y analógicas que posee cada instrumento, ya sea de control o de medición.

2.1.1 Integración de los Módulos de los Dispositivos de Medición y ETAP RT

Los dispositivos de medición utilizados fueron los multímetros SENTRON PAC4200 de Siemens. Los valores registrados por el dispositivo físico fueron vinculados con el software de simulación mediante la dirección IP del dispositivo y el protocolo de comunicación MODBUS, con cual se enlazaron una serie de salidas analógicas que contenían información de parámetros eléctricos medidos en tiempo real en el SEP. Dichos valores de salidas analógicas se encuentran disponibles en el manual del dispositivo, así como también en el Anexo 1 del presente documento. **Figura 2.4** muestra una ilustración del instrumento de medición, mientras que la **Figura 2.5** muestra la configuración realizada en la plataforma de ETAP SCADA Integrator.



Figura 2.4 Multímetro SENTRON PAC4200
Fuente: Multímetro SENTRON PAC4200 Manual del Sistema [62]

ETAP SCADA Integrator

Name: SENTRONPAC4200, Type: Multi-meter, Protocol: Modbus, MFG: SIEMENS

one -> 2019-04-17T18:14:50 Schema: 101

one Add Commit Version Version Manager

Show Committed Simulation Mode Default Connection

Basic view

Advanced Options

Active	Name	Type	Calculation	Format	Address	Register Type	Scale	Offset	Bit	State Group
<input checked="" type="checkbox"/>	amp	Analog Input	Not Calculated	REAL 32	61	Holding Register	1	0		
<input checked="" type="checkbox"/>	Vmag	Analog Input	Not Calculated	REAL 32	59	Holding Register	1	0		
<input checked="" type="checkbox"/>	freq	Analog Input	Not Calculated	REAL 32	55	Holding Register	1	0		
<input checked="" type="checkbox"/>	pf	Analog Input	Not Calculated	REAL 32	69	Holding Register	1	0		
<input checked="" type="checkbox"/>	MW	Analog Input	Not Calculated	REAL 32	65	Holding Register	1	0		
<input checked="" type="checkbox"/>	Mvar	Analog Input	Not Calculated	REAL 32	67	Holding Register	1	0		
<input checked="" type="checkbox"/>	amp_a	Analog Input	Not Calculated	REAL 32	13	Holding Register	1	0		
<input checked="" type="checkbox"/>	amp_b	Analog Input	Not Calculated	REAL 32	15	Holding Register	1	0		
<input checked="" type="checkbox"/>	amp_c	Analog Input	Not Calculated	REAL 32	17	Holding Register	1	0		
<input checked="" type="checkbox"/>	Vmag_a	Analog Input	Not Calculated	REAL 32	1	Holding Register	1	0		
<input checked="" type="checkbox"/>	Vmag_b	Analog Input	Not Calculated	REAL 32	3	Holding Register	1	0		
<input checked="" type="checkbox"/>	Vmag_c	Analog Input	Not Calculated	REAL 32	5	Holding Register	1	0		
<input checked="" type="checkbox"/>	Vmag_ab	Analog Input	Not Calculated	REAL 32	7	Holding Register	1	0		
<input checked="" type="checkbox"/>	Vmag_bc	Analog Input	Not Calculated	REAL 32	9	Holding Register	1	0		
<input checked="" type="checkbox"/>	Vmag_ca	Analog Input	Not Calculated	REAL 32	11	Holding Register	1	0		
<input checked="" type="checkbox"/>	pf_a	Analog Input	Not Calculated	REAL 32	37	Holding Register	1	0		

Message Log

53 records

Figura 2.5 Configuración del multímetro SENTRON PAC 4200 EN ETAP SCADA Integrator
Fuente: ETAP SCADA Integrator 18.1

2.1.2 Integración de los Módulos de los Dispositivos de Control y ETAP RT

Los dispositivos de control utilizados fueron las barras colectoras dobles seccionador-interruptor modelo CO3301-5R de Lucas Nülle. La **Figura 2.6** muestra una ilustración del

dispositivo CO3301-5R. A diferencia de los dispositivos de medición, no existe una tabla o manual que especifique los valores que corresponden a las direcciones de las salidas analógicas/digitales de los dispositivos de manera directa, por lo cual para poder comunicar las barras colectoras dobles con el software de simulación ETAP RT, tuvo que ser utilizado el protocolo Olé for Process Control (OPC) o en español Ole para Procesos de Control.

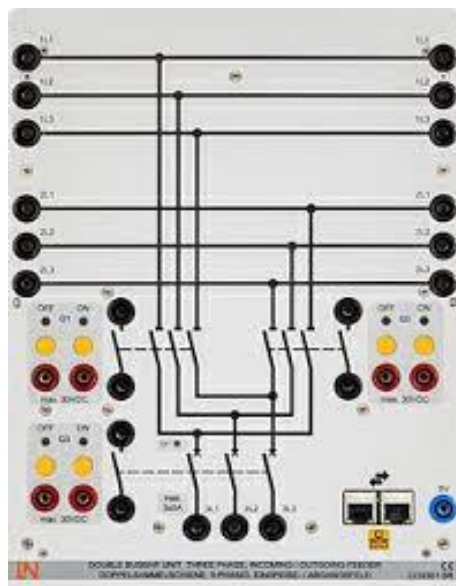


Figura 2.6 Barra colectoras doble seccionador-interruptor CO3301-5R
Fuente: Lucas Nülle [63]

Como se mencionó líneas arriba, inicialmente era desconocido el valor de las direcciones de las salidas digitales que permiten enlazar el instrumento físico con el software de simulación para así controlar de manera remota los seccionadores/interruptor de los módulos. Por este motivo, para poder hallar las direcciones de las salidas digitales se utilizó la aplicación del fabricante del instrumento llamada SCADA Designer, en la cual se procedió a agregar el dispositivo del cual se deseaba obtener información y se le asignó la Dirección IP correspondiente al módulo físico como se muestra en la **Figura 2.7**. La aplicación SCADA Designer fue abierta otra vez en una ventana diferente a la mostrada en la **Figura 2.7**, para ser configurada como servidor OPC, debido a que es la que envía la información, mientras que el software de simulación ETAP RT se configuró como cliente OPC, debido a que es el que recibe la información, dicha configuración se muestra en la **Figura 2.8**.

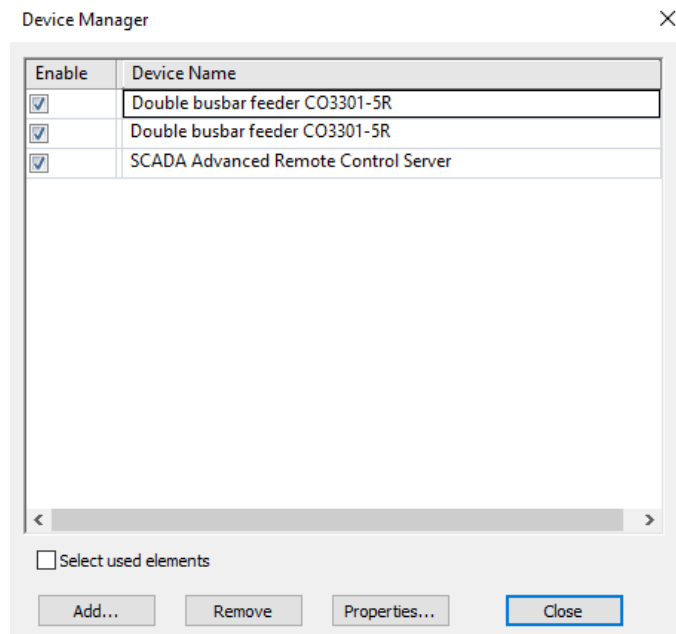


Figura 2.7 Configuración de las barras colectoras CO3301-5R en SCADA Designer
Fuente: LN SCADA Designer SO4001-3F

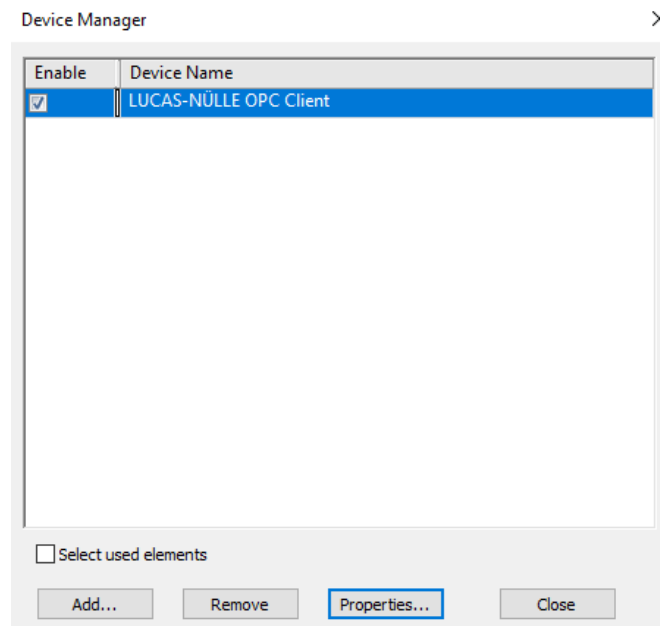


Figura 2.8 Configuración del OPC en SCADA Designer
Fuente: LN SCADA Designer SO4001-3F

Luego de haber añadido el dispositivo y configurado ambas aplicaciones, se procedió a ingresar a las propiedades del servidor OPC, para obtener el valor de los direccionamientos que posee el mismo y vincularlos con ETAP, dichos valores se observan en la **Figura 2.9**,

mientras que la **Figura 2.10** muestra la configuración final del dispositivo en la aplicación ETAP SCADA Integrator.

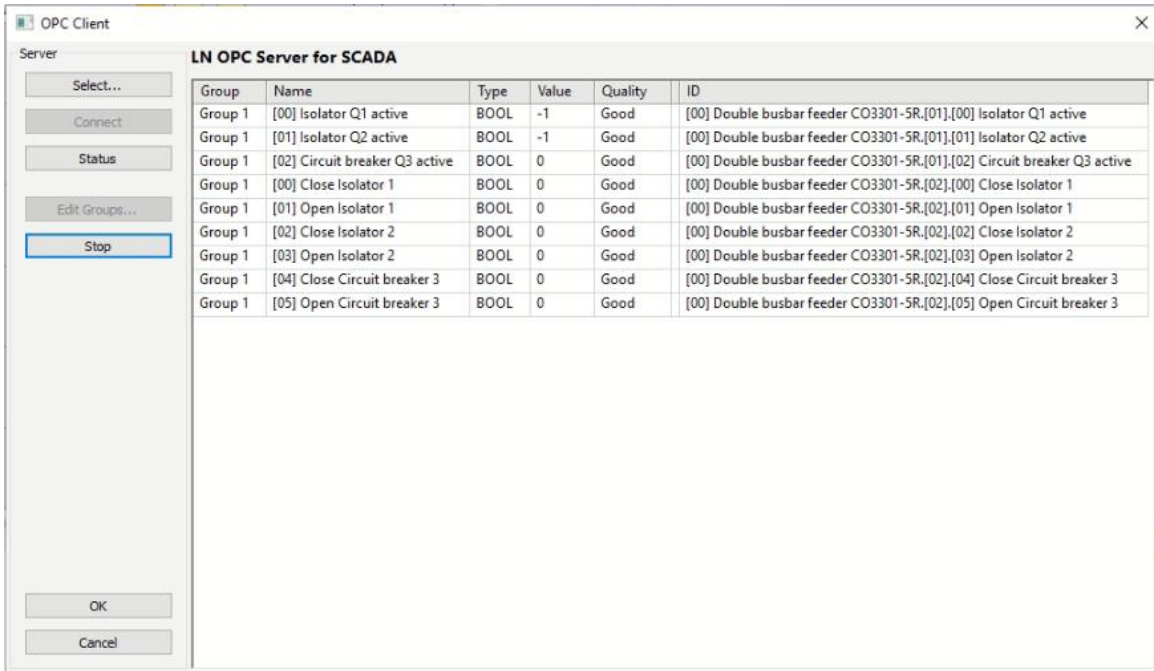


Figura 2.9 Direccionamiento de las salidas digitales de la barra colectora CO3301-5R
Fuente: LN SCADA Designer SO4001-3F

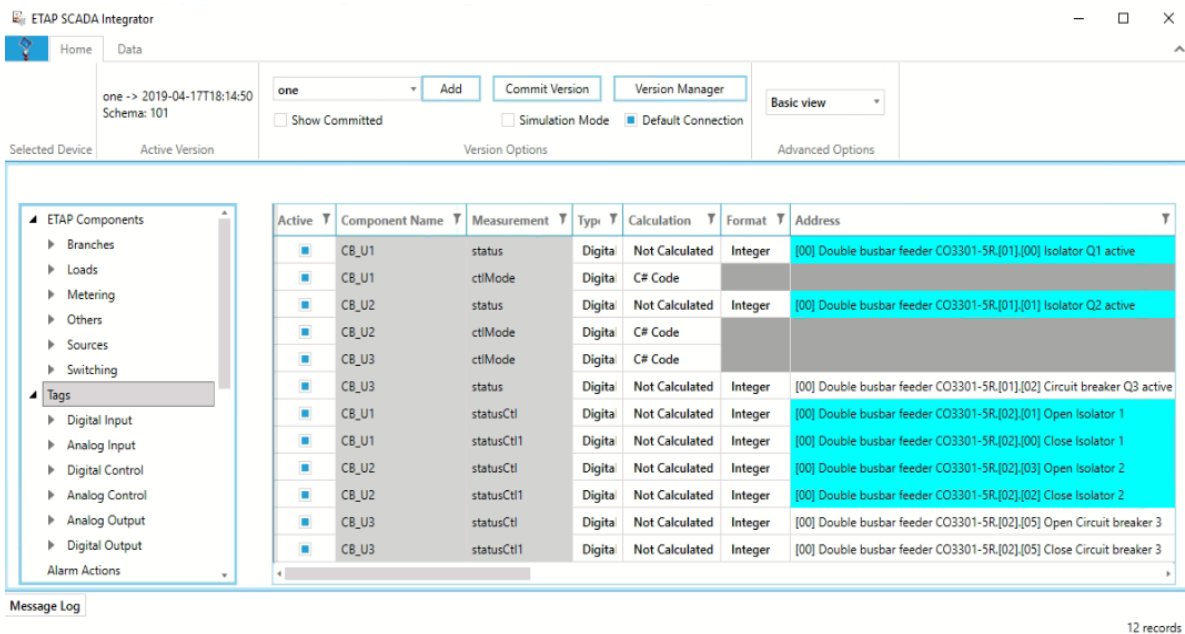


Figura 2.10 Configuración de la barra colectora CO3301-5R en ETAP SCADA Integrator
Fuente: ETAP SCADA Integrator 18.1

2.2 Desarrollo de la Plataforma de Pruebas

Los objetivos del uso de la plataforma de pruebas, fueron principalmente dos: Realizar simulaciones que permitan anticipar la respuesta del sistema ante una serie de eventos y aplicar monitoreo y control en tiempo real y de manera remota al sistema.

Para hacer esto posible, su desarrollo fue realizado en dos partes. La primera fue la construcción del modelo virtual del sistema eléctrico de potencia, cuyos componentes fueron configurados de tal manera que se asemejen lo máximo posible a los del modelo físico, para que, al momento de realizar simulaciones predictivas, los resultados obtenidos tengan un alto grado de precisión. La segunda parte consistió en llevar el diagrama construido desde el estado “fuera de línea” al estado “en línea”, el cual se refiere al estado donde las señales enviadas por los dispositivos de campo son reconocidas y mostradas en tiempo real en el mismo diagrama virtual construido en el software ETAP RT.

2.2.1 Construcción del Sistema Eléctrico de Potencia

El Sistema Eléctrico de Potencia utilizado para el análisis a través de la ejecución de simulaciones predictivas, fue constituido por los elementos mencionados en la **Tabla 2.1**

Cantidad	Nombre del componente del SEP
03	Multímetro Digital SENTRONPAC 4200
02	Barra Colectora Doble CO3301-5R
01	Fuente de Alimentación Trifásica Regulable CO3301-3Z
01	Carga Resistiva Trifásica 1KW CO3301-3F
01	Carga Inductiva Trifásica 1KW CO3301-3D
02	Línea de Transmisión 150 km CO3301-3AA
01	Transformador Trifásico 1kW CO3301-3N

Tabla 2.1 Componentes del Sistema Eléctrico de Potencia
Fuente: Elaboración Propia

Debido a que se deseaba emular el comportamiento de un sistema eléctrico de potencia real, los cuales operan con valores de alta tensión (>60 kV)[64] y los módulos utilizados en el laboratorio para la construcción del sistema físico son instrumentos didácticos y operan con valores de baja tensión (220-380V); los valores de tensión, corriente y potencia medidos fueron multiplicados por un factor de 1000.

Por otro lado, el voltaje suministrado por la fuente de alimentación elegido para el sistema fue 220 kV, las cargas 1 y 2 fueron puramente resistivas y la carga 3 inductiva, cuyos valores fueron fijos, elegidos para cada escenario. La **Figura 2.11** muestra el modelo virtual del sistema construido en el software de simulación.

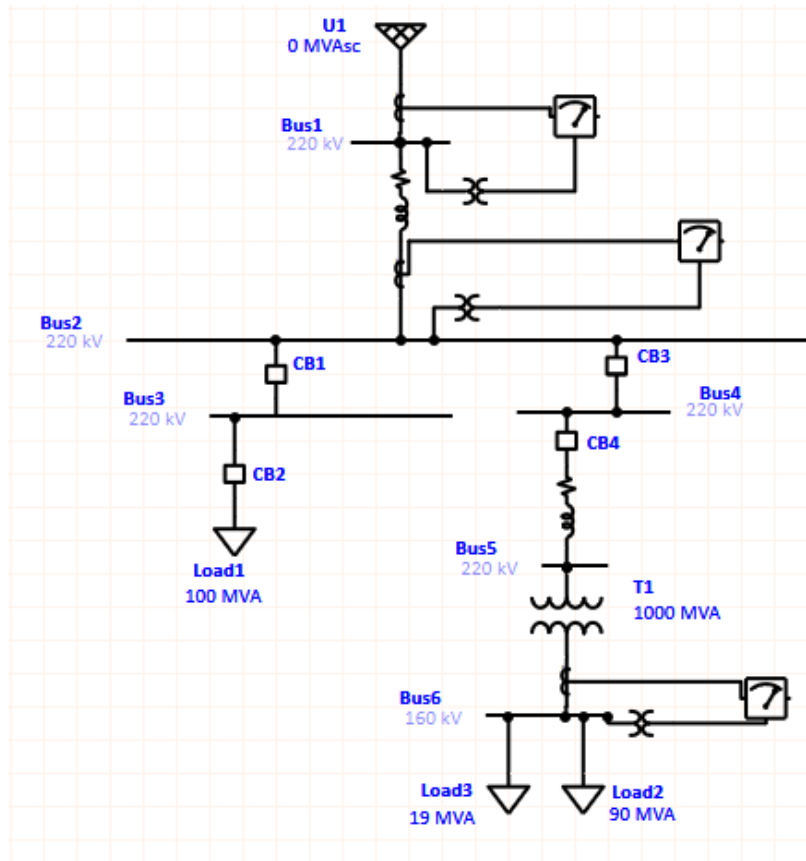


Figura 2.11 Modelo Virtual del Sistema Eléctrico de Potencia
Fuente: Elaboración propia en ETAP RT 18.1

2.2.2 Accediendo al Modo “En Línea”

Para poder observar los datos obtenidos por los dispositivos de medición en el diagrama unifilar del circuito construido en el software de simulación y a la vez operar de manera remota los módulos de los dispositivos de control en tiempo real, fue necesario activar el modo “en línea” del software ETAP RT. Para hacer eso posible, se habilitó la barra de herramientas de tiempo real dentro de la cual se encuentra la herramienta llamada control de consola; al activarla, nos mostró la ventana que se observa en la **Figura 2.12** , la cual

permite tanto llevar el sistema al estado en línea como sacarlo de él. En la **Figura 2.13** se observa el mensaje mostrado por el software de simulación ETAP RT de acuerdo al estado en el cual se encuentre la plataforma de pruebas.

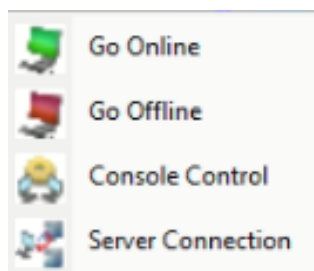


Figura 2.12 Controlador de Estado de la Plataforma de Pruebas
Fuente: ETAP RT 18.1

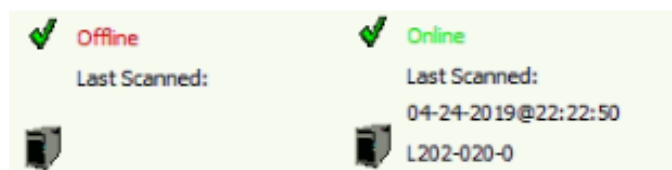


Figura 2.13 Estados de Operación de la Plataforma de Pruebas
Fuente: ETAP RT 18.1

Una vez que el sistema se encuentra en el estado en línea, los valores obtenidos por los dispositivos de medición son mostrados con color rojo al lado de cada instrumento en el diagrama unifilar en el software de simulación y cada vez que se desea cambiar el estado de operación de uno de los interruptores, se muestra un mensaje para confirmar la acción. Todo lo mencionado anteriormente, se muestra en la **Figura 2.14**

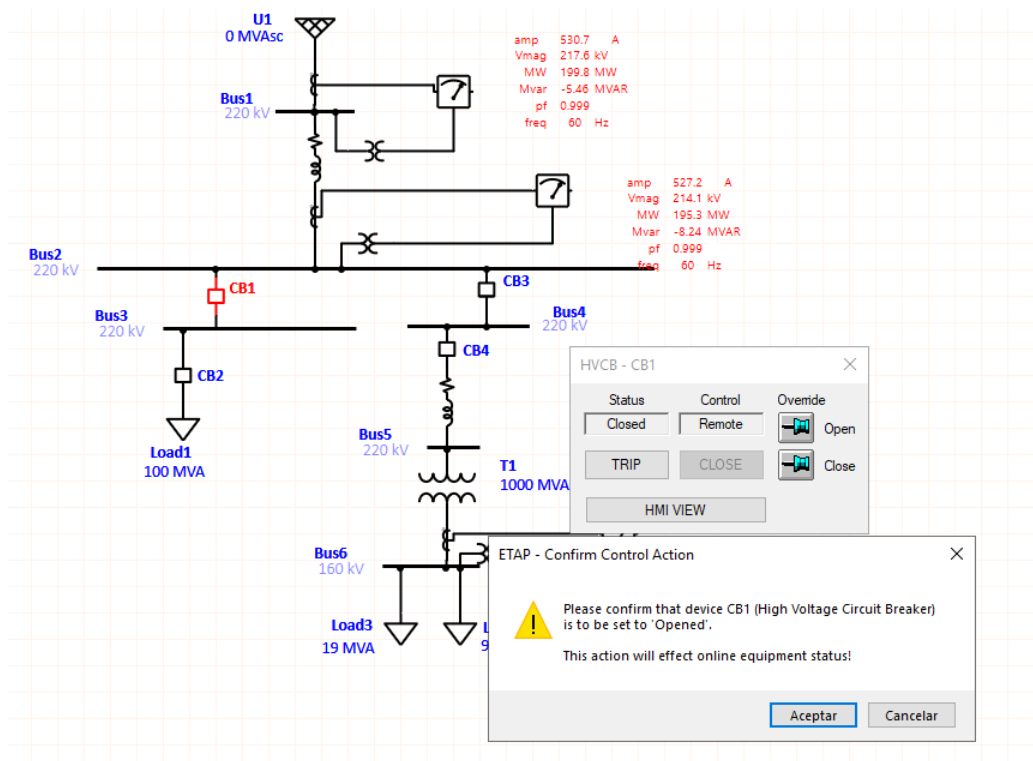


Figura 2.14 Modelo Virtual del Sistema Eléctrico de Potencia
Fuente: Elaboración propia en ETAP RT 18.1

2.3 Selección de Escenarios y Aplicación de Simulaciones Predictivas

Una vez que se tuvo lista la configuración de la plataforma de pruebas, el siguiente paso fue la selección de escenarios para la aplicación de simulaciones predictivas. Se escogieron un total de tres escenarios, los cuales son explicados a detalle a continuación.

El procedimiento seguido fue el mismo para los tres escenarios. Primero se aplicó la simulación en estado fuera de línea para tener una idea sobre el comportamiento que podría tener el sistema y como varía este luego de realizar una acción como el cierre o apertura de interruptores, posteriormente se ejecutó el evento en el sistema físico y finalmente se compararon los resultados entre la simulación y los datos medidos por los dispositivos de campo en tiempo real, para poder constatar el nivel de similitud y aproximación que posee el software de simulación.

A continuación, se describe cada uno de los tres escenarios considerados.

2.3.1 Escenario Uno

Para el primer escenario de simulación se abrieron los interruptores CB1 y CB2, mientras los CB3 y CB4 permanecieron cerrados, restringiendo el flujo de energía hacia la carga número 1. La tensión suministrada por la fuente fue de 220 kV, la relación de transformación del transformador fue de 1.33:1, las líneas de transmisión fueron configuradas con una longitud de 150 km y las cargas 2 y 3 fueron una puramente resistiva e inductiva respectivamente, como se muestra en la **Figura 2.15**.

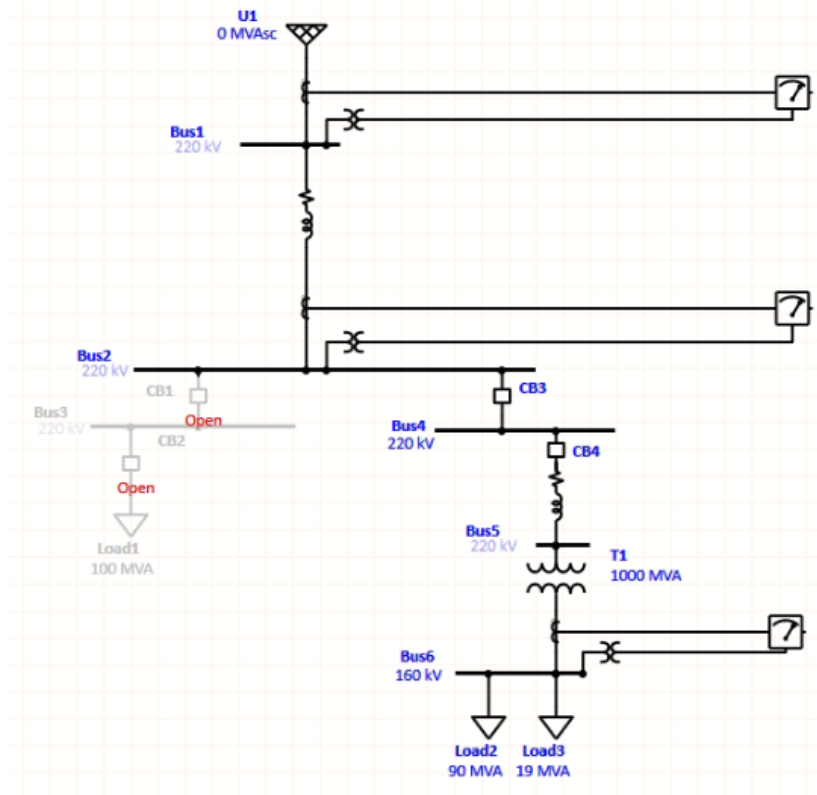


Figura 2.15 Primer escenario de simulación para el SEP
Fuente: Elaboración propia en ETAP RT 18.1

2.3.2 Escenario Dos

En el segundo escenario analizado se cerraron todos los interruptores disponibles en el circuito, permitiendo el flujo de energía a todas las líneas, como se muestra en la **Figura 2.16**. Los parámetros de tensión, relación de transformación, líneas de transmisión y valores

de las cargas 2 y 3 mantuvieron el valor asignado en el caso anterior. El valor de la carga 1 fue incrementado progresivamente 4 veces para analizar su influencia en el sistema global.

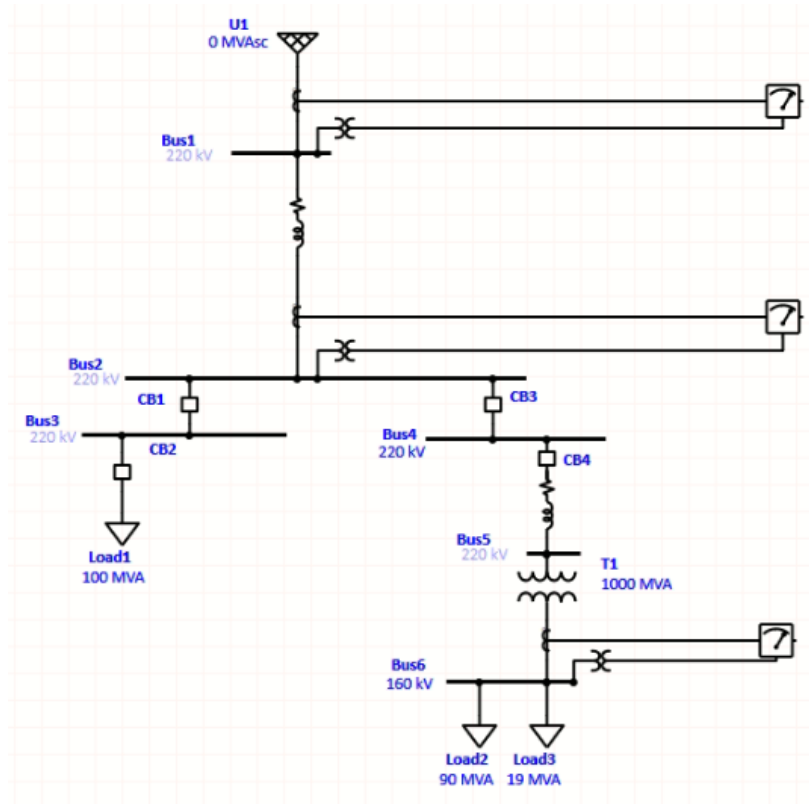


Figura 2.16 Segundo escenario de simulación para el SEP
Fuente: Elaboración propia en ETAP RT 18.1

2.3.3 Escenario Tres

Para el tercer y último escenario, se abrieron los interruptores CB3 y CB4, restringiendo el flujo de energía hacia la línea de transmisión número 2 y cargas 2 y 3, como se muestra en la **Figura 2.17**. Los parámetros de tensión y línea de transmisión mantuvieron el valor asignado en el caso anterior, la carga 1 tuvo un valor fijo de 100MW.

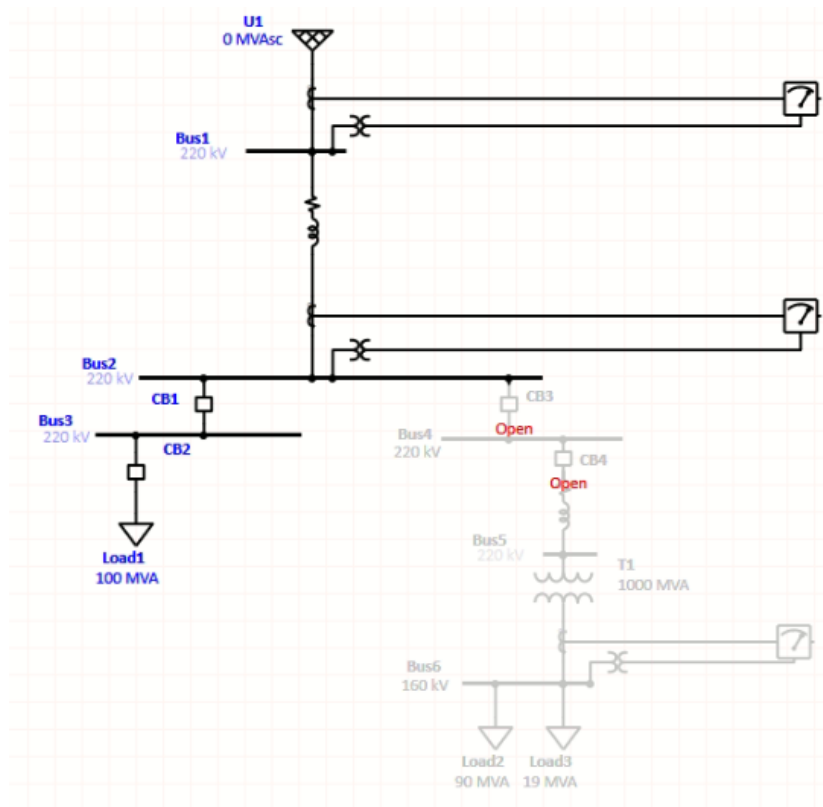


Figura 2.17 Tercer escenario de simulación para el SEP
 Fuente: Elaboración propia en ETAP RT 18.1

CAPÍTULO III

RESULTADOS

En este capítulo, se presentan los resultados y análisis realizados a partir de las simulaciones y datos recopilados en tiempo real de tres escenarios diferentes para un sistema eléctrico de potencia. Los datos obtenidos en la plataforma de pruebas a través de la simulación en estado fuera de línea, son mostrados en color azul y los recopilados en tiempo real por los módulos de los dispositivos de medición en color rojo.

3.1 Escenario Uno

Para este escenario se asumió que la carga 1 no había entrado en operación, por lo cual, el sistema trabajó con dos líneas de transmisión de 150 km cada una, un transformador y dos cargas, una inductiva de 19 MVAR y otra resistiva de 90 MW. El diagrama unifilar del circuito y la comparación entre los valores simulados y obtenidos en tiempo real para cada multímetro se observa en la **Figura 3.1** , así como en la **Tabla 3.1**, **Tabla 3.2** y **Tabla 3.3** .

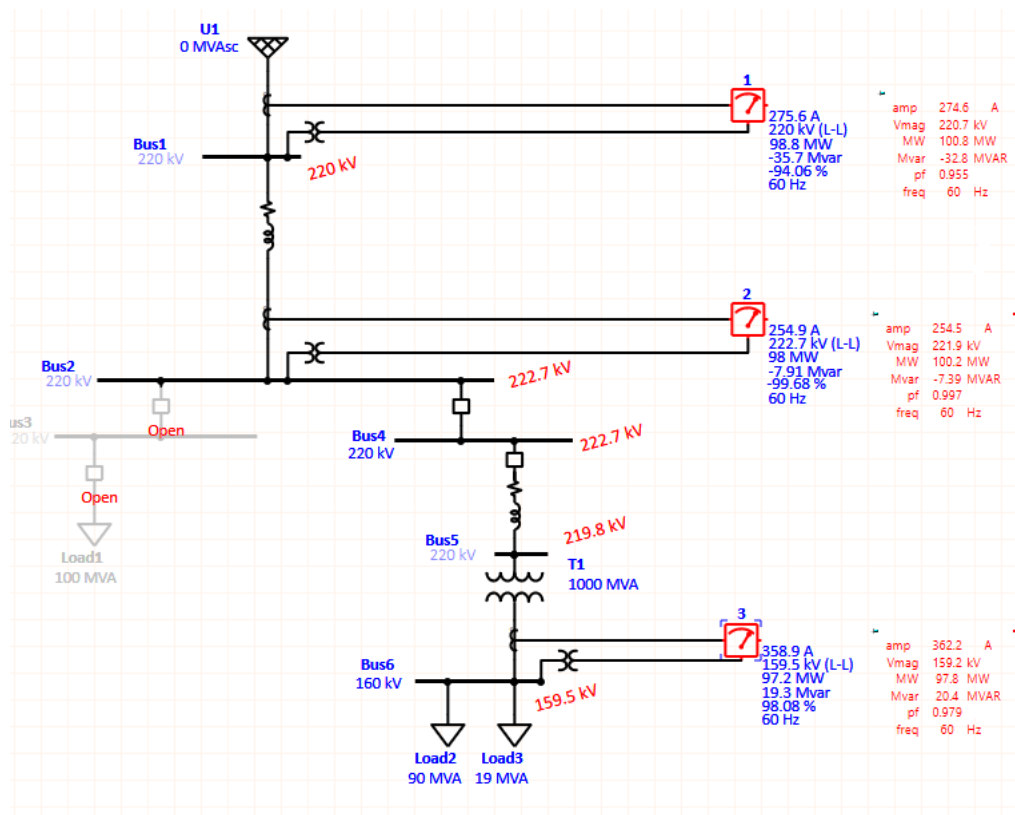


Figura 3.1 Resultados simulados y medidos en tiempo real para el escenario uno
Elaboración propia en ETAP RT 18.1

Multímetro 1				
Parámetro Eléctrico	Simulado	Medido en Tiempo Real	Diferencia (Medido – Simulado)	% Error
Corriente (A)	275.60	274.60	-1.00	0.36
Voltaje (kV)	220.00	220.70	0.70	0.32
Potencia Activa (MW)	98.80	100.80	2.00	1.98
Potencia Reactiva (MVAR)	-35.70	-32.80	2.90	8.84
Factor de Potencia	-0.94	-0.96	-0.02	1.57

Tabla 3.1 Resultados para el escenario uno en el multímetro 1

Fuente: Elaboración propia

Multímetro 2				
Parámetro Eléctrico	Simulado	Medido en Tiempo Real	Diferencia (Medido – Simulado)	% Error
Corriente (A)	254.90	254.50	-0.40	0.16
Voltaje (kV)	222.70	221.90	-0.80	0.36
Potencia Activa (MW)	98.00	100.20	2.20	2.20
Potencia Reactiva (MVAR)	-7.91	-7.35	0.56	7.62
Factor de Potencia	-1.00	-1.00	0.00	0.02

Tabla 3.2 Resultados para el escenario uno en el multímetro 2

Fuente: Elaboración propia

Multímetro 3				
Parámetro Eléctrico	Simulado	Medido en Tiempo Real	Diferencia (Medido – Simulado)	% Error
Corriente (A)	358.90	362.20	3.30	0.91
Voltaje (kV)	159.50	159.20	-0.30	0.19
Potencia Activa (MW)	97.20	97.80	0.60	0.61
Potencia Reactiva (MVAR)	19.30	20.40	1.10	5.39
Factor de Potencia	0.98	0.98	0.00	0.10

Tabla 3.3 Resultados para el escenario uno en el multímetro 3

Fuente: Elaboración propia

Al operar el sistema sin la presencia de la carga 1, no se produjeron caídas o variaciones elevadas en los niveles de tensión o frecuencia en ninguno de los componentes conectados a la línea de transmisión número 2.

Al realizar la comparación entre los valores simulados antes de la operación y los medidos en tiempo real, se pudo observar que existe un porcentaje de error de entre 1 y 9% en las variables eléctricas. El mayor porcentaje de error fue el encontrado en la potencia reactiva, esto es debido a que, en la vida real, los módulos de las barras colectoras dobles utilizadas presentan en su infraestructura componentes electrónicos, inductivos y capacitivos, los cuales generan potencia reactiva adicional, la cual no fue posible de simular o ser añadida en los interruptores/seccionadores del software de simulación.

3.2 Escenario Dos

Para este escenario se consideraron todos los componentes activos, dos líneas de transmisión de 150 km cada una, un transformador y tres cargas, dos fijas y una variable. Las cargas fijas fueron la carga 2 y 3 con valores de 90 MW y 19 MVAR respectivamente. La carga 1 tuvo valores variables de 70, 100, 150 y 200 MW. Los diagramas unifilares del circuito se muestran en la **Figura 3.2**, **Figura 3.3**, **Figura 3.4** y **Figura 3.5**, mientras que la **Tabla 3.4**, **Tabla 3.5**, **Tabla 3.6**, **Tabla 3.7**, **Tabla 3.8**, **Tabla 3.9**, **Tabla 3.10**, **Tabla 3.11**, **Tabla 3.12**, **Tabla 3.13**, **Tabla 3.14**, **Tabla 3.15**, muestran la comparación entre los valores simulados y obtenidos en tiempo real para cada multímetro.

A continuación, se muestran los resultados simulados y medidos en tiempo real para el escenario dos, si la carga 1 es 70 MW.

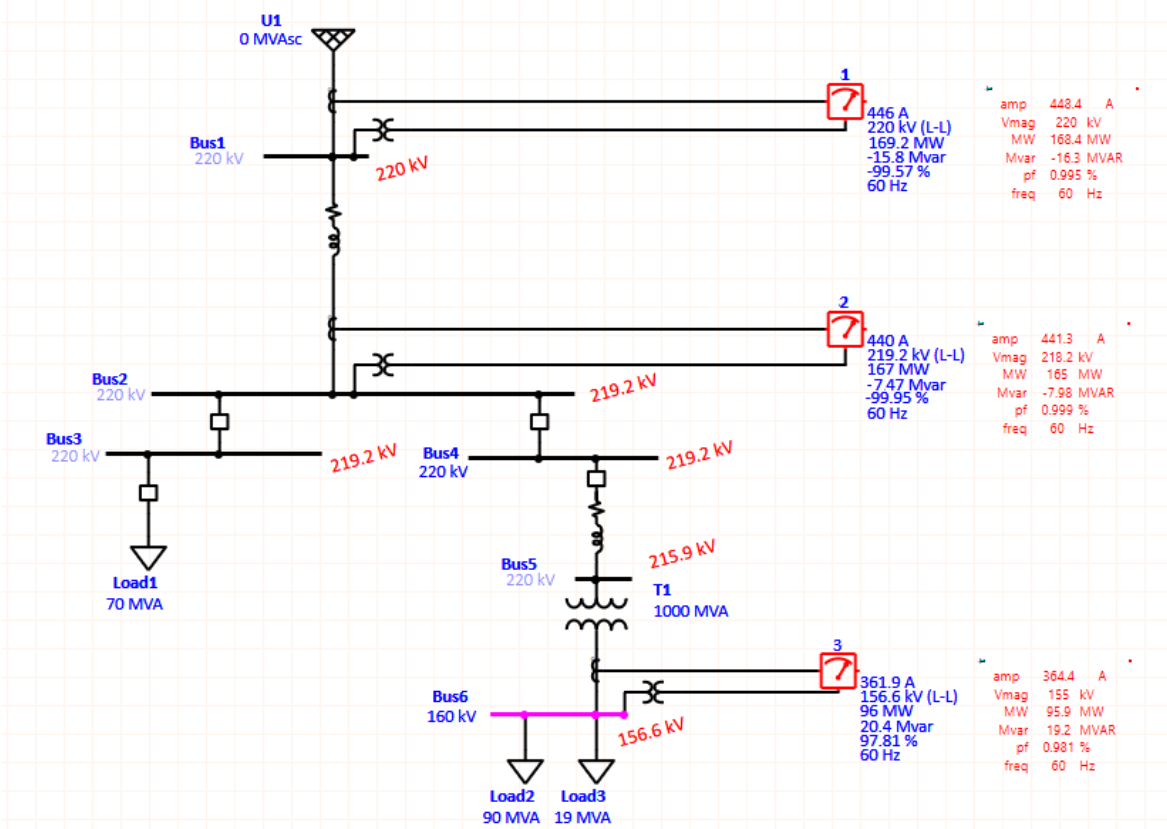


Figura 3.2 Resultados simulados y medidos en tiempo real para el escenario dos, si la carga 1 es 70 MW
Elaboración propia en ETAP RT 18.1

Multímetro 1				
Parámetro Eléctrico	Simulado	Medido en Tiempo Real	Diferencia (Medido – Simulado)	% Error
Corriente (A)	446.00	448.40	2.40	0.54
Voltaje (kV)	220.00	220.00	0.00	0.00
Potencia Activa (MW)	169.20	168.40	-0.80	0.48
Potencia Reactiva (MVAR)	-15.80	-16.30	-0.50	3.07
Factor de Potencia	-1.00	-1.00	0.00	0.40

Tabla 3.4 Resultados para el escenario dos en el multímetro 1, si la carga 1 es 70 MW

Fuente: Elaboración propia

Multímetro 2				
Parámetro Eléctrico	Simulado	Medido en Tiempo Real	Diferencia (Medido – Simulado)	% Error
Corriente (A)	440.00	441.30	1.30	0.29
Voltaje (kV)	219.20	218.20	-1.00	0.46
Potencia Activa (MW)	167.00	165.00	-2.00	1.21
Potencia Reactiva (MVAR)	-7.47	-7.98	-0.51	6.39
Factor de Potencia	-1.00	-1.00	0.00	0.40

Tabla 3.5 Resultados para el escenario dos en el multímetro 2, si la carga 1 es 70 MW

Fuente: Elaboración propia

Multímetro 3				
Parámetro Eléctrico	Simulado	Medido en Tiempo Real	Diferencia (Medido – Simulado)	% Error
Corriente (A)	361.90	364.40	2.50	0.69
Voltaje (kV)	156.60	155.00	-1.60	1.03
Potencia Activa (MW)	96.00	95.90	-0.10	0.10
Potencia Reactiva (MVAR)	20.40	19.20	-1.20	6.25
Factor de Potencia	0.98	0.98	0.00	0.12

Tabla 3.6 Resultados para el escenario dos en el multímetro 3, si la carga 1 es 70 MW

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la **Figura 3.2**, **Tabla 3.4**, **Tabla 3.5** y **Tabla 3.6**, al conectar la carga 1 con un valor de 70 MW, se produjo una caída de tensión en la barra número 6 de 2.1%; mientras que la caída de tensión producida en las barras 2, 3, 4 y 5, fue menor al 2% y en la barra número 1 no se produjo caída de tensión.

A continuación, se presentan los simulados y medidos en tiempo real para el escenario dos, si la carga 1 es 100 MW.

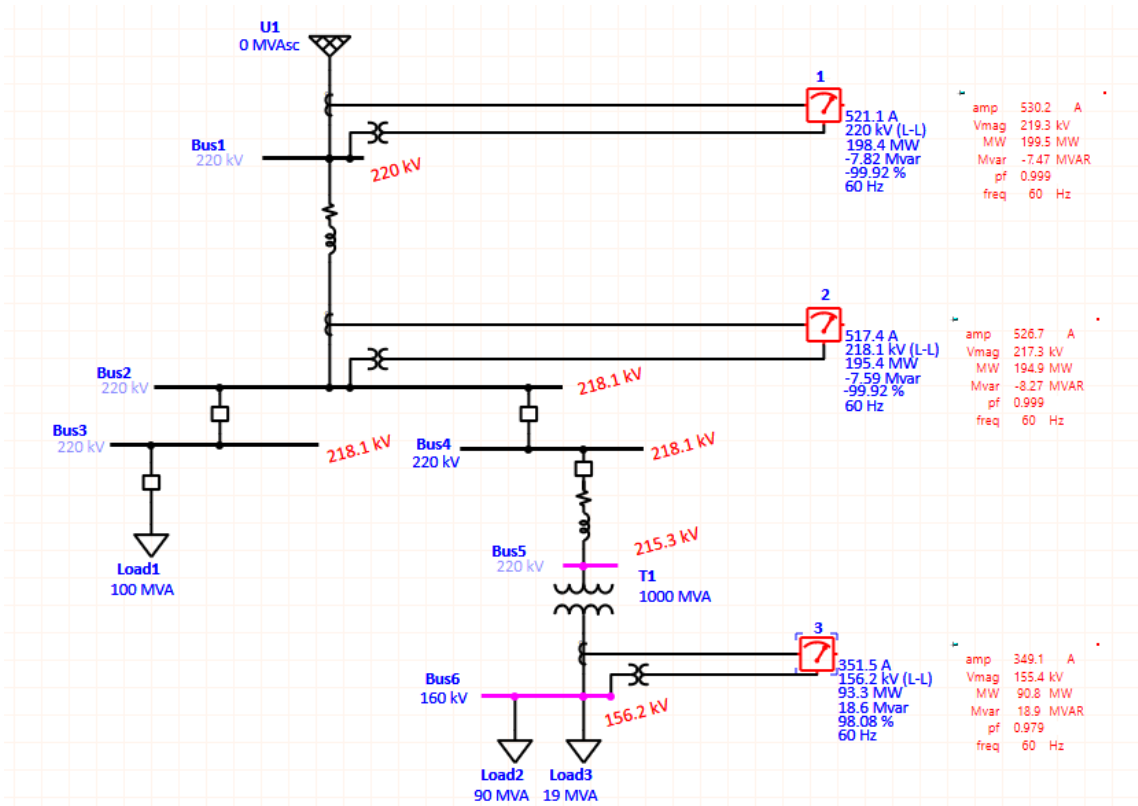


Figura 3.3 Resultados simulados y medidos en tiempo real para el escenario dos, si la carga 1 es 100 MW

Elaboración propia en ETAP RT 18.1

Multímetro 1				
Parámetro Eléctrico	Simulado	Medido en Tiempo Real	Diferencia (Medido – Simulado)	% Error
Corriente (A)	521.10	530.20	9.10	1.72
Voltaje (kV)	220.00	219.30	-0.70	0.32
Potencia Activa (MW)	198.40	199.50	1.10	0.55
Potencia Reactiva (MVAR)	-7.82	-7.47	0.35	4.69
Factor de Potencia	-1.00	-1.00	0.00	0.02

Tabla 3.7 Resultados para el escenario dos en el multímetro 1, si la carga 1 es 100MW

Fuente: Elaboración propia

Multímetro 2				
Parámetro Eléctrico	Simulado	Medido en Tiempo Real	Diferencia (Medido – Simulado)	% Error
Corriente (A)	517.40	526.70	9.30	1.77
Voltaje (kV)	218.10	217.30	-0.80	0.37
Potencia Activa (MW)	195.40	194.90	-0.50	0.26
Potencia Reactiva (MVAR)	-7.59	-8.27	-0.68	8.22
Factor de Potencia	-1.00	-1.00	0.00	0.02

Tabla 3.8 Resultados para el escenario dos en el multímetro 2, si la carga 1 es 100MW

Fuente: Elaboración propia

Multímetro 3				
Parámetro Eléctrico	Simulado	Medido en Tiempo Real	Diferencia (Medido – Simulado)	% Error
Corriente (A)	351.50	349.10	-2.40	0.69
Voltaje (kV)	156.20	155.40	-0.80	0.51
Potencia Activa (MW)	93.30	90.80	-2.50	2.75
Potencia Reactiva (MVAR)	18.60	18.90	0.30	1.59
Factor de Potencia	0.98	0.98	0.00	0.18

Tabla 3.9 Resultados para el escenario dos en el multímetro 3, si la carga 1 es 100MW

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la **Figura 3.3**, **Tabla 3.7**, **Tabla 3.8** y **Tabla 3.9**, al incrementar el valor de la carga 1 a 100 MW, se produjo una caída de tensión de 2.4% en la barra número 6 y 2.1% en la barra número 5, la caída de tensión producida en las barras número 2, 3 y 4 fue menor al 2%, mientras que en la barra número 1 no se produjo caída de tensión.

A continuación, se presentan los simulados y medidos en tiempo real para el escenario dos, si la carga 1 es 150 MW.

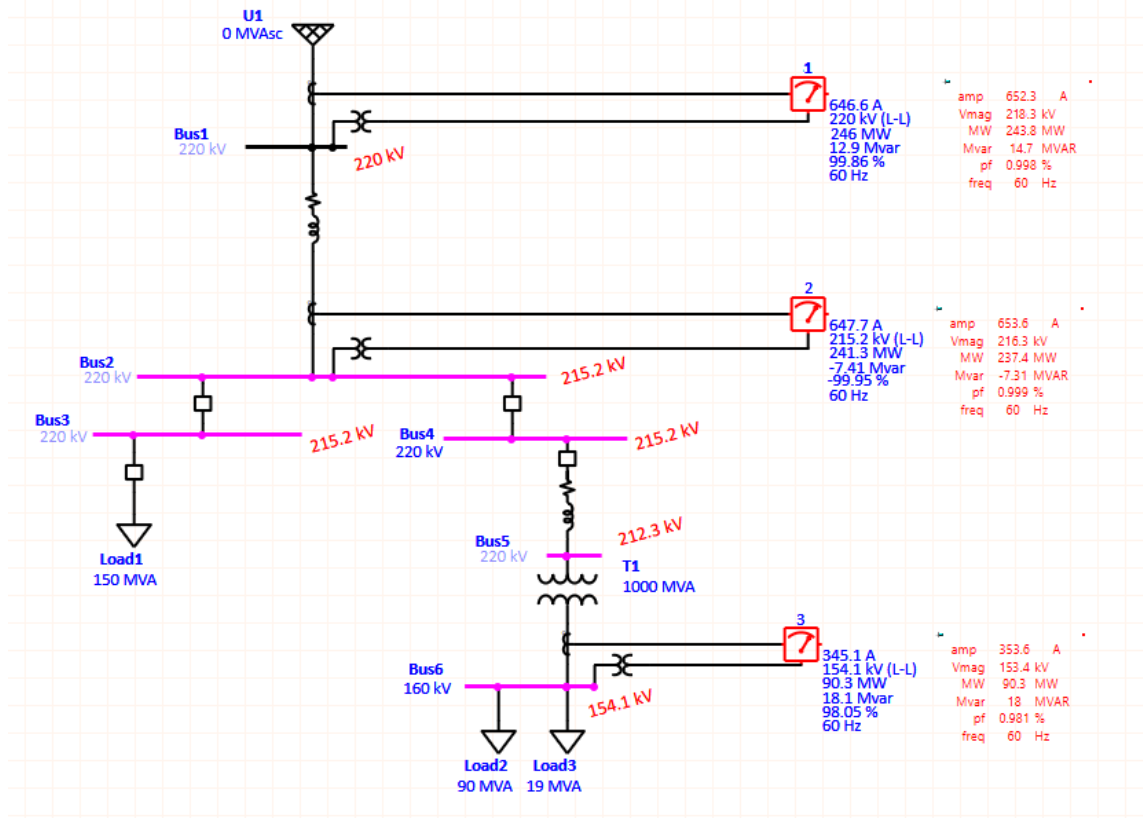


Figura 3.4 Resultados simulados y medidos en tiempo real para el escenario dos, si la carga 1 es 150 MW
Elaboración propia en ETAP RT 18.1

Multímetro 1				
Parámetro Eléctrico	Simulado	Medido en Tiempo Real	Diferencia (Medido - Simulado)	% Error
Corriente (A)	646.60	652.30	5.70	0.87
Voltaje (kV)	220.00	218.30	-1.70	0.78
Potencia Activa (MW)	246.00	243.80	-2.20	0.90
Potencia Reactiva (MVAR)	12.90	14.70	1.80	12.24
Factor de Potencia	-0.99	-0.99	0.00	0.00

Tabla 3.10 Resultados para el escenario dos en el multímetro 1, si la carga 1 es 150 MW

Fuente: Elaboración propia

Multímetro 2				
Parámetro Eléctrico	Simulado	Medido en Tiempo Real	Diferencia (Medido - Simulado)	% Error
Corriente (A)	647.70	653.60	5.90	0.90
Voltaje (kV)	215.20	216.30	1.10	0.51
Potencia Activa (MW)	241.30	237.40	-3.90	1.64
Potencia Reactiva (MVAR)	-7.41	-7.31	0.10	1.37
Factor de Potencia	-1.00	-1.00	0.00	0.40

Tabla 3.11 Resultados para el escenario dos en el multímetro 2, si la carga 1 es 150 MW

Fuente: Elaboración propia

Multímetro 3				
Parámetro Eléctrico	Simulado	Medido en Tiempo Real	Diferencia (Medido – Simulado)	% Error
Corriente (A)	345.10	353.60	8.50	2.40
Voltaje (kV)	154.10	153.40	-0.70	0.46
Potencia Activa (MW)	90.30	90.30	0.00	0.00
Potencia Reactiva (MVAR)	18.10	18.00	-0.10	0.56
Factor de Potencia	0.99	0.98	0.00	0.41

Tabla 3.12 Resultados para el escenario dos en el multímetro 3, si la carga 1 es 150 MW

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la **Figura 3.4**, **Tabla 3.10**, **Tabla 3.11** y **Tabla 3.12**, al incrementar el valor de la carga 1 a 150 MW, se produjo una caída de tensión de 3.7% en la barra número 6; de 3.5% en la barra número 5; de 4% en las barras número 2, 3 y 4; mientras que en la barra número 1 no se produjo caída de tensión.

A continuación, se presentan los simulados y medidos en tiempo real para el escenario dos, si la carga 1 es 200 MW.

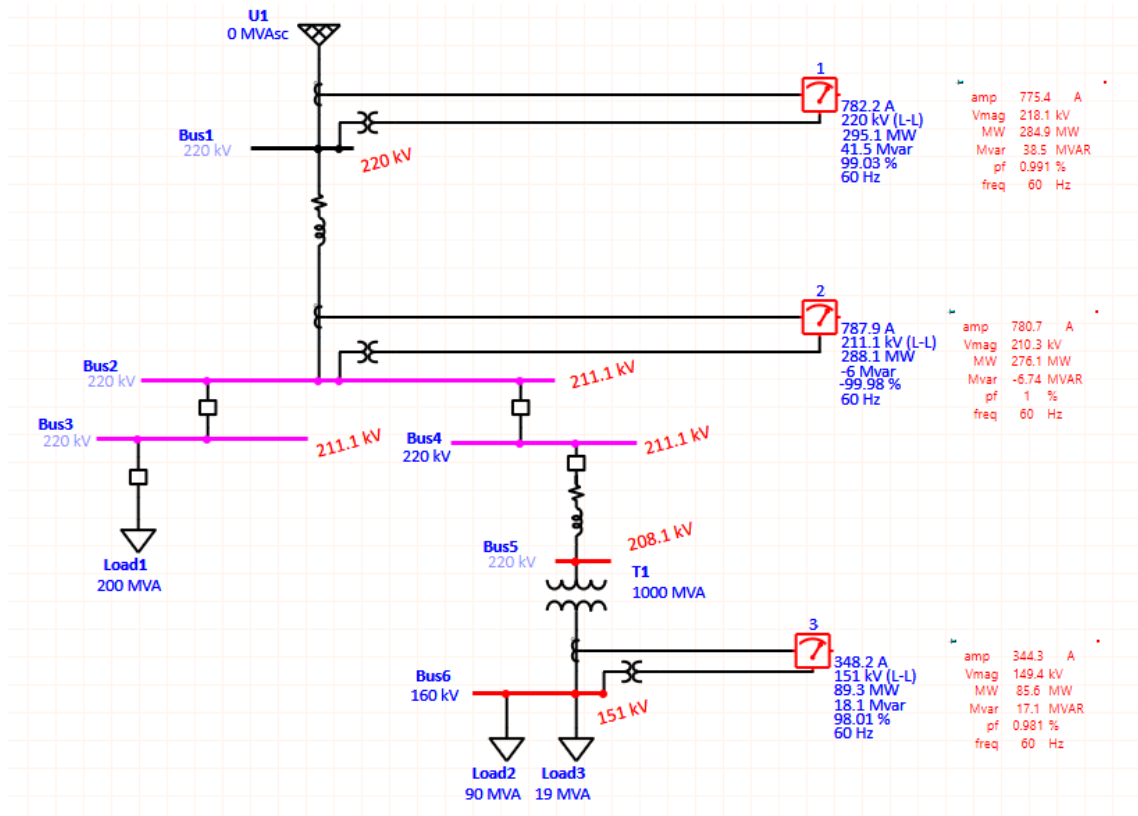


Figura 3.5 Resultados simulados y medidos en tiempo real para el escenario dos, si la carga 1 es 200 MW
Elaboración propia en ETAP RT 18.1

Multímetro 1				
Parámetro Eléctrico	Simulado	Medido en Tiempo Real	Diferencia (Medido – Simulado)	% Error
Corriente (A)	782.20	775.40	-6.80	0.88
Voltaje (kV)	220.00	218.10	-1.90	0.87
Potencia Activa (MW)	295.10	284.90	-10.20	3.58
Potencia Reactiva (MVAR)	41.50	38.50	-3.00	7.79
Factor de Potencia	0.99	0.99	0.00	0.20

Tabla 3.13 Resultados para el escenario dos en el multímetro 1, si la carga 1 es 200 MW

Fuente: Elaboración propia

Multímetro 2				
Parámetro Eléctrico	Simulado	Medido en Tiempo Real	Diferencia (Medido – Simulado)	% Error
Corriente (A)	787.90	780.70	-7.20	0.92
Voltaje (kV)	211.10	210.30	-0.80	0.38
Potencia Activa (MW)	288.10	276.10	-12.00	4.35
Potencia Reactiva (MVAR)	-6.00	-6.74	-0.74	10.98
Factor de Potencia	-1.00	-1.00	0.00	0.10

Tabla 3.14 Resultados para el escenario dos en el multímetro 2, si la carga 1 200 MW

Fuente: Elaboración propia

Multímetro 3				
Parámetro Eléctrico	Simulado	Medido en Tiempo Real	Diferencia (Medido – Simulado)	% Error
Corriente (A)	348.20	344.30	-3.90	1.13
Voltaje (kV)	151.00	149.40	-1.60	1.07
Potencia Activa (MW)	89.30	85.60	-3.70	4.32
Potencia Reactiva (MVAR)	18.10	17.10	-1.00	5.85
Factor de Potencia	0.98	0.98	0.00	0.18

Tabla 3.15 Resultados para el escenario dos en el multímetro 3, si la carga 1 es 200 MW

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la **Figura 3.5**, **Tabla 3.13**, **Tabla 3.14** y **Tabla 3.15**, al incrementar el valor de la carga 1 a 200 MW, se produjo una caída de tensión de 5.6% en la barra número 6; de 5.4% en la barra número 5; de 2.2% en las barras número 2, 3 y 4; mientras que en la barra número 1 no se produjo caída de tensión.

Luego de haber realizado la simulación para este escenario, se realizó un análisis en las barras 2 y 6, en las cuales existía la presencia de un multímetro digital y se pudo observar la tendencia mostrada en la **Figura 3.6** y **Figura 3.7**.

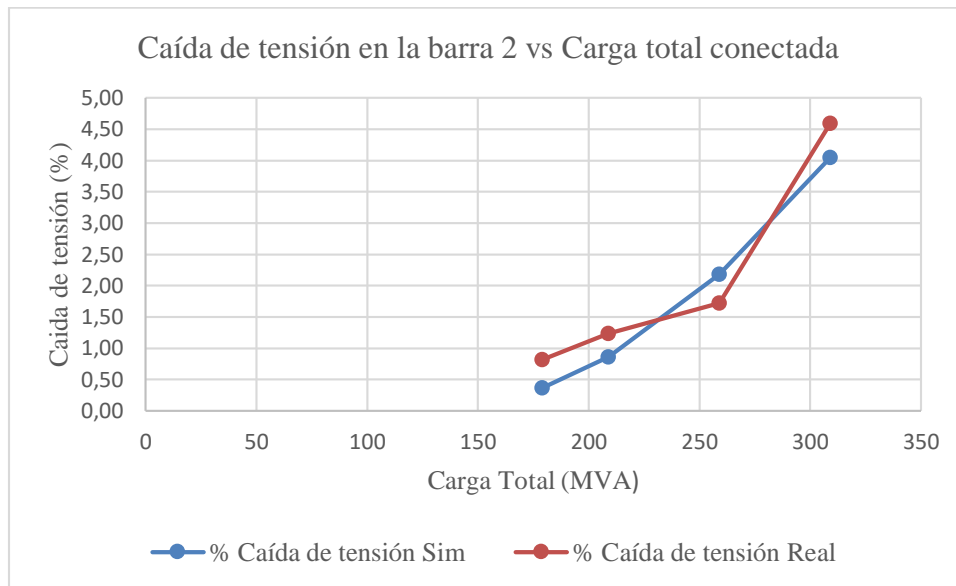


Figura 3.6 Porcentaje de caída de tensión en la barra 2 vs Carga total conectada al sistema
Elaboración propia

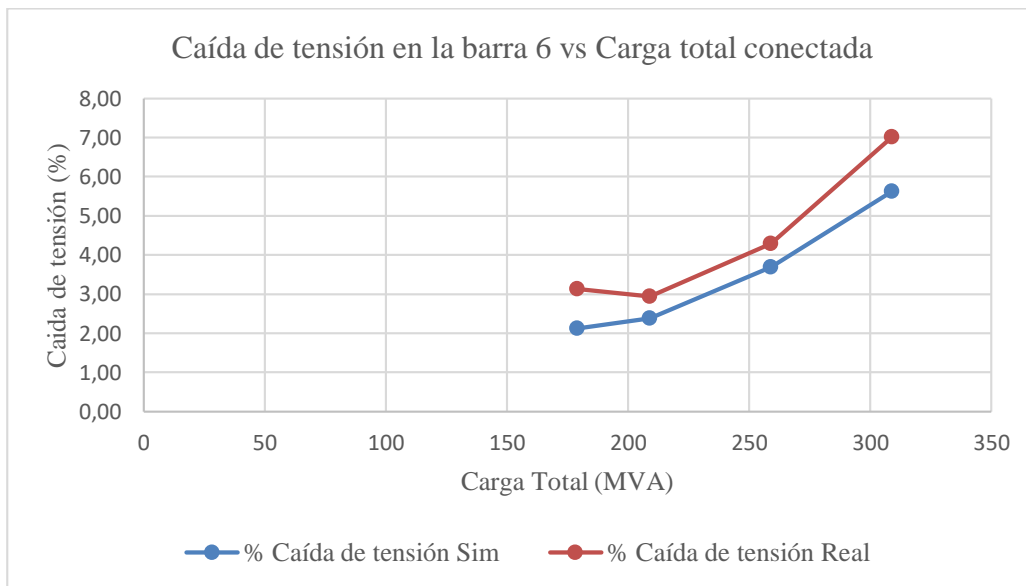


Figura 3.7 Porcentaje de caída de tensión en la barra 6 vs Carga total conectada al sistema
Elaboración propia

Como se puede observar en la **Figura 3.2**, **Figura 3.3**, **Figura 3.4** y **Figura 3.5**, al permitir el flujo de energía hacia todas las cargas del sistema e incrementar progresivamente el valor total de la carga con la cual opera el mismo, se producen caídas de tensión de hasta 5.6% en algunas barras y también pérdidas de potencia. Si la caída de tensión en una barra

está en el rango de 2 a 5%, la coloración de la barra pasa de negra a lila, mientras que, si la caída de tensión supera el 5%, la coloración de la barra cambia a roja.

Las caídas de tensión y pérdidas de potencia son producidas en las líneas de transmisión y se atribuyen a que, mientras mayor sea el valor de la carga que entra de operación, las líneas de transmisión deberán transportar mayor corriente y mientras mayor sea la corriente que circula a través de los conductores, mayor será la caída de tensión y pérdida de potencia que se produce entre el origen y el extremo de la canalización.

Al realizar la comparación entre los valores simulados antes de la operación y los medidos en tiempo real, se pudo observar que el porcentaje de error es menor que en el escenario uno para la mayoría de parámetros eléctricos, teniendo como excepción a la potencia reactiva. En lo que respecta a la caída de tensión, existe una pequeña diferencia (1-2 V) entre lo simulado y lo que ocurre en tiempo real, por lo cual se observa una variación en la posición de las curvas mostradas en la **Figura 3.6** y **Figura 3.7**

3.3 Escenario Tres

Para este escenario se asumió que la línea de transmisión que conecta la barra 4 y 5 deja de funcionar debido a una falla, dejando al sistema operando con una línea de transmisión de 150 km y una carga resistiva de 100 MW. El diagrama unifilar del circuito se observa en la **Figura 3.8**, mientras que la **Tabla 3.16** y **Tabla 3.17** muestran la comparación entre los valores simulados y obtenidos en tiempo real para cada multímetro.

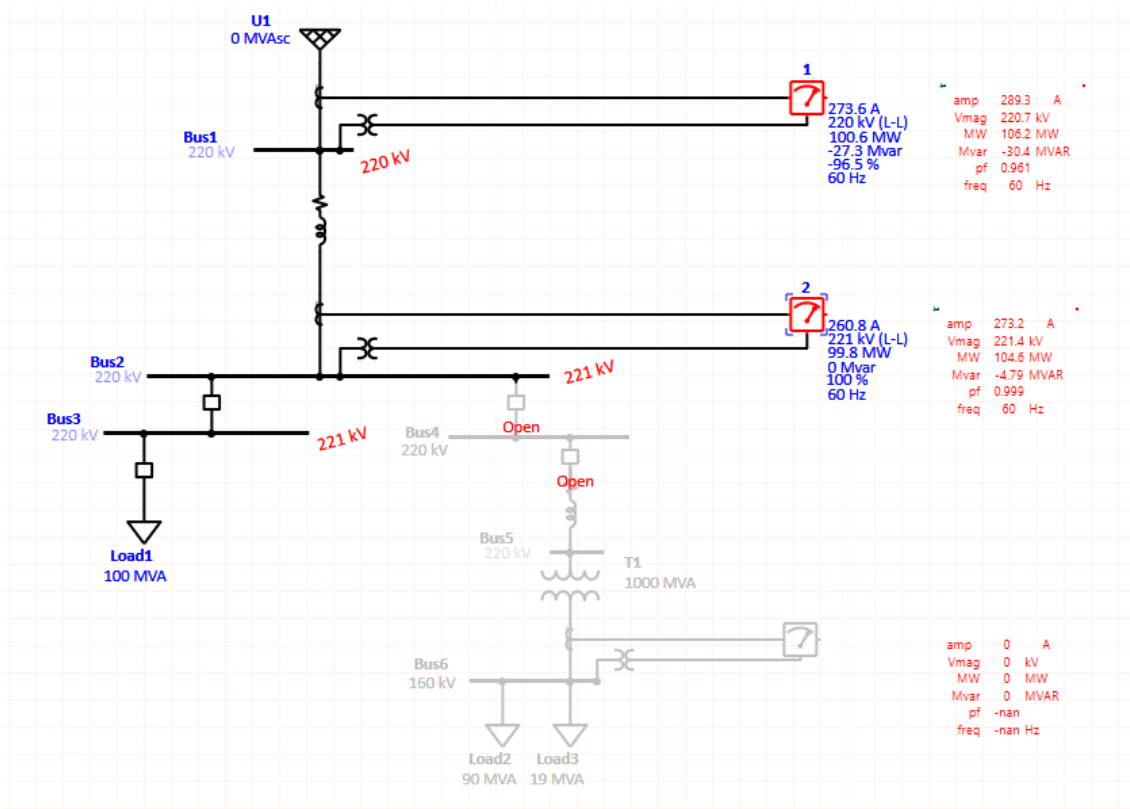


Figura 3.8 Resultados simulados y medidos en tiempo real para el escenario tres
Elaboración propia en ETAP RT 18.1

Multímetro 1				
Parámetro Eléctrico	Simulado	Medido en Tiempo Real	Diferencia (Medido – Simulado)	% Error
Corriente (A)	273.60	289.30	15.70	5.43
Voltaje (kV)	220.00	220.70	0.70	0.32
Potencia Activa (MW)	100.60	106.20	5.60	5.27
Potencia Reactiva (MVAR)	-27.30	-30.40	-3.10	10.20
Factor de Potencia	-0.97	-0.96	0.00	0.42

Tabla 3.16 Resultados para el escenario tres en el multímetro 1

Fuente: Elaboración propia

Multímetro 2				
Parámetro Eléctrico	Simulado	Medido en Tiempo Real	Diferencia (Medido – Simulado)	% Error
Corriente (A)	260.80	273.20	12.40	4.54
Voltaje (kV)	221.00	221.40	0.40	0.18
Potencia Activa (MW)	99.80	104.60	4.80	4.59
Potencia Reactiva (MVAR)	0.00	-4.79	-4.79	-
Factor de Potencia	1.00	1.00	0.00	0.10

Tabla 3.17 Resultados para el escenario tres en el multímetro 2

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la **Figura 3.8**, una vez que se produce una falla en la línea de transmisión número 2 y se desconectan las cargas enlazadas a esta, la corriente y potencia activa detectadas por los multímetros 1 y 2 se redujeron a la mitad aproximadamente y la potencia reactiva se convirtió en capacitiva, lo cual se debe a que dejó de producirse la compensación inductiva que brindaba la carga 3. Por otro lado, en los valores de tensión y frecuencia no se produjeron variaciones significativas. El mayor porcentaje de error fue encontrado en la potencia reactiva, el cual superó el 10%.

CONCLUSIONES

Luego de haberse realizado la implementación de un sistema de monitoreo en tiempo real a través del software de simulación ETAP RT, en el cual fue posible aplicar simulaciones predictivas y análisis en términos de variables eléctricas en tres escenarios diferentes para un sistema eléctrico de potencia, fue posible llegar a las siguientes conclusiones.

1. Para poder realizar simulaciones predictivas que contengan un alto grado de precisión y confiabilidad sobre la respuesta del sistema eléctrico ante cambios y perturbaciones, fue necesario conocer la mayor cantidad de parámetros de diseño de los componentes eléctricos posibles como lo son la potencia de diseño, máxima corriente permisible, valores de reactancia de diseño, entre otros; los cuales permiten configurar un modelo virtual que responda de manera casi idéntica al del modelo físico.
2. Al realizar una comparación entre los valores simulados antes de la operación y los medidos en tiempo real, se pudo observar que, para todos los casos, el porcentaje de error más elevado fue el de los valores de potencia reactiva debido a la influencia de componentes físicos, que no pudieron ser replicados en el modelo virtual. Dicho porcentaje superó en la mayoría de los casos el 5%.
3. Uno de los pasos más importantes para poder aplicar monitoreo y control remoto y en tiempo real fue conocer los valores de las direcciones de las salidas analógicas y digitales de cada módulo de los dispositivos de campo, para así poder vincularlos de manera exitosa con el software de simulación.
4. La metodología empleada puede extrapolarse para la implementación de sistemas de monitoreo en tiempo real en sistemas eléctricos de potencia reales, siempre y cuando se cumpla los puntos mencionados en las conclusiones 1 y 3.

5. El Voltaje (kV), corriente (A), potencia activa (MW) y potencia reactiva (MVAR), son parámetros relacionados entre sí a través de leyes que rigen el comportamiento de los circuitos eléctricos (Leyes de Kirchoff, Ley de Ohm, y demás). La variación que ocurre en estos, depende principalmente de la carga con la cual opere el sistema; es decir, mientras mayor sea la carga, mayor será la intensidad de corriente que circule por el sistema y mientras mayor sea la corriente que circule por los conductores, mayor será la caída de tensión y pérdidas de potencia que se produzcan.
6. Para el primer escenario, considerando que la carga 1 todavía no había entrado en operación, no se produjeron caídas ni elevaciones de tensión mayores al 1% en ninguna de las barras del sistema, el porcentaje de error detectado entre los valores simulados y medidos para la mayoría de variables eléctricas no alcanzó el 5%, sin embargo, en la potencia reactiva, se superó este porcentaje, alcanzando un máximo de 8.84%.
7. Para el segundo escenario, considerando todas las cargas operativas, se pudo observar la influencia que tiene el incremento en el valor de estas sobre el comportamiento global del sistema, como se menciona también en la conclusión 5. El porcentaje de error detectado entre los valores simulados y medidos para la mayoría de variables eléctricas no alcanzó el 5%, sin embargo, en la potencia reactiva, se superó este porcentaje, alcanzando un máximo de 12.24%.
8. Para el tercer escenario, considerando que se produce una falla en la línea de transmisión número 2, no se produjeron caídas ni elevaciones de tensión mayores al 1% en ninguna de las barras del sistema, el porcentaje de error detectado entre los valores simulados y medidos para la mayoría de variables eléctricas no alcanzó el 5%; sin embargo, en la potencia reactiva, se superó este porcentaje, alcanzando un máximo de 10.20%. Además, se observó que la potencia reactiva detectada por los multímetros se volvió capacitiva debido a la desconexión de la carga 3.
9. El Factor de Potencia mantuvo un valor mayor o igual a 0.95 en todos los escenarios. Podría haberse pensado que el error en la potencia reactiva mencionado en la conclusión

2, iba a influir de manera más drástica en la comparación de valores simulados y medidos del factor de potencia; sin embargo, debido a que la potencia activa es mucho mayor a la potencia reactiva, esto no ocurrió.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] “Energía – Desarrollo Sostenible”. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>. [Consultado: 14-sep-2018].
- [2] A. Biswal y H. O. Bansal, “SCADA and its applications to renewable energy systems integration”, *2014 9th Int. Conf. Ind. Inf. Syst.*, pp. 1–6, 2014.
- [3] W. Wangdee, “Reliability Impact of intermittent renewable energy source integration into power system”, *2014 Int. Electr. Eng. Congr. iEECON 2014*, pp. 5–8, 2014.
- [4] J. Meléndez, S. Herraiz, y J. Colomer, “Calidad de onda en el servicio eléctrico”, *Automática e Instrumentación*, pp. 1–7, 2005.
- [5] M. Tesařová, “Power quality and quality of supply”, *Intensive Program. “Renewable Energy Sources”*, núm. May, pp. 95–101, 2011.
- [6] L. I. Ruiz, H. Castro, y D. Romero, “Real-Time technology? Migration of traditional SCADA systems technology: Part1: Concepts & Application Recommendations”, *2017 IEEE 37th Cent. Am. Panama Conv. CONCAPAN 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 1–7, 2018.
- [7] E. Gomez, R. Franco, y L. Palacios, “Monitoring and Control System Using ETAP Real-Time on Generation Plant Emulation Using OPAL-RT”, 2018.
- [8] COES, “Acerca del SICOES”. [En línea]. Disponible en: http://www.coes.org.pe/sic/sicoesd/acercade/sic_acercade.asp.
- [9] L. I. Ruiz, H. Castro, y D. Romero, “Real-Time technology? Migration of traditional SCADA systems technology: Part2: Advantages of implementation”, *2017 IEEE 37th Cent. Am. Panama Conv. CONCAPAN 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 1–7, 2018.
- [10] F. A. N. Qiang, W. E. N. Xiankui, y L. I. N. Chenghui, “Research on Architecture Design of Wind Power Prediction System”, pp. 643–646, 2017.
- [11] M. S. Thomas y J. D. McDonald, *Power System SCADA and Smart Grids*. 2015.
- [12] J. Belanger, P. Venne, y J.-N. Paquin, “The What, Where and Why of Real-Time Simulation”, *Planet RT*, vol. 1, núm. 0, pp. 37–49, 2010.
- [13] C. J. ZAPATA, “Confiabilidad De Sistemas Eléctricos De Potencia”, *Confiabilidad De Sistemas Eléctricos De Potencia*. p. 101, 2011.
- [14] J. M. Gómez Lopez, R. Castán Luna, J. C. Montero Cervantes, J. Meneses Ruiz, y J. Garcia Hernandez, “Deployment of Advanced Metering Infrastructure (AMI) for power distribution losses reduction”, *Bol. IIE*, vol. 39, núm. 4, pp. 180–191, 2015.

- [15] Osinergmin, *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. 2016.
- [16] Ministerio de Energía y Minas y Dirección General de Electricidad, “Terminología en electricidad”.
- [17] R. Guirado, R. Asensi, F. Jurado, y J. Carpio, *Tecnología Eléctrica*. Mc Graw Hill, 2014.
- [18] “Iconos de las Plantas De Generación”. [En línea]. Disponible en: https://es.123rf.com/photo_56432283_iconos-de-la-planta-de-energía-electricidad-y-plantas-de-generación-de-fuentes-energía-eléctrica-energía-hidro.html. [Consultado: 28-mar-2019].
- [19] L. P. Alcantar, “Estructuras y equipos de Subestaciones Eléctricas”, núm. October, p. 194, 2015.
- [20] “Subestacion.Jpg (1024×768)”. [En línea]. Disponible en: <http://petroleomundo.blogspot.com/2015/10/subestaciones-electricas.html>. [Consultado: 21-nov-2018].
- [21] Ricardo Arias, “info.jpg (482×303)”, 2017. [En línea]. Disponible en: <http://sites.ieee.org/peru-pes/2017/12/05/se-proyecta-que-el-mercado-de-lineas-y-torres-de-transmision-de-energia-crecera-a-mas-del-6-para-2024/>. [Consultado: 21-nov-2018].
- [22] M. Lopez, “Instalaciones eléctricas de Media Tensión”. [En línea]. Disponible en: <http://umh2223.edu.umh.es/wp-content/uploads/sites/188/2013/11/IEMT-08-Centros-de-transformación-FINAL1.pdf>. [Consultado: 18-nov-2018].
- [23] L. Pravos, “ANÁLISIS DE FLUJOS DE CARGA PARA EL ANÁLISIS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN. IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO ‘FORWARD AND BACKWARD’”, ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID ANÁLISIS, 2017.
- [24] J. D. Glover, M. S. Sarma, y T. Overbye, *Power Systems Analysis and Design*. 2011.
- [25] Z. Idris y R. M. Ghazali, “Power Flow Analysis Considering Newton Raphson , Gauss Seidel and Fast- Decoupled Methods Power Flow Analysis Considering Newton Raphson , Gauss Seidel and Fast- Decoupled Methods”, núm. July, pp. 0–7, 2017.
- [26] C. Estefan, G. Pais, G. Portas, y T. Di Lavello, “Automatización en redes de distribución”, 2013.
- [27] RealPars, “What is the Automation Pyramid?” [En línea]. Disponible en: <https://realpars.com/automation-pyramid/>. [Consultado: 12-oct-2018].

- [28] Y. Liang, H. Liu, Y. Hu, y K. Zhang, “Design and implementation of power communication room monitoring system based on IEC 61850”, *2017 3rd IEEE Int. Conf. Comput. Commun. ICC3 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 2971–2975, 2018.
- [29] S. Mohagheghi, J. Stoupis, y Z. Wang, “Communication protocols and networks for power systems-current status and future trends”, *2009 IEEE/PES Power Syst. Conf. Expo.*, pp. 1–23, 2009.
- [30] International Electrotechnical Commission, “IEC - Core IEC Standards”. [En línea]. Disponible en: <https://www.iec.ch/smartgrid/standards/>. [Consultado: 31-oct-2018].
- [31] R. Joseph y N. Mvungi, “Concept of Automation in Management of Electric Power Systems”, *Int. J. Electr. Comput. Energ. Electron. Commun. Eng. Vol8*, vol. 8, núm. 12, pp. 1849–1853, 2014.
- [32] H. M. Gill, “Smart grid distribution automation for public power”, *2010 IEEE PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Smart Solut. a Chang. World*, pp. 1–4, 2010.
- [33] G. Barai y K. Raahemifar, “Optimization of distributed communication architectures in advanced metering infrastructure of smart grid”, *Can. Conf. Electr. Comput. Eng.*, pp. 1–6, 2014.
- [34] A. Ujvarosi, “Evolution of SCADA Systems”, *Bull. Transilv. Univ. Braşov*, vol. 9, núm. 58, pp. 63--68, 2016.
- [35] S. D. Anton, D. Fraunholz, C. Lipps, F. Pohl, M. Zimmermann, y H. D. Schotten, “Two decades of SCADA exploitation: A brief history”, *2017 IEEE Conf. Appl. Inf. Netw. Secur. AINS 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 1–8, 2018.
- [36] National Instruments, “Complete Guide: to Building a Measurement System”, *Natl. Instruments*, pp. 1–11.
- [37] H. Viumdal, “IIA1217-Hard/Soft Sensors in Process Measurements IIA1217-Hard/Soft Sensors in Process Measurements 2”.
- [38] Y. Zhang, H. Zhang, L. Wang, y G. Hou, “Consistency Analysis of Scada Data From Field Power Systems”, núm. 51477092, 2015.
- [39] L. Bam y W. Jewell, “Review: power system analysis software tools”, *Power Eng. Soc. Gen. Meet. 2005. IEEE*, pp. 139–144, 2005.
- [40] S. S. Hossain y K. Tanuj, “An Integrated & unified model base approach from design to operation & optimization of power system”, *VIII Simp. Int. sobre Calid. la Energía Eléctrica*, pp. 1–6, 2015.
- [41] L. Kojovic, “Modeling Requirements to Study Interactions of DG and Distribution Systems”, pp. 447–448, 2002.

- [42] PowerWorld Corporation, “PowerWorld Simulator”. [En línea]. Disponible en: <https://www.powerworld.com/products/simulator/overview>. [Consultado: 20-oct-2018].
- [43] MathWorks y C. Moler, “Simscape Electrical”. [En línea]. Disponible en: <https://la.mathworks.com/products/simscape-electrical.html>. [Consultado: 20-oct-2018].
- [44] Manitoba HVDC Research Center, “PSCAD”. [En línea]. Disponible en: <https://hvdc.ca/pscad/>. [Consultado: 22-oct-2018].
- [45] Milsoft Utility Solutions, “WindMil”. [En línea]. Disponible en: <https://www.milsoft.com/utility-solutions/engineering-analysis>. [Consultado: 22-oct-2018].
- [46] General Electric Consulting, “GE PSLF”. [En línea]. Disponible en: <https://www.geenergyconsulting.com/practice-area/software-products/pslf-re-envisioned>. [Consultado: 22-oct-2018].
- [47] I. RTDS Technologies, “Real Time Digital Power System Simulator”. [En línea]. Disponible en: <https://www.rtds.com/>. [Consultado: 22-oct-2018].
- [48] ETAP, “Real-Time Solutions Power System Enterprise Solution”, pp. 1–40.
- [49] Advanced Systems for Power Engineering Inc, “ASPEN”,. [En línea]. Disponible en: <https://www.aspeninc.com/web/>. [Consultado: 22-oct-2018].
- [50] ESA Inc, “EasyPower Analysis Software”. [En línea]. Disponible en: <https://www.easypower.com/>. [Consultado: 22-oct-2018].
- [51] DIgSILENT, “DIgSILENT / PowerFactory”, 2018.
- [52] OPAL-RT TECHNOLOGIES, “Power system simulation | Power system Analysis | HYPERSIM”. [En línea]. Disponible en: <https://www.opal-rt.com/systems-hypersim/>. [Consultado: 25-nov-2018].
- [53] Busarello+Cott+Partner Inc., “NEPLAN”. [En línea]. Disponible en: <https://www.neplan.ch/neplanproduct/en-electricity/>. [Consultado: 21-oct-2018].
- [54] Electrocon International Inc., “CAPE software”. [En línea]. Disponible en: http://www.electrocon.com/news_events.php. [Consultado: 21-oct-2018].
- [55] SIEMENS, “PSS®E”. [En línea]. Disponible en: <https://www.siemens.com/global/en/home/products/energy/services/transmission-distribution-smart-grid/consulting-and-planning/pss-software/pss-e.html>. [Consultado: 22-oct-2018].
- [56] J. See, W. Carr, y S. E. Collier, “Real Time Distribution Analysis for Electric

- Utilities”, *Pap. Present. Annu. Conf. - Rural Electr. Power Conf.*, núm. 08, 2008.
- [57] H. P. ; Nguyen *et al.*, “Dynamic state estimation and prediction for real-time control and operation”, núm. PS13, pp. 12–15, 2013.
- [58] S. Kulkarni y S. Sontakke, “Power System Analysis of a Microgrid using ETAP”, *Int. J. Innov. Sci. Mod. Eng.*, vol. 3, núm. April, pp. 53–57, 2015.
- [59] P. J. Zarco-Periñan y A. Gómez-Expósito, “Estimación de Estado y de Parámetros en Redes Eléctricas”, p. 187, 1999.
- [60] A. Abur y A. G. A. Exposito, *Power System State Estimation Theory and Implementation*. 2004.
- [61] L. Yan, Z. Xiaoxin, y Z. Jingyang, “A new algorithm for distributed power system state estimation based on PMUs”, *2006 Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON2006*, pp. 1–6, 2007.
- [62] SIEMENS, “Sentron Sentron Pac4200”, pp. 1–292, 2010.
- [63] Lucas Nülle, “Barra colectora doble, trifásica, celda de alimentación y de salida”. [En línea]. Disponible en: <https://www.lucas-nuelle.es/2281/pid/10442/apg/5408/Barra-colectora-doble,-trif-aacute;sica,-celda-de-alimentaci-oacute;n-y-de-salida-.htm>. [Consultado: 20-abr-2019].
- [64] MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, “Codigo Nacional De Electricidad (Suministro 2011)”, núm. Suministro 2011, p. 323, 2011.

ANEXOS

ANEXO 1: DIRECCIONAMIENTO DE LAS MAGNITUDES MEDIDAS POR EL MULTÍMETRO SENTRONPAC 4200

Offset	Nombre	Formato	Unidad	Access
1	Voltage a-n	Float	V	R
3	Voltage b-n	Float	V	R
5	Voltage c-n	Float	V	R
7	Voltage a-b	Float	V	R
9	Voltage b-c	Float	V	R
11	Voltage c-a	Float	V	R
13	Current a	Float	A	R
15	Current b	Float	A	R
17	Current c	Float	A	R
19	Apparent Power a	Float	VA	R
21	Apparent Power b	Float	VA	R
23	Apparent Power c	Float	VA	R
25	Active Power a	Float	W	R
27	Active Power b	Float	W	R
29	Active Power c	Float	W	R
31	Reactive Power a (VAR)	Float	VAR	R
33	Reactive Power b (VAR)	Float	VAR	R
35	Reactive Power c (VAR)	Float	VAR	R
37	Power Factor a	Float	-	R
39	Power Factor b	Float	-	R
41	Power Factor c	Float	-	R
55	Line Frequency	Float	Hz	R
57	3-Phase Average Voltage ph-n	Float	V	R
59	3-Phase Average Voltage ph-ph	Float	V	R
61	3-Phase Average Current ph-ph	Float	A	R
63	Total Apparent Power	Float	VA	R
65	Total Active Power	Float	W	R
67	Total Reactive Power (VARn)	Float	VAR	R
69	Total Power Factor	Float	-	R

Fuente: Multímetro SENTRON PAC4200 Manual del Sistema [62]