

UNIVERSIDAD DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA
CARRERA INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



**DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE UN
DESLASTRE DE CARGA INTELIGENTE (ILS) EN
UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE
MEDIA TENSIÓN CON GENERACIÓN
DISTRIBUIDA.**

TESIS

Para optar al título profesional de Ingeniero de la Energía

AUTORES:

Pérez Viviano, Jeanfranco José (ORCID: 0009-0008-5229-0317)

Rivera Verde, Fabian Mauricio (ORCID: 0000-0002-8593-2717)

ASESOR:

Vera Pomalaza, Rafael Iván (ORCID: 0000-0002-8103-0417)

Lima - Perú

2024

DECLARACIÓN JURADA

Yo, Rafael Iván Vera Pomalaza, identificado con DNI N°06592175, en mi condición de persona responsable de validar la autenticidad de los trabajos de investigación y tesis de la Universidad de Ingeniería y Tecnología (en adelante, la Universidad), **declaro bajo juramento** lo siguiente:

Que el trabajo de investigación/tesis denominado: “DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE UN DESLASTRE DE CARGA INTELIGENTE (ILS) EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE MEDIA TENSIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA” ha sido elaborado bajo mi asesoría, por Jeanfranco José Pérez Viviano, identificado con DNI N°72814189 y Fabian Mauricio Rivera Verde, identificado con DNI N°76579093, para obtener el título profesional de Ingeniero de la Energía.

El trabajo de investigación/tesis antes mencionado ha sido sometido a los mecanismos de control y sanciones anti plagio previstos en la normativa interna de la Universidad, encontrándose un porcentaje de similitud de 0%.

En fe de lo cual firmo la presente.

En Barranco, el 06 de diciembre de 2024



Firma del asesor

Dedicatoria:

A Lourdes y Ricardo, mis padres. Porque todo lo que soy hoy es gracias a ustedes. Por enseñarme a no rendirme aún en los momentos más complicados. A Lala y Cris, por su aliento y motivación a ser siempre mejor.

A Akamaru, mi fiel compañero gatuno de amanecidas. Gracias por tus 15 años de compañía, amigo mío.

Fabian Mauricio Rivera Verde

A mis padres, José y Jeanette, por su esfuerzo y apoyo incondicional para llegar a culminar esta increíble carrera. Y a mi abuela Ana, quien, aunque ya no esté conmigo, su memoria y enseñanzas siguen siendo mi inspiración diaria.

Jeanfranco Pérez Viviano

Agradecimientos:

A todos y cada uno de mis profesores de carrera. Por su motivación constante a ser mejores cada día. En especial a nuestro asesor Rafael Vera y a Denis Alarcón, por apoyarnos todo este tiempo en sacar adelante este proyecto.

Fabian Mauricio Rivera Verde.

Agradezco profundamente a mi familia, en especial a mis padres y a mis hermanos, por su apoyo emocional incondicional durante los altibajos de este proyecto. A mi asesor, el profesor Rafael, por sus invaluable ideas y orientación, esenciales para dar forma a este trabajo. Su dedicación fue una constante fuente de motivación.

Jeanfranco Pérez Viviano

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	1
MARCO TEÓRICO.....	1
1. Fundamentos de los Sistemas Eléctricos de Potencia.....	1
2. Generación Distribuida en un SEP	20
3. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia	21
4. Configuración y Herramientas Tecnológicas.....	17
5. Módulo de Deslastre de Carga Inteligente en ETAP	18
6. Aspectos Regulatorios y Económicos.....	23
CAPÍTULO II.....	26
MARCO METODOLÓGICO.....	26
1. Configuración de los equipos.....	27
2. Configuración del software ETAP	40
3. Implementación del módulo ILS	66
4. Configuración y Simulación de escenarios de fallas y contingencias	84
CAPÍTULO IV	88
RESULTADOS.....	88
1. Primer escenario - ILS	88
2. Segundo escenario - ILS	90
3. Tercer escenario - ILS.....	92
CAPÍTULO V.....	94
DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	94
1. Primer escenario.....	94
2. Segundo escenario	95
3. Tercer escenario	96
CAPÍTULO VI.....	98
CONCLUSIONES	98
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	101

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Generación Distribuida. [51].....	20
Figura 2. Transferencia de potencia P y Q. [28].....	21
Figura 3. Típica curva Potencia activa-Tensión (PV) [37].....	28
Figura 4. Típica curva Potencia reactiva-Tensión (PV) [38].	29
Figura 5. Barra de Herramientas.	20
Figura 6. Diagrama metodológico del proyecto de tesis.	27
Figura 7. Fuente de alimentación de 2000W.....	29
Figura 8. Módulo controlador de Servomotor.....	30
Figura 9. Módulo EasyGen 2000. Controlador del generador hidráulico	30
Figura 10. Módulo de corriente de excitación del sistema hidráulico.....	31
Figura 11. Proceso de la planta hidráulica en SCADA.	32
Figura 12. Módulo del generador hidráulico.....	32
Figura 13. Controlador del aerogenerador.....	33
Figura 14. Módulo del aerogenerador.	34
Figura 15. Módulo de cargas.	36
Figura 16. Disposición de las cargas.	36
Figura 17. Banco de capacitores.....	37
Figura 18. Multímetro Siemens.....	38
Figura 19. Interruptor.	39
Figura 20. Módulo de PLC - S7 Siemens.....	40
Figura 21. Circuito eléctrico del proyecto.....	41
Figura 22. Barra infinita.	42
Figura 23. Configuración Power Grid.....	43
Figura 24. Clasificación de la barra infinita.	44
Figura 25. Parámetros de la barra infinita.	45
Figura 26. Parámetros del generador hidráulico.....	46
Figura 27. Parámetros del generador eólico.	47
Figura 28. Circuito equivalente de una línea corta.....	48
Figura 29. Información Línea de Transmisión.....	48
Figura 30. Características de una Línea de Transmisión.....	49
Figura 31. Características del tipo de conductor.	49
Figura 32. Configuración de la Línea.....	50
Figura 33. Información de las cargas.	51
Figura 34. Tipo de modelo de cargas.	52
Figura 35. Configuración de la carga 1.	53
Figura 36. Configuración de la carga 2.	54
Figura 37. Configuración de la carga 3.	55

Figura 38. Configuración de los capacitores	55
Figura 39. Configuración de los capacitores.	57
Figura 40. Asociación de los medidores.....	58
Figura 41. Asociación de medidores a los equipos del laboratorio Smart Grid.	59
Figura 42. ETAP SCADA Integrator	59
Figura 43. Parámetros del SCADA Integrator	60
Figura 44. ETAP Real-Time Configuration Tool.....	61
Figura 45. Configuración del PLC en el software TIA Portal.....	62
Figura 46. Configuración del PLC en el software TIA Portal.....	63
Figura 47. Flujograma del módulo ILS	64
Figura 48. Integración de los equipos reales con el software ETAP.....	65
Figura 49. Configuración ET Config para ILS.....	68
Figura 50. Configuración UA Server.	69
Figura 51. Load Shed PDs.....	70
Figura 52. Configuración Triggers.	74
Figura 53. Configuración lógica programable.....	74
Figura 54. Configuración Loading Schedule.....	75
Figura 55. Configuración Gen Sensitivity.....	76
Figura 56. Configuración Communication.....	77
Figura 57. Configuración Trigger Monitor	78
Figura 58. Configuración Trigger Monitor	79
Figura 59. Loading Table	80
Figura 60. Chart View	80
Figura 61. ILS Monitor - Real Time	81
Figura 62. ILS Events.....	82
Figura 63. ILS Gen Monitor.....	83
Figura 64. ILS Load Monitor	83
Figura 65. ILS Parameter Monitor	84
Figura 66. Primer Escenario	85
Figura 67. Segundo Escenario.....	86
Figura 68. Tercer Escenario.	87
Figura 69. ILS- Escenario 1.....	88
Figura 70. ILS- Escenario resuelto 1	89
Figura 71. ILS- Escenario 2.....	90
.....	91
Figura 72. ILS- Escenario resuelto 2	91
Figura 73. ILS- Escenario 3.....	92
Figura 74. ILS- Escenario resuelto 3	93

RESUMEN

Este trabajo de investigación tuvo como objetivo desarrollar e implementar un sistema de deslastre de carga inteligente (ILS) utilizando el software ETAP, a través de simulaciones en equipos que replican un sistema eléctrico de potencia (SEP) con generación distribuida (GD), empleando los módulos del laboratorio de Smart Grid de la Universidad de Ingeniería y Tecnología (UTEC). Se diseñó un SEP con GD que combina generación eólica, hidráulica y cargas resistivas en una red de distribución de media tensión. Además, se realizó un monitoreo en tiempo real mediante ETAP Real Time para verificar el comportamiento de la demanda en cada punto del sistema eléctrico.

Para ejecutar el deslastre de carga inteligente, se integraron los equipos de campo del laboratorio y el modelo de red en tiempo real de ETAP, utilizando protocolos de comunicación como Modbus y el servidor OPC. Paralelamente, se realizó un análisis desde una perspectiva tanto energética como económica, asegurando el cumplimiento de las normativas peruanas para sistemas eléctricos de potencia y las condiciones establecidas en contratos de clientes libres. Los resultados demostraron que el módulo ILS es una herramienta viable para su integración en el sistema de control y monitoreo de redes industriales, mejorando la eficiencia operativa y la gestión energética, optimizando el uso de recursos en situaciones críticas.

PALABRAS CLAVE:

ILS, ETAP, Modbus, deslastre, OPC.

ABSTRACT

Development and Implementation of an Intelligent Load Shedding (ILS) in a Medium Voltage Power System with Distributed Generation.

This research aimed to develop and implement an intelligent load shedding (ILS) system using ETAP software through simulations on equipment that replicates a power system (SEP) with distributed generation (GD), utilizing the Smart Grid laboratory modules of the University of Engineering and Technology (Utec). A SEP with GD was designed, combining wind, hydraulic generation, and resistive loads in a medium-voltage distribution network. Real-time monitoring was conducted via ETAP Real Time to verify demand behavior at each point of the electrical system.

To execute the intelligent load shedding, the field equipment from the laboratory was integrated with the real-time ETAP network model, using communication protocols such as Modbus and OPC server. Simultaneously, an analysis was conducted from both an energy and economic perspective, ensuring compliance with Peruvian regulations for power systems and the conditions established in free customer contracts. The results demonstrated that the ILS module is a viable tool for integration into the control and monitoring system of industrial networks, improving operational efficiency and energy management, and optimizing resource use in critical situations.

KEYWORDS:

ILS, ETAP, Utec, shedding.

LISTA DE SIGLAS

SIGLA	SIGNIFICADO
ILS	Intelligent Load Shedding.
ETAP	Electrical Transient and Analysis Program.
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
GD	Generación Distribuida.
PLC	Programmable Logic Controller.
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition.
UTEC	Universidad de Ingeniería y Tecnología.
EMS	Energy Management System.
OPC	Object Linking and Embedding for Process Control.
TIA PORTAL	Totally Integrated Automation Portal.
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
NTCSE	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
MINEM	Ministerio de Energía y Minas.

INTRODUCCIÓN

Presentación del tema de investigación

El presente trabajo contempla la implementación del módulo ILS (Intelligent Load Shedding o Sistema de Deslastre de Carga Inteligente) en un sistema eléctrico de potencia simulado que replica un modelo de red con generación distribuida. La simulación se lleva a cabo utilizando los equipos del laboratorio Smart Grid de la Universidad de Ingeniería y Tecnología, con el objetivo de controlar la continuidad del servicio y evaluar su impacto en el suministro ante variaciones en las fuentes de energía.

Definición del problema

En el sector industrial peruano, la demanda de energía eléctrica es especialmente alta en industrias como la minería, manufactura y cemento. Según datos de Osinergmin, las empresas mineras representan el 34% de la demanda eléctrica nacional, seguidas por el sector manufacturero con un 18% y el cemento con un 8% [45]. Estas industrias, importantes para la economía del país, dependen de un suministro constante y confiable de energía para operar procesos críticos. Cualquier interrupción en el suministro puede generar graves consecuencias, desde pérdidas económicas hasta la paralización de operaciones productivas.

Ante este panorama, muchas empresas industriales han adoptado la generación distribuida (GD) como una forma de reducir su dependencia de la red eléctrica centralizada y mejorar la resiliencia de sus operaciones. La GD incluye el uso de fuentes renovables como eólica, solar e hidráulica, lo que permite a las empresas tener una mayor autonomía energética. En Perú, este proceso se rige bajo la normativa del Decreto Supremo N° 292-2018-MEM/DM, que establece las condiciones para la implementación de sistemas de generación distribuida. Sin embargo, la integración de estos sistemas en un sistema eléctrico de potencia (SEP) trae consigo varios desafíos que complican la gestión eficiente y estable de la red [46].

Uno de los principales problemas es la variabilidad en la generación que provocan las fuentes renovables, ya que su producción de energía depende de factores climáticos impredecibles. Esta variabilidad genera fluctuaciones constantes en la oferta de energía, lo que afecta la estabilidad del SEP y provoca desbalances entre la oferta y la demanda. Si estos desbalances no se gestionan adecuadamente, pueden resultar en sobrecargas y cortes de suministro.

Otro desafío es la distribución bidireccional de energía en sistemas con GD, donde la energía fluye en ambas direcciones, desde y hacia la red. Esto añade un factor de dificultad negativo en la gestión de la red, causando inestabilidad de voltaje y posibles perturbaciones que impactan en la eficiencia operativa. Los sistemas de protección también se ven afectados ya que la coordinación de protecciones se dificulta cuando hay múltiples fuentes de generación en juego. Esto puede conducir a activaciones incorrectas de protecciones y, en algunos casos, a fallas en cascada que agravan los problemas de operación.

Estas dificultades en la gestión de la generación distribuida no solo presentan riesgos operativos, sino también impactos económicos significativos. Las empresas que no cumplan con la norma de Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final, regulada por la Resolución de Consejo Directivo del OSINERGMIN N° 206-2013-OS-CD, se enfrentan a sanciones por exceder la potencia contratada o inyectar energía reactiva capacitiva, lo que incrementa considerablemente sus costos operativos. Estas penalizaciones incluyen tarifas más elevadas y sanciones adicionales, afectando la estabilidad financiera y operativa de las empresas [47].

Para hacer frente a estos desafíos, el Deslastre de Carga Inteligente (ILS) de ETAP se presenta como una solución fundamental. El deslastre consiste en desconectar cargas eléctricas no esenciales para equilibrar la demanda cuando la oferta es insuficiente o en situaciones de emergencia, asegurando que las cargas críticas sigan operando sin interrupciones. En un SEP con GD, donde las fluctuaciones de energía son constantes, el deslastre es esencial para evitar sobrecargas y cortes en la red eléctrica. El ILS de ETAP gestiona, monitorea y supervisa este proceso de manera dinámica y en tiempo real,

desconectando selectivamente las cargas menos prioritarias según las condiciones del sistema. Esta capacidad no solo mejora la estabilidad de la red, sino que también optimiza la eficiencia energética y garantiza el cumplimiento normativo, minimizando los riesgos operativos y económicos que enfrentan las empresas industriales.

Justificación

En industrias de alta demanda energética, como la minería y la manufactura, la estabilidad operativa es de mucha importancia para evitar pérdidas económicas y asegurar la continuidad de los procesos críticos. Los métodos convencionales de deslastre de carga, como los PLC (Controladores Lógicos Programables) y los EMS (Sistemas de Gestión de Energía), aunque útiles, presentan limitaciones considerables cuando se enfrentan a escenarios de alta complejidad, como fluctuaciones en la Generación Distribuida (GD) y cambios abruptos en la demanda de energía. Estos desafíos son especialmente críticos en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) modernos, donde la integración de múltiples fuentes de energía, como la eólica, hidráulica y solar, requiere una gestión mucho más dinámica y capaz de adaptarse a los cambios [48][49].

Tradicionalmente, los PLC se programan para actuar sobre la base de condiciones predefinidas, monitoreando variables como la frecuencia, corriente, o voltaje, y activando el deslastre de carga cuando se exceden ciertos umbrales. Si bien este enfoque es efectivo para gestionar situaciones previstas, la rigidez de los PLC los hace inadecuados para responder a eventos no anticipados o para adaptarse a contingencias en tiempo real. Además, la programación manual de los PLC implica que cada ajuste o actualización en el sistema requiere intervención humana, lo que puede retrasar la respuesta en situaciones críticas [49].

Por otro lado, el EMS es una plataforma diseñada para monitorear, controlar y optimizar la generación, distribución y consumo de energía en una red eléctrica, proporcionando una visión global del estado de la red. Sin embargo, el EMS carece de la capacidad de realizar simulaciones avanzadas, como análisis de flujo de carga, cortocircuitos o estabilidad de tensión, lo que limita su efectividad en la prevención de fallos y en la gestión dinámica de la red. Debido a estas limitaciones, surge la necesidad

de emplear sistemas más avanzados, como el módulo ILS (Intelligent Load Shedding) del software ETAP [48].

El ILS de ETAP es una solución más avanzada porque combina la simulación, monitoreo, análisis, y gestión en tiempo real del sistema eléctrico de potencia. A diferencia de los PLC y EMS, el ILS no necesita crear desde cero una configuración manual para integrar cada paso en el deslastre de carga. En su lugar, ofrece una arquitectura unificada que permite tomar decisiones automatizadas y controladas de manera integral. Esta capacidad logra una mayor flexibilidad para responder a condiciones de alta complejidad y fluctuación en la red, como las que plantea la GD [50][42].

El ILS de ETAP no solo actúa en función de condiciones predeterminadas, sino que incorpora algoritmos avanzados y capacidades de simulación predictiva en tiempo real para prevenir fallos antes de que ocurran. Además, puede monitorear el comportamiento de la red y ajustar la desconexión de cargas no críticas de manera dinámica, dependiendo de las condiciones en tiempo real. Esta capacidad adaptativa permite asegurar una respuesta rápida y precisa ante fluctuaciones en la demanda de energía o interrupciones en la generación [42] [44].

Dado este contexto, la implementación del ILS se convierte en una necesidad para superar las limitaciones de los métodos convencionales de deslastre de carga. Su capacidad para integrar múltiples módulos en un solo software, su arquitectura unificada, y su habilidad para realizar simulaciones avanzadas, gestionar en tiempo real y tomar decisiones adaptativas lo convierte en una herramienta esencial para garantizar la eficiencia operativa y la continuidad del servicio en sistemas eléctricos de potencia industriales con Generación Distribuida (GD) [50] [42] [44].

De esta manera, por lo antes señalado se realiza la siguiente pregunta:
¿Es posible realizar maniobras de deslastre de carga inteligente mediante un software que proporcione una respuesta rápida ante estos escenarios?

Objetivo general

- Desarrollar un sistema de deslastre de carga inteligente en tiempo real, empleando el software ETAP y equipos especializados del laboratorio Smart Grid de la UTEC, para optimizar el diseño y operación de un sistema eléctrico de potencia con generación distribuida.

Objetivos específicos

1. Definir un modelo de red eléctrica de un sistema de potencia, utilizando los módulos del laboratorio de Smart Grid de UTEC para simular y analizar el comportamiento del sistema.
2. Diseñar y configurar la red eléctrica de la empresa empleando el software Electrical Transient Analysis Program (ETAP), incluyendo el módulo de ETAP de tiempo real para obtener un monitoreo y control preciso para la simulación.
3. Implementar el módulo Intelligent Load Shedding (ILS) del software ETAP, que permite realizar una gestión inteligente del monitoreo y control utilizando datos en tiempo real del sistema eléctrico creado.
4. Aplicar y analizar los escenarios de decisiones propuestos en el módulo ILS, integrando los equipos del laboratorio UTEC con el software ETAP, garantizando un correcto funcionamiento y respuesta inteligente.

Alcance y limitaciones / restricciones

El presente trabajo de investigación se enfocará en desarrollar e implementar un modelo para definir decisiones de deslastre de carga inteligente utilizando el software ETAP en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Se llevará a cabo un análisis predictivo y comparativo para evaluar la respuesta del sistema ante situaciones de pérdida de generación o perturbaciones en una red eléctrica. Este análisis proporcionará una comprensión detallada de la eficiencia y efectividad del módulo de deslastre inteligente de carga (ILS) bajo diversas condiciones operativas.

Mediante el monitoreo, simulación y control del módulo ILS, se registrarán características eléctricas y mecánicas del SEP. Estos datos serán fundamentales para

supervisar en tiempo real el funcionamiento del SEP, brindando información crítica para el análisis de cortocircuito, flujo de carga y coordinación de protecciones.

La implementación del modelo permitirá optimizar el deslastre de carga en la red eléctrica, basándose en los datos registrados, así como en la prioridad de las cargas previamente establecidas. Además, se evaluará cómo influye este nuevo módulo en el SEP y los beneficios que aporta.

No obstante, el alcance del SEP a simular en el módulo en tiempo real del software ETAP estará limitado por los equipos disponibles en el laboratorio de Smart Grid de la UTEC. Las potencias de las cargas, así como las de los equipos de generación, estarán determinadas por los módulos disponibles en dicho laboratorio.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

El módulo ILS en los sistemas eléctricos y electrónicos de potencia permiten al operador un control predictivo sobre diversos escenarios que se pueden presentar durante la operación de una central con distintas cargas [9]. Esto se traduce principalmente en la continuidad de las actividades de la empresa, la seguridad de los equipos y protección del personal al evitar fallas e imprevistos. Es debido a ello que, en el presente capítulo, se describe el funcionamiento convencional de un sistema eléctrico de potencia y cómo es que los sistemas de deslastre de carga inteligente son un beneficio para estos.

1. Fundamentos de los Sistemas Eléctricos de Potencia

1.1. Sistemas eléctricos de Potencia

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se entienden como un conjunto de dispositivos e instalaciones cuya principal función es la de transformar energía de una fuente primaria a energía eléctrica, transmitirla y posteriormente distribuirla a los usuarios finales. Se entiende, además, que esta labor debe realizarse de la manera más eficiente, segura y al menor costo posible, cumpliendo con todas las normativas correspondientes. Convencionalmente un SEP se compone de 3 elementos:

1.1.1. Generación

La generación de energía eléctrica es el inicio de todo SEP. En esta sección se convierte la energía de distintas fuentes de energía primarias a energía eléctrica en corriente alterna. Generalmente, funcionan bajo el mismo principio de, mediante un fluido a altas velocidades, mover una turbina, que es un dispositivo que logra una transformación de la energía mecánica a eléctrica mediante el principio de inducción electromagnética. Como ejemplo de este principio electromecánico se tienen las siguientes centrales [10]:

- **Hidráulica:** Utiliza el flujo de agua como impulsor de la turbina para generar electricidad. Pueden ser centrales de pasada, que utilizan directamente el flujo de un río o caída de agua; o centrales de almacenamiento, que captan grandes cantidades de agua para posteriormente soltarlas a medida que sea necesario.
- **Térmica:** Se basan en la combustión de diversos tipos de combustibles fósiles. Pueden ser: el carbón, petróleo, diésel, gas natural, etc. como impulsores de una turbina para generar electricidad. Dependiendo de la tecnología que usen pueden ser centrales de Turbo Vapor (TV), Turbo Gas (TG), Ciclo Combinado (CC) y Diésel (D).
- **Nuclear:** Consiste en reacciones nucleares de fisión (separación de núcleos atómicos para generar otros más pequeños) controladas para generar calor y ebullición de agua que es impulsada a grandes velocidades a través de una turbina.
- **Eólica:** La energía eólica aprovecha las corrientes de viento para generar electricidad mediante aerogeneradores, que son turbinas instaladas al aire libre. Estos aerogeneradores pueden ser de eje horizontal o vertical, optimizando la captación del viento según las características del sitio de instalación.

Así mismo, existe otro tipo de generación, que no depende de turbinas, si no del principio de radiación electromagnética. Se trata de la energía solar, que consiste en la inducción de rayos solares en paneles que reciben los fotones y generan una corriente eléctrica al mover electrones y así producir electricidad. Del mismo modo, se diferencia en que se genera en corriente directa y se requiere de un dispositivo adicional (inversor de corriente) para convertirlo en corriente alterna e inyectar la energía al sistema eléctrico.

1.1.2. Transmisión

La transmisión de energía eléctrica consiste en transportar la energía generada en las centrales de generación hacia los centros de distribución que, usualmente, se encuentran a grandes distancias. Esta etapa involucra básicamente dos elementos: líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y todos los elementos inherentes a estos dos.

- **Líneas de transmisión:** Conformado por los cables conductores que propiamente transportan la energía eléctrica. Estos cables pueden ser de distintos diseños y materiales, dependiendo de si se trata de líneas de alta, media o baja tensión, de las condiciones climáticas a las que serán sometidos, entre otros. También forma parte de este elemento las torres de transmisión, cuyo diseño también se ve afectado por las variables ya mencionadas. Están diseñadas para transportar grandes cantidades de energía por grandes distancias.
- **Subestaciones eléctricas:** Compuesto por transformadores, dispositivos que son capaces de aumentar o disminuir la tensión de la energía a conveniencia, y equipos de compensación reactiva, capaces de balancear la energía reactiva requerida por las cargas en el sistema eléctrico.

1.1.3. Distribución

Estos sistemas cumplen la función de llevar la energía desde los centros de transmisión a los usuarios finales. Se componen de elementos como los transformadores para disminuir la tensión a niveles que puedan ser aprovechados por los diferentes aparatos eléctricos y electrónicos de los hogares o de las empresas.

1.2. Automatización de los sistemas eléctricos de potencia

Dada las propias características de los SEP, es necesario que se produzca la cantidad que se demanda a cada instante y se tenga la disponibilidad siempre que el usuario lo requiera. Ello supone la existencia de sistemas que se encuentran automatizados, que sean capaces de predecir, controlar y distribuir correctamente la energía eléctrica, con la finalidad de brindar una continuidad, confiabilidad y respaldo en el sistema de potencia.

Esto implica que se obtenga información en tiempo real del sistema y que se tomen decisiones prácticamente instantáneas para el control y predicción del comportamiento del SEP. En muchos países estos centros de control usan los sistemas SCADA, capaces de supervisar y controlar coordinadamente y en tiempo real: las centrales de generación, las redes de transmisión y la demanda de los usuarios finales [12].

Ahora bien, los sistemas SCADA incorporan tres elementos de la arquitectura de un SEP para poder operar eficientemente, estos son:

- **Comunicación de datos:** Los SEP automatizados cuentan, a través de toda su infraestructura, con componentes de medición, que determinan tanto datos eléctricos (tensión, corriente, potencia activa y reactiva, frecuencia, entre otros) como de otros tipos. Estos datos deben ser censados y transmitidos en tiempo real en los tres niveles de un SEP.
- **Control:** Consiste en las acciones que toma un dispositivo de control cuando se le indique o sea sometido a ciertas condiciones. Puede tratarse, por ejemplo, de interruptores, seccionadores que se abran o cierren bajo algunas circunstancias.
- **Protección:** Constituye las acciones automáticas o manuales que permiten proteger la integridad tanto del personal humano como de los equipos de los SEP. Estos se activan cuando un dato medido se encuentra fuera de los rangos habituales y es necesario activar un sistema de protección para evitar un siniestro o una interrupción mayor en el sistema.

1.3. Simulación de sistemas eléctricos de potencia

Operar los SEP en la vida real puede ser riesgoso, puesto que al someter a situaciones críticas los equipos físicamente estos pueden estropearse y la inversión en estos es muy alta. Es debido a ello que la ingeniería se apoya en softwares de simulación de estos sistemas eléctricos. En estos softwares se realizan análisis de distintos estados del SEP y situaciones que se puedan presentar en una operación regular. Estos pueden ser: análisis de flujo de carga, análisis de cortocircuito, coordinación de protecciones, deslastre de carga, entre otros.

Para realizar dichos análisis, es necesario conocer las características de cada uno de los dispositivos del SEP a simular, tanto de dispositivos de generación (tipo de turbinas, potencia, factor de carga, etc.) de transmisión (material del cableado, capacidad de la línea, potencia de transformadores, entre otros) y de carga. Estos dispositivos son simulados en los softwares y estos a su vez, son capaces de variar los parámetros de operación para observar su comportamiento bajo las condiciones deseadas.

2. Generación Distribuida en un SEP

La generación distribuida se refiere a la producción de electricidad a pequeña escala, ubicada cerca del punto de consumo en lugar de depender exclusivamente de grandes plantas de energía centralizadas. Este tipo de generación incluye fuentes renovables como la energía solar y eólica que se pueden observar en la figura 1, y tiene el potencial de aumentar tanto la eficiencia como la resiliencia de la red eléctrica [39].

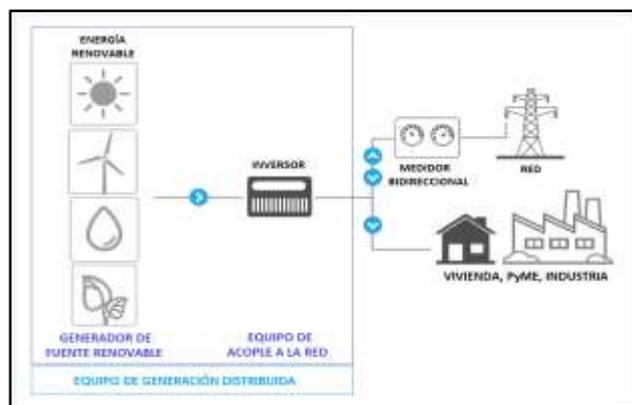


Figura 1. Generación Distribuida. [51].

La incorporación de la generación distribuida en los sistemas eléctricos introduce nuevas dinámicas en la operación de la red, como la variabilidad en la generación y la necesidad de gestionar flujos de energía bidireccionales. Esto plantea desafíos para los enfoques tradicionales de análisis de flujo de carga, que históricamente se han basado en un flujo de energía unidireccional desde una fuente central hacia los usuarios.

3. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia

3.1. Flujo de carga en sistemas eléctricos de potencia

El estudio de flujo de carga, o flujo de potencia, examina cómo se distribuye la energía eléctrica a través de una red de transmisión. Este estudio permite determinar la magnitud y el ángulo de la potencia en cada nodo del sistema, así como la cantidad de energía que fluye por cada línea de transmisión.

Para este proyecto, es fundamental utilizar el módulo de ETAP para verificar las condiciones operativas de la red eléctrica. El control del flujo de carga comienza con la construcción del diagrama del sistema eléctrico de potencia y la entrada de datos para cada equipo en operación.

Para propósitos prácticos, se emplea un esquema unifilar de una red que incluye barras, fuentes de voltaje y una línea de transmisión. En este esquema de la figura 2, se puede observar cómo se comportan la potencia activa (P) y reactiva (Q).

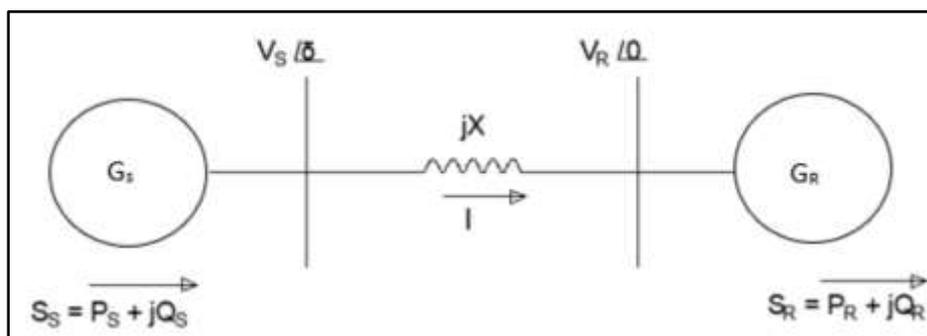


Figura 2. Transferencia de potencia P y Q. [28].

Del mismo modo, la potencia compleja entregada de uno de los generadores G_S y G_R se definen mediante la ecuación:

$$S_R = P_R + jQ_R = V_R I^* = V_R \left[\frac{V_S - V_R}{jX} \right] = V_R \left[\frac{V_S \cos \delta + jV_S \sin \delta - V_R}{jX} \right] \quad (3.1.1)$$

Donde:

$\delta =$ desfase de la tensión.

$(*) =$ complejo conjugado.

$S_R =$ potencia compleja del generador R (VA).

$P_R =$ potencia activa del generador R (W).

$Q_R =$ potencia reactiva del generador R (VAR).

$V_S =$ voltaje en los terminales del generador S (V).

$V_R =$ voltaje en los terminales del generador R (V).

$jX =$ reactancia de la línea de transmisión (Ω).

De la **ecuación 3.1.1**, se obtiene:

$$P_R = \frac{V_S V_R}{X} \sin \delta \quad (3.1.2)$$

$$Q_R = \frac{V_S V_R \cos \delta - V_R^2}{X} \quad (3.1.3)$$

Por esa razón:

$$P_S = \frac{V_S V_R}{X} \sin \delta \quad (3.1.4)$$

$$Q_S = \frac{V_S^2 - V_S V_R \cos \delta}{X} \quad (3.1.5)$$

Desde la ecuación 3.1.2 a la 3.1.5 se describe la transferencia de potencia P y Q se transfieren entre partes activas de la red. Además, las ecuaciones mencionadas pueden variar dependiendo de las magnitudes de las tensiones y sus desfases [27].

Por consiguiente, se procede a obtener la corriente I:

$$I = \frac{V_S \cos \delta + jX \sin \delta - V_R}{jX} \quad (3.1.6)$$

La potencia reactiva consumida por la reactancia inductiva X, que muestra las pérdidas de potencia reactiva Q_{perd} , es:

$$Q_{perd} = Q_S - Q_R = X \frac{P_R^2 + Q_R^2}{V_R^2} = I^2 X \quad (3.1.7)$$

Si se toma en cuenta la resistencia R de la red, las pérdidas de potencia activa, P_{perd} son:

$$P_{perd} = P_S - P_R = R \frac{P_R^2 + Q_R^2}{V_R^2} = I^2 R \quad (3.1.8)$$

Basado en el análisis de las ecuaciones 3.1.7 y 3.1.8, se puede concluir que un incremento en la potencia reactiva transmitida resulta en un aumento de las pérdidas de potencia activa y reactiva. Esto afectará tanto la potencia transmitida como la regulación de tensión [24].

La potencia activa transferida depende de la magnitud de la tensión y del ángulo de desfase. No obstante, la tensión en cualquier nodo del sistema debe mantenerse cercana a su valor nominal [24], ya que desviaciones significativas pueden causar un rendimiento deficiente del sistema de potencia. Por lo tanto, se puede afirmar que la transferencia de potencia activa está principalmente influenciada por el desfase de tensión, mientras que la transferencia de potencia reactiva depende en mayor medida de la magnitud de tensión. La transferencia de potencia reactiva generalmente ocurre desde puntos de mayor tensión a puntos de menor tensión y no puede transmitirse a largas distancias sin requerir grandes gradientes de tensión [24].

3.2. Análisis del Flujo de Carga en Sistemas Eléctricos de Potencia

Los estudios del flujo de carga se consideran los más importantes de cualquier análisis respecto al diseño de sistemas de potencia, normalmente son el paso principal para realizar los estudios de funcionamiento, planificación, estabilidad y análisis de contingencias de un sistema eléctrico de potencia [28].

3.2.1. Clasificación de los nodos

Generalmente en los problemas del flujo de carga, se supone que el sistema está equilibrado y se representa mediante un modelo monofásico. A cada nodo se le asignan cuatro magnitudes: Tensión (V), Desfase de la tensión (δ), Potencia Activa (P), Potencia Reactiva (Q).

Los nodos del sistema se clasifican en tres tipos [24][29]:

- **Nodo de Referencia (Slack Bus)**

Este nodo es utilizado como referencia para los cálculos de flujo de potencia. En este caso, la tensión (V) y el desfase de la tensión (δ) son conocidos, y el nodo proporciona la diferencia de potencia entre la carga estimada y la potencia generada debido a las pérdidas en la red. Por lo tanto, la P y Q que deberá generarse en este proceso son:

$$\Sigma P_{gen} = \Sigma P_{load} + \Sigma P_{perd} \quad (3.2.1.1)$$

$$\Sigma Q_{gen} = \Sigma Q_{load} + \Sigma Q_{perd} \quad (3.2.1.2)$$

Además, la potencia activa y reactiva prevista P_{sch}, Q_{sch} se considera igual a sus potencias generadas:

$$P_{sch} = P_{gen} \quad (3.2.1.3)$$

$$Q_{sch} = P_{gen} \quad (3.2.1.4)$$

- **Nodo de Carga (Load Bus)**

Se denomina comúnmente como nodo PQ. Generalmente, se considera que la carga consume una potencia constante, por lo que la potencia activa y reactiva son conocidas, mientras que la tensión y su desfase son desconocidos. La potencia prevista puede determinarse mediante:

$$P_{i_{sch}} = P_{i_{gen}} - P_{i_{load}} \quad (3.2.1.5)$$

Donde i es el número del nodo. De la misma manera, si el nodo PQ se define no generador:

$$P_{i_{gen}} = 0 \quad (3.2.1.6)$$

Por ende, la potencia activa y reactiva prevista tendría una relación:

$$P_{i_{sch}} = -P_{i_{load}} \quad (3.2.1.7)$$

$$Q_{i_{sch}} = -Q_{i_{load}} \quad (3.2.1.8)$$

- **Nodo de Tensión Controlada (PV Bus)**

En este tipo de nodo, la tensión (V) y el desfase de la tensión (δ) son conocidas, y también se especifican los límites de Q ($Q_{min} \leq Q \leq Q_{max}$), dependiendo de las características de los equipos individuales. Ejemplos de estos nodos incluyen aquellos con generadores y compensadores de VAR, como generadores síncronos o condensadores [24]. Dado que este tipo de nodo no es un nodo de carga:

$$P_{j_{load}} = 0 \quad (3.2.1.9)$$

Y la potencia prevista se define mediante:

$$P_{j_{sch}} = P_{j_{gen}} \quad (3.2.1.10)$$

3.2.2. Ecuación de la Red

La relación entre las tensiones y corrientes en los nodos de una red eléctrica se pueden formular para cada uno de estos utilizando las leyes de Kirchoff. Estas leyes permiten expresar las ecuaciones de la red en términos de una matriz de admitancias nodales de un nodo "n" del sistema [24].

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdot & \cdot & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdot & \cdot & Y_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdot & \cdot & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \end{bmatrix} \quad (3.2.2.1)$$

Donde:

$n =$ número total de nodos.

$Y_{nn} =$ admitancia propia del nodo "n".

$Y_{ij} =$ admitancia mutua entre los nodos "i" y "j".

$V_i =$ tensión respecto al nodo de referencia "i".
 $I_i =$ corriente en el nodo "i".

De la matriz observada en la ecuación 3.2.2.1 se llega a la expresión general [30]:

$$[I_{bus}] = [Y_{bus}][V_{bus}] \quad (3.2.2.2)$$

Donde:

$I_{bus} =$ es la corriente de los nodos.
 $V_{bus} =$ es la tensión medida en el nodo respecto al nodo de referencia.
 $Y_{bus} =$ es la matriz de admitancias del nodo.

La admitancia propia de un nodo viene a ser la suma de las admitancias que se conectan a dicho nodo y se definen mediante la expresión [30]:

$$Y_{ii} = \sum_{j=0}^n y_{ij} \quad j \neq i \quad (3.2.2.3)$$

Las admitancias mutuas se consideran los elementos que no son parte de la diagonal de Y_{bus} y es igual al valor negativo de la admitancia entre los nodos i y j [30].

$$Y_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \quad (3.2.2.4)$$

Si se conocen las corrientes, la ecuación anterior se deriva del cálculo de las tensiones en los nodos [30].

$$[V_{bus}] = [Y_{bus}]^{-1}[I_{bus}] \quad (3.2.2.5)$$

La inversa de la matriz de la ecuación 3.2.2.1 es la matriz de impedancias de nodo Z_{bus} , que es:

$$[Z_{bus}] = [Y_{bus}]^{-1} \quad (3.2.2.6)$$

3.2.3. Métodos de Iteración de Flujo de Carga

Los dos métodos iterativos más utilizados en problemas de flujo de carga son los métodos de Gauss-Seidel y Newton-Raphson. Estos métodos son ampliamente adoptados en la industria y se describen en detalle en libros de texto de sistemas de potencia como [24][30]. Así mismo, estos son los métodos aplicados en los flujos de potencia del software ETAP, según indica su manual de usuario [52].

El método de Gauss-Seidel se basa en la aproximación iterativa propuesta por Seidel en 1874 [24]. En este método, primero se asigna un valor a la incógnita, y el resultado obtenido en la primera ecuación, V_1 , se utiliza para calcular V_2 en la segunda ecuación, y así sucesivamente. Cada ecuación se calcula de manera sistemática y el conjunto completo se vuelve a resolver hasta que los valores de las incógnitas convergen dentro de ciertos límites preestablecidos.

El método de Newton-Raphson para resolver problemas de Flujo de Carga se desarrolla en las series de Taylor expandidas para una función de dos o más variables. En este método, la tensión y el desfase se estiman para cada nodo de carga, y estas estimaciones son utilizadas para calcular los desequilibrios de potencia activa y reactiva. La matriz Jacobiana se forma a partir de las derivadas parciales de las potencias con respecto al desfase y a las tensiones. Las ecuaciones anteriores, consideradas como vectores de corrección, se resuelven y los valores obtenidos se suman a los inicialmente estimados. Estos nuevos valores de tensión y desfase se utilizan como valores iniciales para una segunda iteración, y el proceso continúa de esta manera hasta que la corrección sea menor que un valor residual predefinido [30].

3.2.4. Estabilidad de tensión en sistemas de distribución

Un sistema muestra inestabilidad en su voltaje cuando experimenta una caída gradual o descontrolada en la tensión después de un evento disruptivo, aumento en la demanda eléctrica, o variación en las condiciones de operación [24]. El principal motivo detrás de este comportamiento no deseado del voltaje radica en la incapacidad del sistema de distribución para suplir la demanda de potencia reactiva.

En condiciones normales de operación, la tensión en un nodo, V , generalmente aumenta a medida que se incrementa la potencia reactiva suministrada, Q , a ese mismo nodo. Sin embargo, si la tensión V de cualquier nodo del sistema disminuye a medida que aumenta Q en ese mismo nodo, se considera que el sistema es inestable [31].

Aunque la inestabilidad en la tensión puede surgir como un inconveniente localizado, su impacto en el sistema puede ser considerable, dependiendo de la relación entre la potencia transmitida (P), la potencia reactiva inyectada (Q) y la tensión en el punto de consumo final (V). Esta relación desempeña un papel crucial en el análisis de la estabilidad y puede ser representada gráficamente mediante las curvas que se explicarán a continuación.

- **Curvas PV**

Cuando se investiga la estabilidad de la tensión, es importante examinar la relación entre la potencia transmitida y la tensión en el punto de consumo final. El análisis de estabilidad de tensión se centra en cómo la transferencia de potencia P entre diferentes áreas del sistema afecta las tensiones del sistema. Este tipo de estudio se conoce comúnmente como análisis PV.

La Figura 3 ilustra una curva PV típica. Esta curva describe cómo varía la tensión en un nodo específico del sistema en relación con la potencia activa suministrada a todas las cargas del sistema. Estas curvas se construyen utilizando una serie de soluciones de flujo de carga.

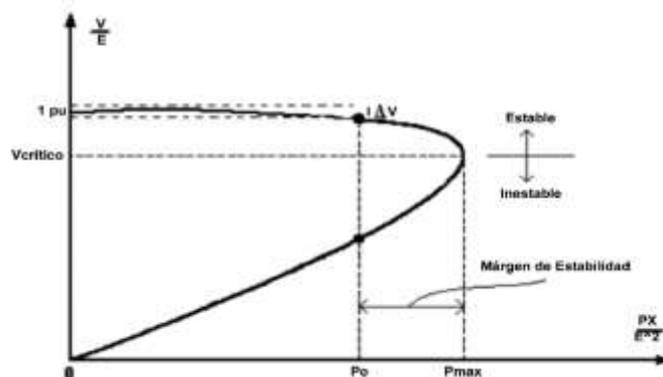


Figura 3. Típica curva Potencia activa-Tensión (PV) [37].

- **Curvas QV**

La estabilidad de tensión se define por cómo las variaciones en las potencias activa (P) y reactiva (Q) afectan los voltajes en los nodos de carga. Estas curvas QV muestran la sensibilidad y la variación de las tensiones en los nodos respecto a los cambios en la potencia reactiva [24]. En la figura 4 mostrada a continuación, se representa una curva QV típica, que se genera típicamente a partir de diversas soluciones de flujo de carga.

En esta figura, el límite de estabilidad de tensión se localiza en el punto donde la derivada dQ/dV es igual a cero. Además, este punto define el mínimo de potencia reactiva necesario para mantener un funcionamiento estable del sistema [24]. Bajo condiciones normales de operación, un incremento en Q conlleva un aumento en la tensión, permitiendo un funcionamiento satisfactorio de todos los equipos de compensación. El sistema es estable en todos los puntos de operación ubicados en el lado derecho de la curva, mientras que es inestable en los puntos situados a la izquierda de la misma.

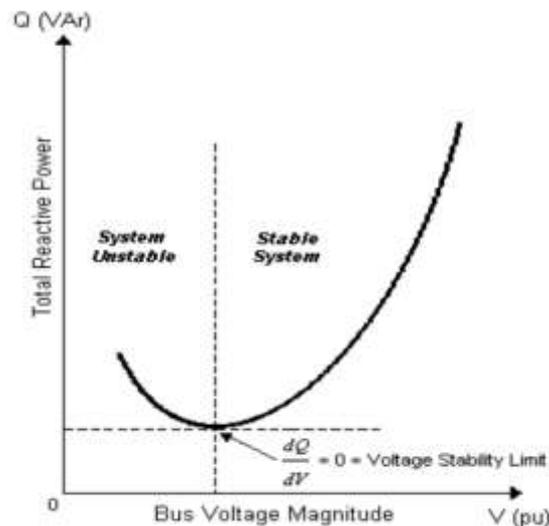


Figura 4. Típica curva Potencia reactiva-Tensión (PV) [38].

4. Configuración y Herramientas Tecnológicas

4.1. Software Electrical Transient and Analysis Program (ETAP)

Es un software especializado que se enfoca en la simulación, análisis, monitoreo, optimización, control y automatización de sistemas eléctricos de potencia. Fue creado por Operation Technology Inc., ETAP es utilizado comúnmente en industrias, como la energética, minera, petróleo y gas, la manufacturera, el transporte y los servicios públicos, con la finalidad de garantizar la eficiencia y confiabilidad en operaciones eléctricas [42].

Este gemelo digital proporciona una variedad de módulos que permiten llevar a cabo estudios avanzados, como el análisis de flujo de carga, cortocircuito, estabilidad, coordinación de protecciones, entre otros. Además, ETAP brinda un monitoreo del diseño de sistemas eléctricos de potencia desde la fase conceptual hasta la implementación final, integrando herramientas adicionales que permiten simular tanto en condiciones normales como de emergencia en tiempo real [42].

Más allá de sus capacidades de simulación y análisis esta plataforma es reconocida por su precisión y confiabilidad, y se actualiza de manera continua para incorporar las últimas tecnologías y prácticas en el campo de los sistemas eléctricos. Por esta razón, ETAP se presenta como una solución integral que abarca todas las etapas del ciclo de vida de los sistemas eléctricos, desde el diseño y análisis hasta la operación y el mantenimiento.

4.2. ETAP Real Time

ETAP Real-Time es un módulo avanzado del software ETAP que facilita las capacidades de simulación, monitoreo y control en tiempo real para sistemas de energía eléctrica. Está diseñado para manejar la dificultad de los sistemas eléctricos modernos, ETAP Real-Time permite a los usuarios modelar y analizar sistemas eléctricos de manera continua, llevando a cabo estudios críticos como el flujo de carga, análisis de estabilidad y evaluación de contingencias en tiempo real. Esta opción es fundamental para garantizar la estabilidad, confiabilidad y seguridad de las operaciones eléctricas [43].

Una característica clave del módulo de tiempo real es su capacidad de integrarse con sistemas de automatización industrial y control, lo que permite la interacción directa con dispositivos de campo como sensores, PLCs y sistemas SCADA. Esta integración habilita no solo el monitoreo constante, sino también la tarea de ejecutar acciones correctivas de forma automática basadas en las condiciones operativas actuales del sistema eléctrico [43].

A su vez, destaca por su capacidad para facilitar la gestión activa de la demanda de energía. Los operadores pueden utilizar ETAP Real-Time para identificar y desconectar cargas no críticas en tiempo real, previniendo sobrecargas en la red y optimizando la distribución de energía.

4.3. ETAP SCADA Integrator

El Scada Integrator es la interfaz de usuario principal donde los componentes ETAP fuera de línea se van a asignar a los dispositivos en el campo. Por ello, las aplicaciones se conectan y utilizan en tiempo real. Con esta interfaz, los administradores del sistema SCADA pueden descargar plantillas de modelos de dispositivos de la biblioteca de elementos conocidos o definir nuevos para aplicaciones personalizadas (PLC, SCADA, etc.). Estos modelos de dispositivos pueden conectarse con componentes ETAP específicos donde se aplican atributos principales de la instancia (Dirección IP, Velocidad de Escaneo, etc.). Además, esta opción de ETAP proporciona las herramientas para la configuración de alarmas, las anotaciones del estado, la interfaz del visor de ETAP SCADA y otras características avanzadas [21].

5. Módulo de Deslastre de Carga Inteligente en ETAP

5.1. Módulo ILS de ETAP

El deslastre de carga inteligente (ILS) es un módulo del software ETAP que proporciona un análisis optimizado y automatizado en redes eléctricas. A diferencia de los métodos tradicionales de deslastre, que usualmente se basan en reglas fijas y criterios estáticos, el ILS usa algoritmos inteligentes junto con datos en tiempo real para tomar decisiones dinámicas que aseguran la estabilidad del sistema eléctrico durante situaciones de emergencia, como sobrecargas o fallos en la red.

Este tipo de deslastre está diseñado para evaluar continuamente el estado operativo del sistema, integrando información de diversas fuentes, como sensores, sistemas SCADA y modelos de simulación en tiempo real. Esta integración ayuda a identificar de manera rápida las condiciones que pueden ocasionar una inestabilidad o pérdida de suministro, y actuar de manera preventiva al desconectar las cargas menos críticas. De este modo, el módulo permite mantener el equilibrio entre la oferta y demanda de energía, reduciendo el impacto de las interrupciones en los consumidores finales [44].

Una característica única del ILS es su habilidad para ajustarse a las variaciones en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). A medida que cambian las condiciones operativas, este sistema inteligente recalcula las prioridades de deslastre de carga. A diferencia de un sistema de gestión de energía (EMS), que se centra en el monitoreo, control y optimización del rendimiento de la red eléctrica bajo condiciones normales, el deslastre de carga inteligente se especializa en gestionar situaciones de emergencia de manera precisa y eficiente. Mientras que un EMS puede ofrecer reglas generales para la gestión de la carga y la generación, el ILS está diseñado para tomar decisiones críticas en tiempo real durante eventos disruptivos. Esta capacidad para actuar de forma inmediata y adaptativa en situaciones de crisis convierte al ILS en una herramienta esencial para prevenir fallos sistémicos y minimizar el impacto de las interrupciones, algo que un EMS tradicional no puede manejar con la misma rapidez y especificidad [44].

5.2. Modos del sistema ILS de ETAP

El sistema ILS del software ETAP se encuentra disponible en dos modos: el modo de monitoreo y el modo de simulación. En el primer modo, el usuario es capaz de monitorizar el servidor ILS durante su funcionamiento cotidiano; es decir, tiene la opción habilitada para ver qué cargas se conecten o desconecten en caso ocurra una perturbación en el sistema eléctrico.

El usuario encargado de la programación del software puede también monitorear los canales de comunicación entre los sensores de perturbación, el servidor ILS y el PLC. De esta forma, se generan reportes a partir de esta información.

Por otro lado, si nos referimos al modo de simulación ILS, este tiene la habilidad de utilizar datos de operación en tiempo real o en condiciones de operación simuladas. De esta manera, se ejecuta el programa optimizador ILS y se visualizan los resultados. Este modo proporciona al usuario los medios para probar y validar el ILS antes de ponerse en línea.

5.3. Arquitectura de la red ILS

El módulo ILS (Intelligent Load Shedding) en tiempo real es una solución altamente flexible que opera de manera independiente del hardware específico, lo que significa que puede integrarse con diversas configuraciones de equipos dentro de un sistema eléctrico. El ILS se basa en la arquitectura de red estándar del sistema eléctrico para recopilar información crucial y enviar comandos a los equipos de conmutación y protección, como interruptores automáticos, relés, y otros dispositivos de control. Estos dispositivos están diseñados para recibir y ejecutar las instrucciones emitidas por el módulo de deslastre, asegurando que el sistema responda de manera eficiente a situaciones críticas [43].

El servidor ILS es el núcleo de esta arquitectura, ya que procesa los datos monitoreados a través del módulo Real Time de ETAP. Utilizando esta información, el servidor realiza cálculos avanzados para determinar las mejores estrategias de deslastre en función de las condiciones operativas actuales. Una vez que los cálculos están completos, la matriz de deslastre se actualiza en los Controladores Lógicos Programables (PLC) encargados de manejar los interruptores de desconexión de carga [43].

Una característica clave de esta arquitectura es que los dispositivos de campo, como los interruptores y los relés, están cableados de manera que pueden detectar perturbaciones directamente. Esto les permite actuar de inmediato sin necesidad de esperar una instrucción directa del ILS, lo que proporciona una respuesta ultrarrápida en situaciones donde la velocidad es crucial para mantener la estabilidad del sistema. Este diseño asegura que, incluso en caso de fallos en la comunicación con el servidor ILS, el sistema pueda seguir operando de manera segura y eficaz, minimizando el riesgo de interrupciones no planificadas.

5.4. Barra de herramientas de cálculo en el deslaste de carga

La barra de herramientas del módulo ILS, destinada al cálculo de deslaste de carga, se mostrará en pantalla cuando el usuario acceda al monitor ILS o active el modo de simulación, como se ilustra en la figura 5.

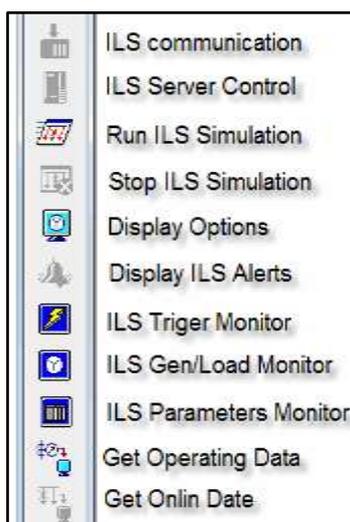


Figura 5. Barra de Herramientas.

- **Indicador de comunicación ILS**

Este indicador se encuentra activo si el sistema ILS se está comunicando con los PLCs de ILS. Para detener e iniciar comunicación con los PLCs, el usuario debe acceder al control del servidor ILS.

- **Control del servidor ILS**

Esto se utiliza para mostrar el último caso de estudio y lógica de ILS cargados, cargar un nuevo caso de estudio ILS, ejecutar/detener el motor del servidor ILS, ejecutar/detener la comunicación del PLC y habilitar/deshabilitar los disparadores seleccionados.

- **Ejecución simulación ILS**

El botón de la barra de herramientas donde figura “Run ILS Simulation” es utilizado para realizar la simulación del caso de estudio ILS seleccionado. Además, este envía el monitor de activación de ILS, el monitor de generación/carga y los parámetros del deslastre de carga inteligente.

- **Detener simulación ILS**

Este icono normalmente se encuentra atenuado. Cuando se ha iniciado un cálculo de ILS, este botón se habilita. Al hacer clic en él se finalizará el cálculo.

- **Mostrar alertas ILS**

Luego de realizar una simulación ILS, el usuario puede hacer clic en este botón para abrir la vista de alerta, que enumera todos los equipos con infracciones críticas y marginales según la configuración del caso de estudio.

- **Monitor de disparo ILS**

Esta opción muestra los resultados de la simulación ILS (si se ejecuta el modo simulación) o del servidor (si está en el modo de monitor). Además, el usuario puede ver el estado de los disparadores, el subsistema para cada disparador e interruptor, el estado de los interruptores, el flujo de potencia activa en MW en los medidores asociados, la descarga de carga total - carga requerida, la reserva de giro (capacidad de generación adicional que está en línea y sincronizada con la red, lista para ser utilizada inmediatamente en caso de contingencias) y la reserva de contingencia.

- **Monitor de generación/carga ILS**

Este monitor muestra un resumen de la generación y cargas consideradas para los cálculos de ILS. En el modo supervisión, esta vista muestra los valores de generación y carga en tiempo real desde el servidor ILS.

- **Monitor de parámetros ILS**

Este monitor muestra una vista resumida de otros parámetros en línea que se utilizan para los cálculos del deslastre de carga. En caso de simulación, estos parámetros se toman de la página de parámetros del caso de estudio.

En el modo de monitorización, esta vista muestra valores en tiempo real de estos datos desde el servidor ILS.

- **Obtener datos de funcionamiento**

Esta opción se utiliza después de ejecutar un cálculo de Flujo de Carga con la opción de actualización de carga de funcionamiento seleccionada, el usuario lleva esta misma presentación de modo de simulación ILS y utiliza los resultados como entrada a la simulación ILS haciendo clic en este botón.

Además, para un mejor entendimiento se tiene en consideración:

- Los resultados del flujo de carga se mostrarán en el diagrama.
- Al cambiar la configuración se borrarán los resultados de la operación.
- Para el caso de estudio que se selecciona, los valores de funcionamiento de la página Gen/Load se actualizan con los resultados del flujo de carga.

- **Obtener datos en línea**

Esta opción se utiliza cuando la presentación de Sysmonitor está en línea y el servidor ILS está funcionando. De esta manera, el usuario puede traer datos en tiempo real a su presentación fuera de línea y ejecutar una simulación ILS a partir de este inciso.

6. Aspectos Regulatorios y Económicos

6.1. Mercados eléctricos

El mercado eléctrico peruano se encuentra regulado por el Comité de Operaciones del Sistema (COES) y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). Según la ley N° 28832 Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, un usuario regulado puede cambiar su condición a cliente libre si tiene un límite inferior de demanda mensual de 200 kW y un límite superior de 2,500 kW. A este se conoce como el rango optativo. Esto le permite realizar un contrato directo con una empresa generadora o distribuidora y pactar sus precios y condiciones de facturación. Sin embargo, si el cliente tiene una demanda mayor a los 2,500 kW deberá migrar a cliente libre a partir del siguiente año de registrada dicha demanda máxima.

Estos contratos se conocen como contratos de “Power Purchase Agreement” o PPA. En este contrato se pactan: la potencia máxima contratada, los precios por potencia, energía en hora punta y hora fuera de punta que se pagará y los factores de actualización de precios, así como los precios base. Las tarifas de peaje y energía reactiva tanto inductiva como capacitiva son tarifas reguladas (determinadas por el ente regulador, Osinergmin).

Estos contratos siempre son de conveniencia para el cliente, puesto que se puede pactar directamente con el generador o distribuidor los precios de energía y de potencia. Así mismo, estos precios suelen mantenerse estables, a comparación del mercado regulado o el mercado spot, en el que el precio suele ser más volátil. Del mismo modo, es posible que el cliente escoja su tipo de tarifa. Con esto se hace referencia a si el cliente basa la mayoría de su consumo en hora punta o fuera de punta. De esta manera se atiende mejor su demanda y es posible llegar a un acuerdo entre proveedor y cliente.

Es común que las empresas pacten una potencia contratada ligeramente superior a su demanda mensual, de forma que tengan un margen en caso de superarse en algún caso. Sin embargo, esto no siempre supone un problema, puesto que, en la mayoría de los contratos, se tiene un margen del 20% de exceso de potencia. Cualquier consumo mayor a este se suele pagar con un monto mayor al pactado.

Para el caso de la energía reactiva el artículo 16 del capítulo 4 de la norma [41] nos indica que solo se paga el monto en caso el consumo de esta supere el 30% de la energía activa.

En el caso de la energía reactiva capacitiva, la misma norma indica que no está permitida su inyección y que, de darse el caso, esta será penalizada con un costo igual al doble de la reactiva inductiva de primer bloque. Así mismo, la empresa distribuidora deberá tomar acciones correctivas en el plazo de tiempo y forma que mejor consideren para subsanar ello.

6.2. Marco Normativo Eléctrico

La normativa eléctrica en el Perú se basa en un conjunto de leyes, reglamentos y normas técnicas dedicadas a garantizar la operación segura, confiable y eficiente de los sistemas eléctricos en el país. Estas normas son importantes para monitorear la planificación, diseño, operación y mantenimiento de las infraestructuras eléctricas, promoviendo la integración de tecnologías avanzadas como el deslastre de carga inteligente.

- **Reglamento de las Concesiones Eléctricas (D.S. N° 009-93-M)**

El Decreto Supremo N° 009-93-EM establece el marco normativo para la otorgación y regulación de las concesiones eléctricas en Perú. Este reglamento tiene como objetivo regular las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el país.

- **Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) - DS N° 009-93-EM**

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) establece los parámetros técnicos y los niveles de calidad que deben cumplir los servicios eléctricos en Perú.

- **Código Nacional de Electricidad de Suministro y de Utilización - RM-214-2011-MEM/DM, R.M. N° 037-2006-MEM/DM**

El Código Nacional de Electricidad de Suministro y de Utilización establece las disposiciones técnicas y administrativas para la instalación, operación y mantenimiento de sistemas eléctricos de suministro y utilización en Perú.

- **Norma de Procedimientos para la Elaboración de Proyectos y Ejecución de Obras de Distribución y Utilización en Media Tensión - R.D. N° 018-2002-EM/DGE**

Esta norma establece los procedimientos técnicos y administrativos para la planificación, diseño, ejecución y supervisión de proyectos de distribución y utilización de energía eléctrica en media tensión en Perú.

- **Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Subsector Electricidad - R.M. N° 263-2001-EM/VME**

Este reglamento establece las disposiciones sobre seguridad y salud ocupacional aplicables al subsector eléctrico en Perú, con el objetivo de proteger la integridad física y la salud de los trabajadores.

- **Norma Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final - Mediante Resolución OSINERGMIN N° 182-2009-OS-CD.**

La presente Norma tiene por objeto establecer las Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final.

- **Proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Generación Distribuida - RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 292-2018-MEM/DM**

Este reglamento tiene por objeto regular la actividad de Generación Distribuida, así como los requisitos para su incorporación, operación y régimen comercial.

- **Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Ley N° 25844**

Este decreto establece las normas que regulan las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

CAPÍTULO II

MARCO METODOLÓGICO

El marco metodológico de este proyecto define de manera clara el proceso llevado a cabo durante el desarrollo de la tesis, desde la configuración del laboratorio hasta la implementación del módulo de Deslaste de Carga Inteligente (ILS). En primer lugar, se realizó la configuración de los equipos del laboratorio Smart Grid en la Universidad de Ingeniería y Tecnología (UTEC). Estos equipos fueron calibrados y configurados siguiendo el diagrama eléctrico diseñado en el software ETAP, asegurando que las características clave como voltaje (V), corriente (A) y potencia (W) de cada generador fueran precisas y consistentes con los requerimientos del sistema eléctrico de potencia (SEP).

A continuación, se creó el diagrama eléctrico en ETAP, replicando los mismos valores y parámetros usados en el laboratorio. Tras completar el dimensionamiento de los equipos en el software, se ejecutó un análisis de flujo de carga para verificar que todos los componentes funcionaban correctamente en cada punto del sistema.

Posteriormente, se activó el módulo de tiempo real mediante el uso del SCADA Integrator y la configuración de la base de datos en ET Config. Esta etapa fue esencial para sincronizar los datos del sistema con los equipos del laboratorio. A continuación, se estableció el enlace entre los equipos físicos del laboratorio y el software ETAP a través de una interfaz de comunicación que incluía el análisis de direcciones IP de cada interruptor, la configuración de puertos y el mapeo de tags. Esto permitió el control remoto de los equipos desde el software.

Finalmente, se implementó el módulo de Deslaste de Carga Inteligente (ILS), el cual fue gestionado a través de las pestañas de ILS Manager e ILS Monitor en ETAP. Además, fue fundamental la activación del servidor OPC UA y la verificación de la configuración del PLC en el software TIA Portal, ya que estos componentes permiten

ejecutar el deslastre de cargas de manera automatizada. Con todas las herramientas operativas, se desarrollaron diversas estrategias de deslastre para cada escenario simulado, asegurando que el ILS respondiera correctamente a las condiciones del sistema en tiempo real, garantizando la estabilidad del sistema.

Del mismo modo, en la figura 6 se explicará a mayor detalle el procedimiento de la investigación considerando sus etapas y la información necesaria correspondiente.

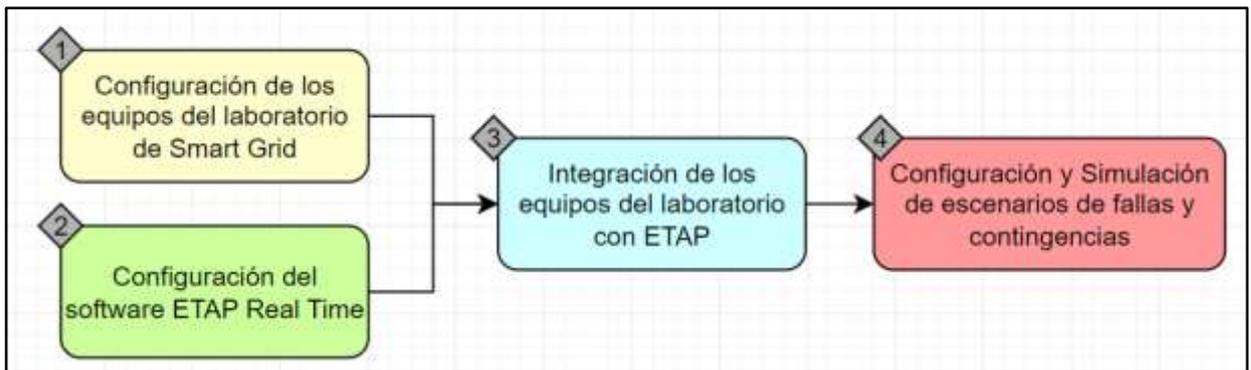


Figura 6. Diagrama metodológico del proyecto de tesis.

1. Configuración de los equipos

En primer lugar, para poder realizar la configuración del esquema eléctrico es necesario conocer paso a paso cómo se regula el sistema de manera real en el laboratorio de UTEC. Realizamos las conexiones pertinentes de los equipos como generadores, interruptores, multímetros, entre otros equipos necesarios para el control y sensado de data del SEP.

Dado que lo planteado inicialmente es simular la planta lo más cercano posible a la realidad, debemos configurar los equipos en el laboratorio de forma que tengamos los componentes principales del diagrama unifilar anterior. Para ello, determinamos que los componentes principales del circuito que determinan el comportamiento del mismo son los 2 generadores y las 4 cargas. Cada uno de estos debe estar acompañado de los interruptores y medidores correspondientes para poder analizar la data en tiempo real y poder conectar y desconectar cuando sea requerido. La tensión de trabajo se estableció en 38 kV, que es aquella a la que trabajan los equipos.

De esta manera, los generadores fueron simulados mediante el accionar de 2 motores primos que accionan a los 2 generadores, estos son controlados por el programa SCADA que simula su comportamiento como si fuesen una turbina hidráulica y una eólica, de funcionamiento similar a las turbinas con las que se trabaja en la planta. Tanto la turbina hidráulica como la eólica son configuradas a 200 MW. Sin embargo, se dispone que entreguen 125 MW, a factores de potencia (fdp) de 0.98 y 0.80 respectivamente.

Tres de las cargas fueron simuladas mediante módulos que se componen de 3 focos, 3 inductores y 3 capacitores. Sin embargo, solo fueron utilizados los focos que hacen de resistencia y los inductores. Estos focos disponen de una potencia de 25W cada uno, mientras que las inductancias de 7 H. La primera carga consta de 3 bombillas en trifásico (75 W) y 3 inductores también en trifásico (49.75 VAR), para un total de 90 VA. La segunda carga se compone únicamente por 3 focos, que demandan 75W en total; mientras que la tercera carga está compuesta por 6 focos (150W) y 6 inductores (100 VAR), resultando en 180 VA.

Mientras que para la compensación reactiva se utilizó un banco de capacitores de 2 equipos en trifásico dispuestos en paralelo, cada capacitor de 1uF, que dan, en conjunto 110 VAR.

Una vez definidos los equipos y los valores a trabajar, se conectan a los analizadores que fungen de medidores para censar la data en tiempo real. A su vez, estos multímetros son conectados a una red ethernet, donde también está conectada la computadora principal desde la que se maneja el programa ETAP.

Desde aquí es posible enviar las señales, a través del PLC, para que los equipos y cargas se conecten o desconecten a voluntad del operador, o según lo disponga una programación previamente establecida por el operario.

1.1. Consideraciones establecidas

1.1.1. Ambas turbinas de generación tienen una potencia instalada de 200 MW, sin embargo, se configura de forma que entreguen 125 MW cada una.

1.1.2. La carga más importante para cubrir, que nunca debe salir de operación y siempre debe de ser cubierta es la de 150 MW.

1.1.3. Usando el mismo criterio de la central de que, en el caso de que ninguna de las 2 turbinas se encuentre en operación y solo se cubra la demanda más importante, se superará por poco la demanda máxima de la red, se define que lo suministrado por el SEIN sea de 160 MW.

1.2. Configuración de la red eléctrica

La red eléctrica del SEIN es configurada mediante una fuente de alimentación, como se muestra en la figura 7, que energiza todos los módulos y es capaz de proveer la energía necesaria para cubrir la demanda requerida en caso de que el resto de equipos no pueda suplirla.



Figura 7. Fuente de alimentación de 2000W.

1.3. Configuración del generador hidráulico

- **Primer paso**

Primero, se configura el controlador del módulo, descrito en la figura 8, para realizar el control de torque. Seguidamente, se calibra la velocidad del generador, expresada en revoluciones por minuto (RPM). Para esta experiencia, se considera un valor superior a 1700 RPM, que es el valor al cual el generador se sincroniza con la red. Este valor se alcanza ajustando la perilla hasta llegar a la cifra deseada. Una vez logrado, se procede con el siguiente paso.

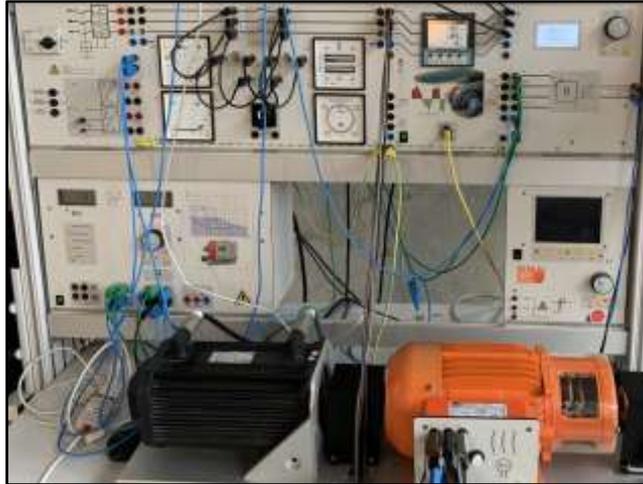


Figura 8. Módulo controlador de Servomotor.

- **Segundo paso**

Se enciende el módulo principal de la figura 9 presionando la tecla (1). Luego, se revisa si existe alguna alerta que impida la conexión, oprimiendo el botón (2). Si se presenta alguna alerta, se utiliza el botón (3) para resolverla automáticamente. Finalmente, se oprime el botón (4) para activar la máquina en modo automático. De esta manera, el equipo busca el momento adecuado para sincronizarse con la red y comenzar a despachar.

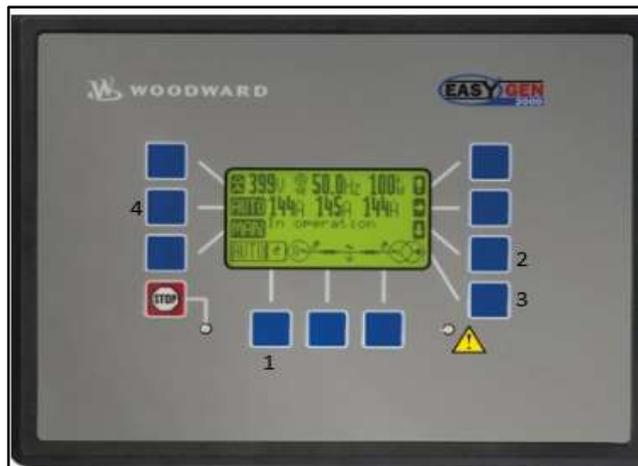


Figura 9. Módulo EasyGen 2000. Controlador del generador hidráulico

- **Tercer paso**

Para este punto, se debe haber configurado previamente la corriente de excitación en un valor de 34 V / 0.45 A en el módulo de corriente de excitación del sistema hidráulico, como se muestra en la figura 10. Luego, se abre el contacto de la fuente al accionar el botón correspondiente y se activa el sistema. De esta manera, el propio sistema ajusta la corriente de excitación y, en consecuencia, la tensión, hasta que se logra la sincronización con la tensión de la red eléctrica a la que se desea conectar. Este proceso también provoca variaciones en la velocidad.



Figura 10. Módulo de corriente de excitación del sistema hidráulico.

Una vez se encuentre sincronizado y el generador hidráulico se encuentre conectado a la red, es posible visualizar y controlar los parámetros de potencia entregada y factor de potencia (fdp) mediante el programa SCADA integrado en el computador que muestra la figura 11. De esta forma se puede variar la potencia que entrega al SEP a lo que se desea trabajar en el proyecto.

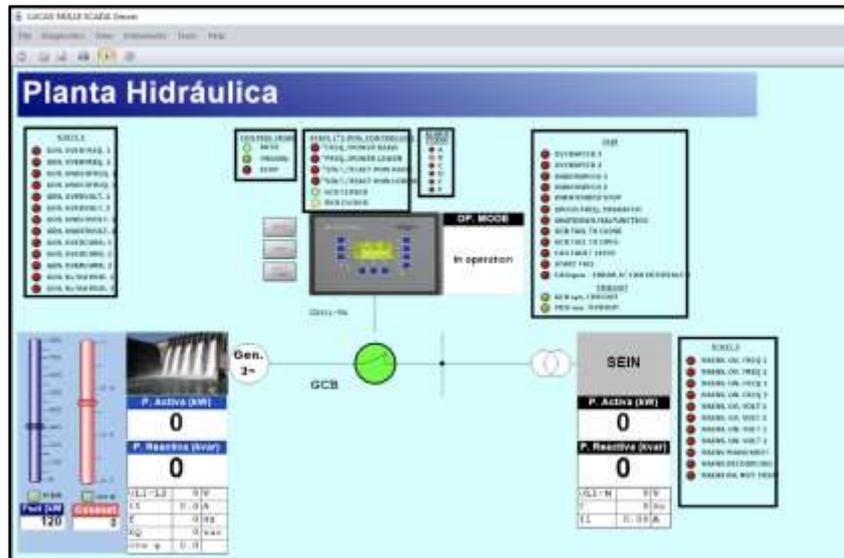


Figura 11. Proceso de la planta hidráulica en SCADA.

Finalmente, el módulo de configuración del generador hidráulico quedaría como muestra la siguiente imagen:

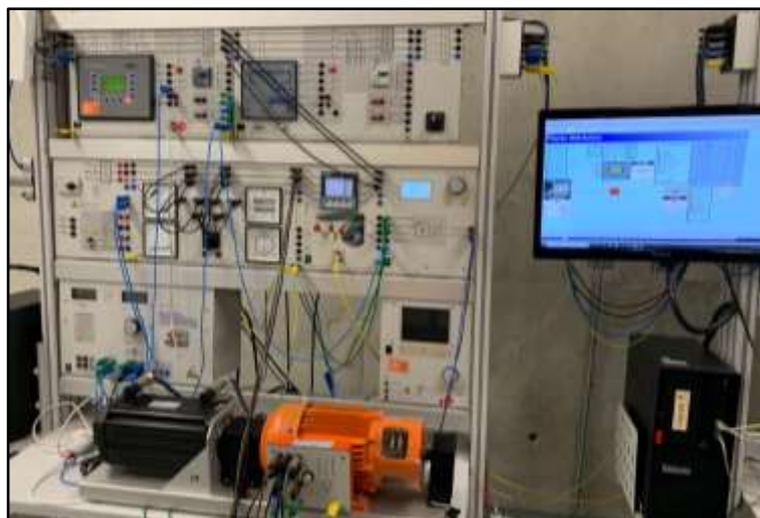


Figura 12. Módulo del generador hidráulico.

1.4. Configuración del aerogenerador

- **Primer paso**

Después de realizar las conexiones, se presiona el botón del módulo controlador del aerogenerador, señalado en la figura **13**, para verificar si las fases están correctamente alineadas. Si es así, se encenderá el botón amarillo, lo que indica que se puede continuar con el siguiente paso.

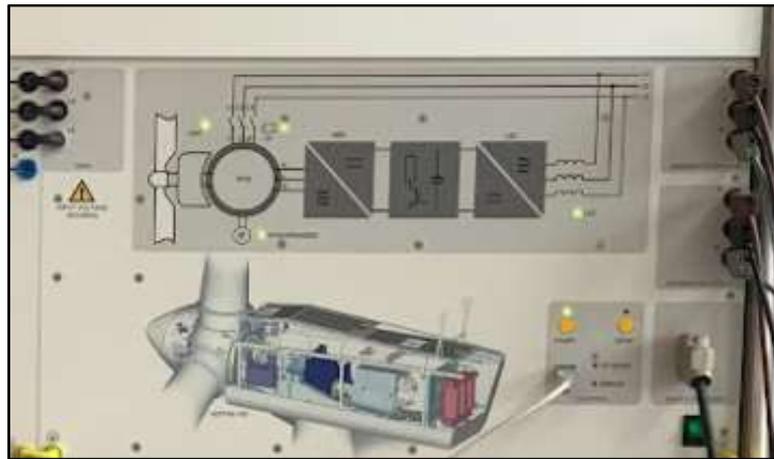


Figura 13. Controlador del aerogenerador.

- **Segundo paso**

Posteriormente, de manera similar al proceso con el generador hidráulico, se incrementa la velocidad del generador hasta alcanzar su estabilidad, que en este caso es aproximadamente 1800 RPM. En este escenario, se configura el controlador del módulo para que el control sea de velocidad. A esta velocidad, el aerogenerador entrega alrededor de 125 MW, que es el valor deseado. Para que la configuración del aerogenerador se establezca en condiciones normales, como se muestra en la figura **14**:



Figura 14. Módulo del aerogenerador.

1.5. Configuración de cargas

Los módulos de las cargas cuentan con 3 focos que hacen la representación de cargas resistivas, y 3 inductores y 3 capacitores que simulan cargas reactivas. Se colocan en paralelo 3 pares de focos de 25 W y los inductores de 7 H. Con ello, podemos calcular la potencia que consumiría esta carga:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (1.5.1)$$

Donde:

- S = Potencia aparente, en VA.
- P = Potencia activa, en W.
- Q = Potencia reactiva, en VAR.

La potencia activa se obtiene del foco, al ser una carga puramente resistiva, es conocida y es de 25 W. Al tener 3 de estos focos se tiene una potencia activa de 75 W. Mientras que para el inductor la potencia reactiva puede ser calculada mediante la siguiente fórmula:

$$Q = \frac{V^2}{\omega \times L} \quad (1.5.2)$$

Donde:

- V = Tensión de fase, de 220 V.
- ω = Frecuencia angular. que puede ser obtenida mediante: $2\pi f$.
Donde: f = frecuencia (60 Hz para nuestro caso)
- L = Inductancia (7H)

Reemplazando estos valores se tiene:

$$Q = \frac{220 V^2}{2\pi \times 60 \text{ Hz} \times 7H} \quad (1.5.3)$$

$$Q = 18.34 \text{ VAR} \quad (1.5.4)$$

Al tener 3 de estos inductores, se tiene 55.02 VAR

Con este valor, reemplazamos en la fórmula inicial para obtener la potencia aparente:

$$S = \sqrt{75^2 + 55.02^2} \quad (1.5.5)$$

$$S = 93.02 \text{ VA} \quad (1.5.6)$$

Posteriormente, cada par de impedancias se conecta en estrella, creando una carga de aproximadamente 75 W / 90 VA, tal como se muestra en la figura **15**. La última y más importante carga se configura utilizando dos de estos módulos en paralelo, lo que genera una carga de 150 W / 180 VA. Finalmente, la figura **16** muestra todas las cargas conectadas en el sistema.

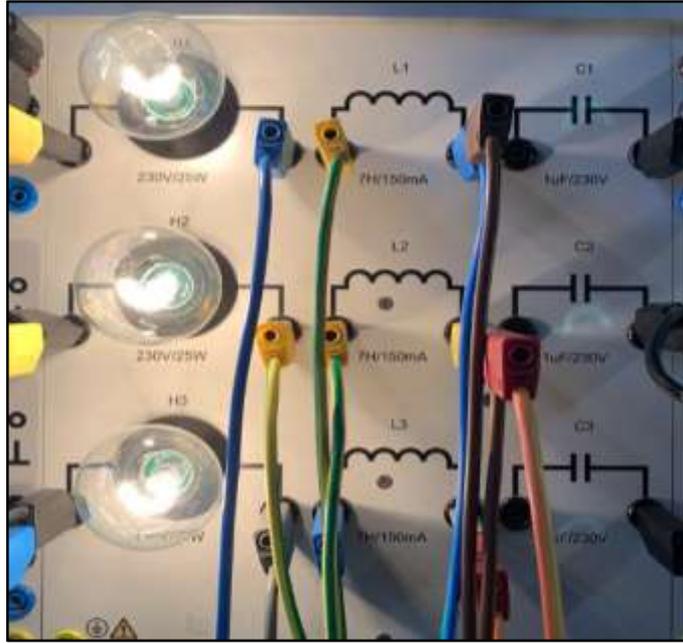


Figura 15. Módulo de cargas.

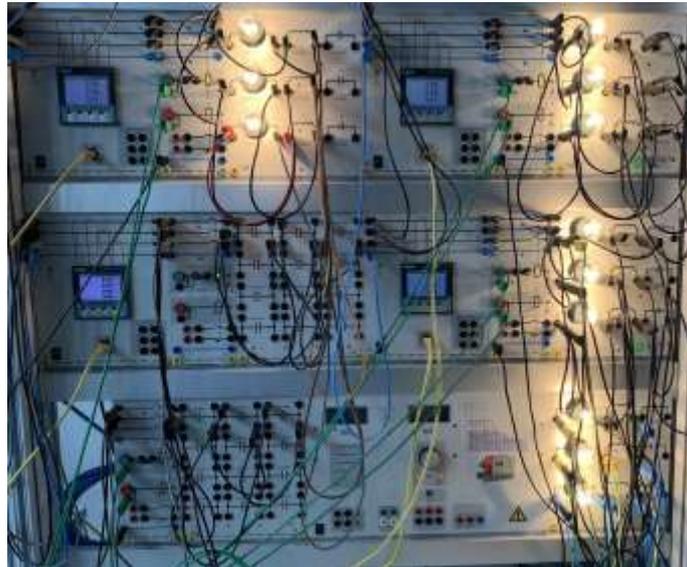


Figura 16. Disposición de las cargas.

1.6. Banco de capacitores

El banco de capacitores permite balancear la energía reactiva inductiva mediante los capacitores. Es posible configurar la cantidad de capacitores y, por tanto, la energía reactiva capacitiva a compensar. Para el caso del proyecto se configura 2 en paralelo, cada una de 1 uF, como se muestra en la siguiente figura:

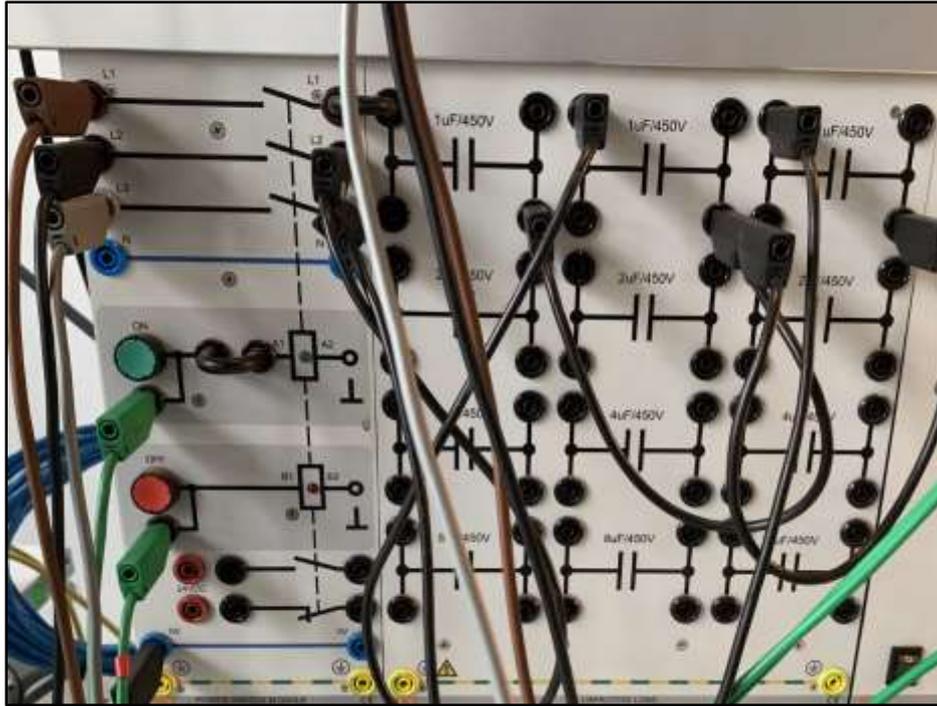


Figura 17. Banco de capacitores.

Es posible calcular la potencia reactiva del banco de capacitores, mediante la siguiente fórmula:

$$Q_c = U^2 \times 2\pi f \times C \quad (1.6.1)$$

Donde:

- Q_c = Potencia reactiva del banco de capacitores (VAR)
- U = Tensión (V)
- C = Capacitor (F)

Reemplazando dichos valores se tiene:

$$Q_c = 220^2 \times 2\pi \times 60 \times 1\mu F \quad (1.6.2)$$

$$Q_c = 18.25 \text{ VAR} \quad (1.6.3)$$

Que, para el circuito trifásico hacen un total aproximado de 55 VAR. Al tener 2 bancos de capacitores hacen un total de 110 VAR. Al tener 2 de estos bancos de capacitores uno de ellos es configurado con un interruptor para ser desconectado en caso se requiera. Sin embargo, el restante siempre estará conectado al SEP.

1.7. Analizadores

Equipos de medición que censan toda la data en tiempo real y la transmiten al ETAP mediante cables ethernet. Estos se encuentran conectados a todos los módulos anteriormente mencionados y se reflejan en la imagen 18.

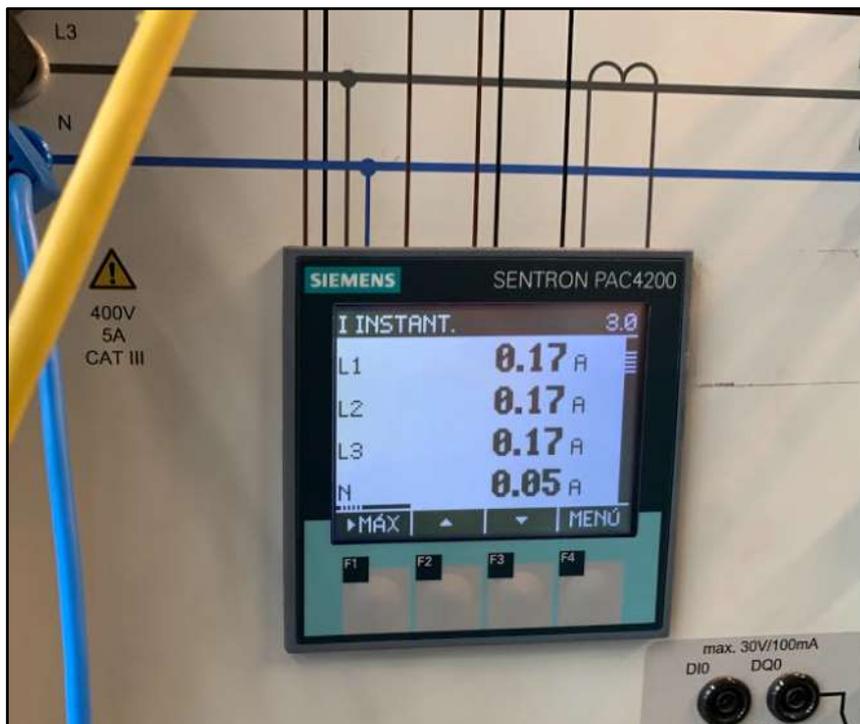


Figura 18. Multímetro Siemens.

1.8. Interruptores

Estos equipos, como se muestra en la figura 19, están asociados a la apertura o cierre de circuitos para permitir o interrumpir el flujo de energía. Cada uno de ellos está conectado a una carga específica, lo que permite la desconexión y conexión de dichas cargas según sea necesario, facilitando la implementación del deslastre de carga.

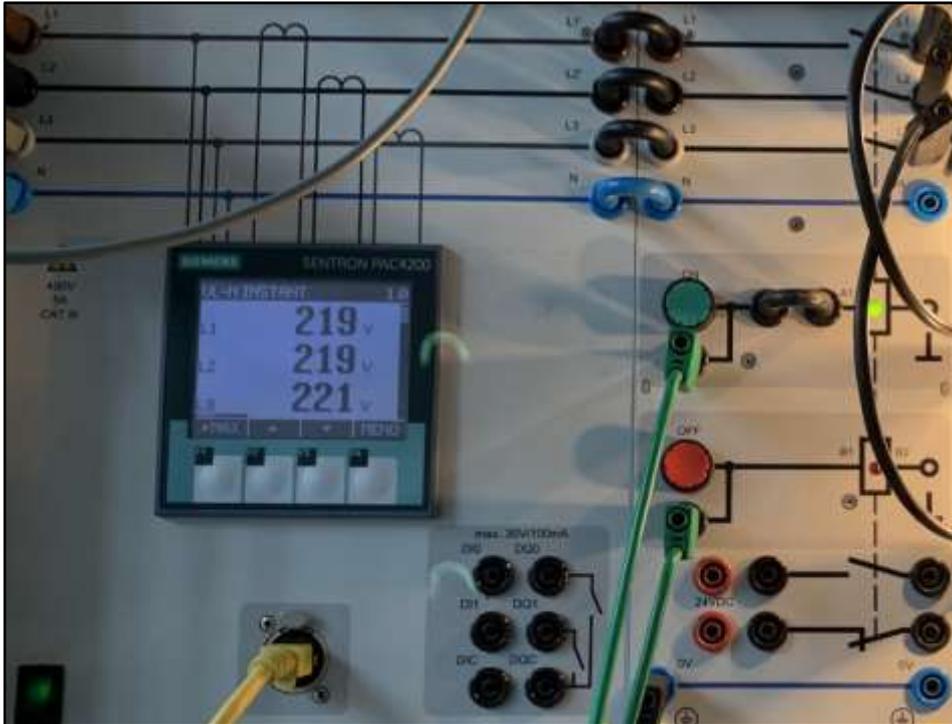


Figura 19. Interruptor.

1.9. Control Lógico Programable (PLC)

El PLC es un equipo que permite recibir y enviar señales desde un centro de información hacia cualquier equipo que se encuentre configurado. Para el proyecto, mediante este dispositivo, es posible abrir o cerrar los interruptores de las cargas, de forma que se conectan o desconectan cargas de forma manual desde el software ETAP mediante un clic o de forma automática si es que ya se encuentra previamente configurado en el ETAP mediante algún caso previsto.

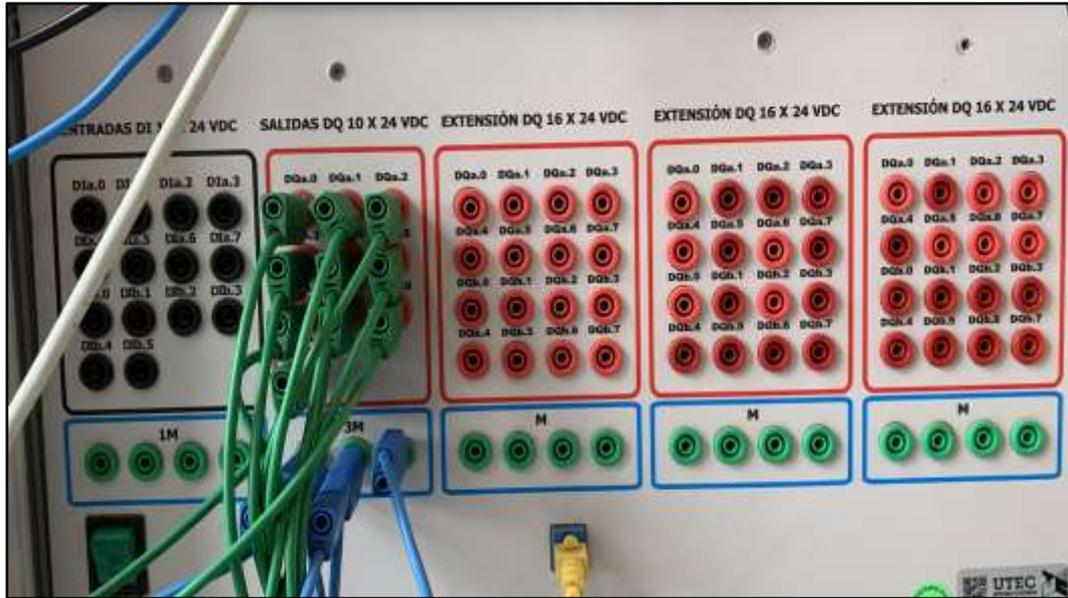


Figura 20. Módulo de PLC - S7 Siemens.

2. Configuración del software ETAP

En primer lugar, se configura el software Electrical Transient Analyzer Program (ETAP) para iniciar la creación del diagrama eléctrico del sistema de potencia a analizar. Esto incluye la configuración de los parámetros iniciales del proyecto, como la tensión nominal del sistema, la disposición de los buses, la asociación de los medidores, la selección de los equipos eléctricos y la definición de las cargas.

La correcta configuración en esta etapa es crucial para garantizar la precisión y validez de los resultados obtenidos en el estudio de deslaste de carga inteligente. Además, durante esta fase, se pueden introducir datos específicos del sistema, como la ubicación, el número de capacitores, entre otros, para crear un modelo que represente fielmente el contexto real, como se muestra en la figura siguiente.

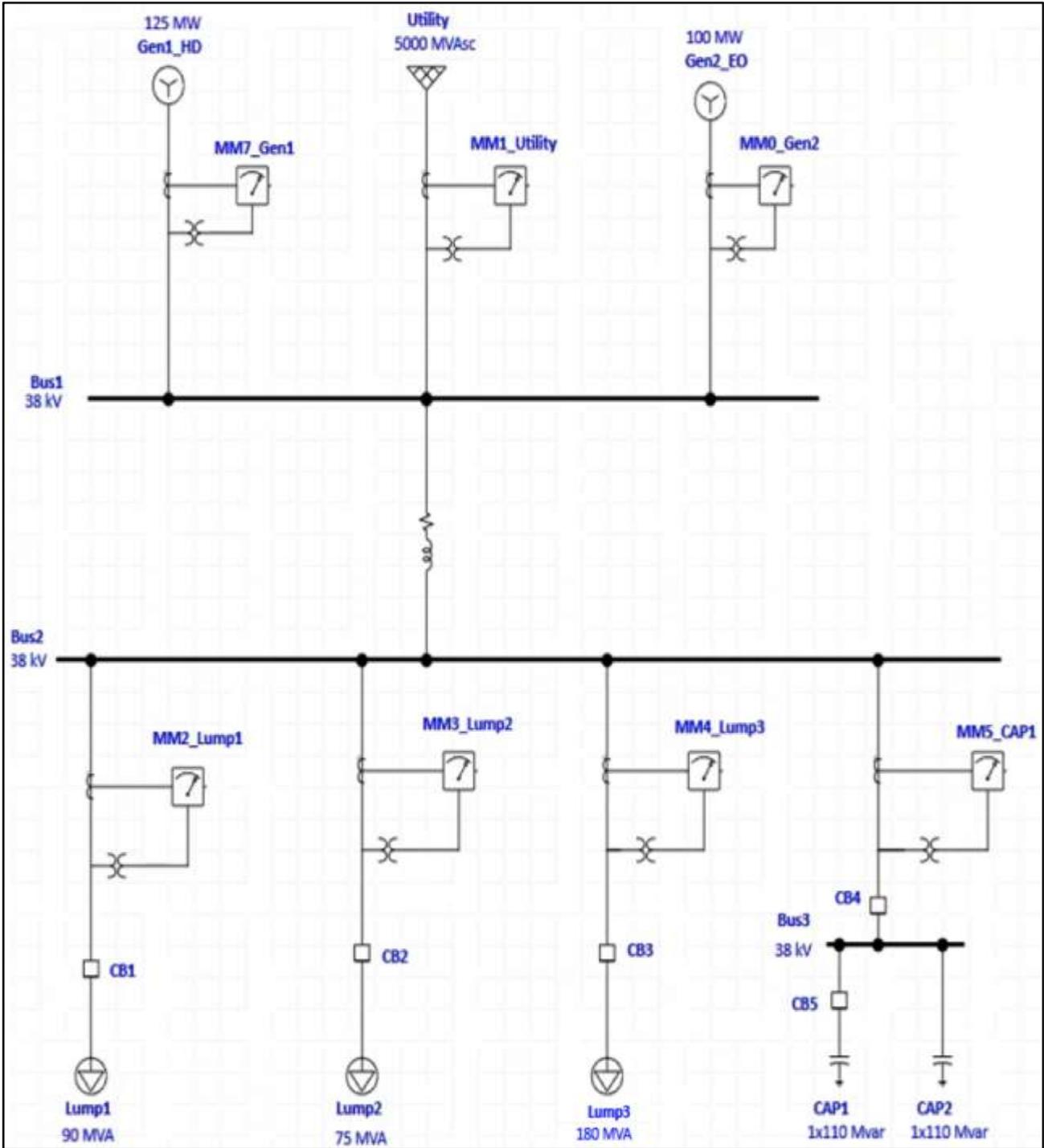


Figura 21. Circuito eléctrico del proyecto.

2.1 Configuración de generadores

2.1.1 Configuración de la barra infinita

La configuración de la barra infinita en ETAP se realiza utilizando el “Power Grid Editor”. En esta herramienta, se puede definir una barra infinita como un nodo principal o un generador principal con una capacidad de corriente virtualmente ilimitada, lo cual representaría una fuente primaria de energía en el sistema. El icono de este equipo eléctrico se encuentra descrito en el software como la siguiente figura:

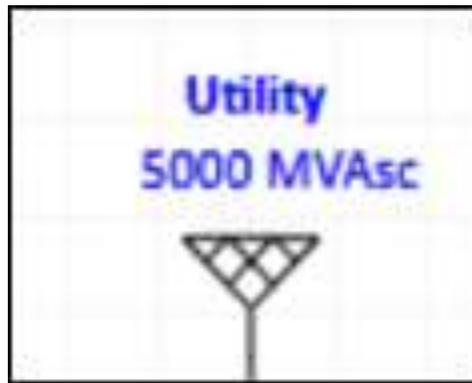


Figura 22. Barra infinita.

La conexión de la red (figura 23) se define como un sistema trifásico y su condición de servicio se encuentra activa. A su vez, el estado describe cómo estará en un corto o largo plazo el equipo; puede catalogarse como un componente retirado, almacenado o en reparación.

El modo de operación del sistema eléctrico utilizado en este caso es el de "Swing". Este modo ajusta la salida de potencia activa y reactiva del generador para mantener el equilibrio entre la generación total y la demanda total en el sistema. En estudios de flujo de carga, un generador en modo "Swing" compensará los flujos de energía en el sistema, asegurando que la magnitud del voltaje y el ángulo de los terminales permanezcan dentro de los valores operativos especificados por el usuario.

Figura 23. Configuración Power Grid.

En la clasificación detallada en la imagen **24**, se puede especificar el nivel de tensión con el que se trabajará en el sistema eléctrico y asignar diferentes configuraciones de energía a cada una de las diez categorías de generación para la red eléctrica. Cada red se puede configurar para tener un nivel de potencia operativo diferente en cada categoría de generación. Dependiendo del modo de operación, algunos de los valores se vuelven editables de la siguiente manera:

- Swing Mode: %V y Vangle.
- Voltage Control: %V y MW.
- Mvar Control: MW y Mvar.
- Power Factor Control: MW y PF.

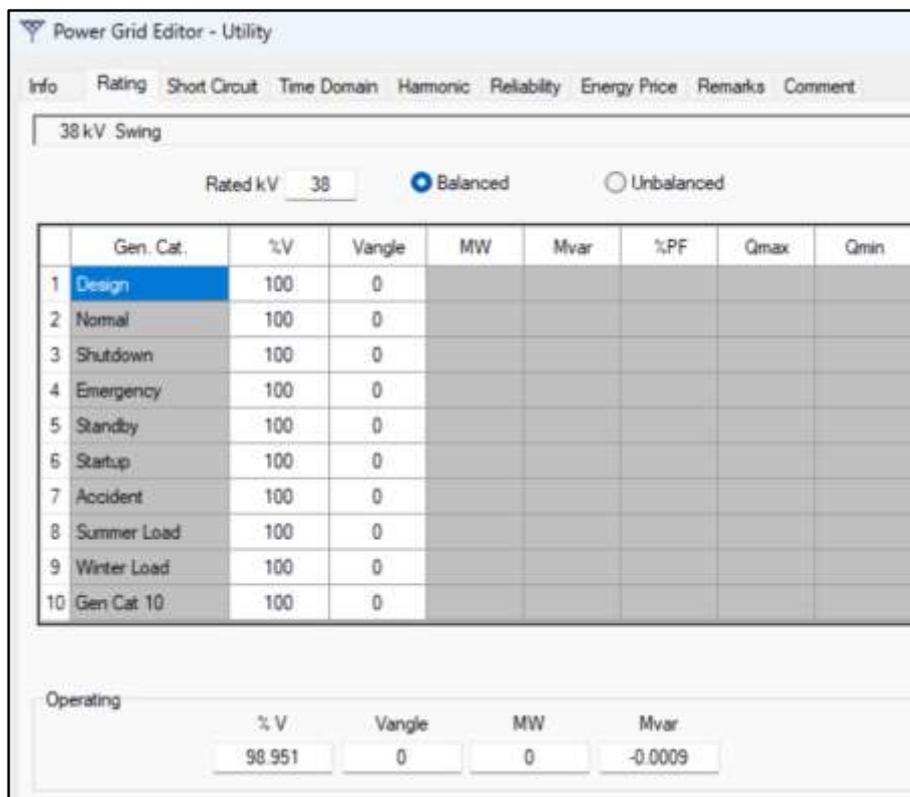


Figura 24. Clasificación de la barra infinita.

La conexión de la fuente de alimentación se puede configurar según esté construido el sistema eléctrico del usuario, estas pueden ser estrella y delta. Asimismo, esta opción se encuentra disponible solo para redes trifásicas.

En el SC Rating (figura 25) se coloca el MVA de cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas (línea a tierra). A medida que se modifica el MVAsc o X/R, el software ETAP vuelve a calcular los valores de impedancia del circuito de disparo correspondiente.

La potencia aparente de cortocircuito para corrientes de falla en ambas se calcula a partir de las siguientes ecuaciones:

$$MVA_{3P} = 1.732 \times kV \times I_{3P} \quad (2.1.1.1)$$

$$\sqrt{3} V_{ll} I_f MVA_{1P} = 1.732 \times kV \times I_{1P} \quad (2.1.1.2)$$

$$V_{ln} I_f MVA_{1P} = (kV/1.732) \times I_{1P} \quad (2.1.1.3)$$

Donde I_{3P} y I_{1P} son corrientes de cortocircuito trifásicas y monofásicas (kAsc). Las notaciones $\sqrt{3}V_{ll}$ y V_{ln} demuestran el voltaje de línea a línea multiplicado por la raíz cuadrada de tres y el voltaje de línea a neutro, respectivamente.

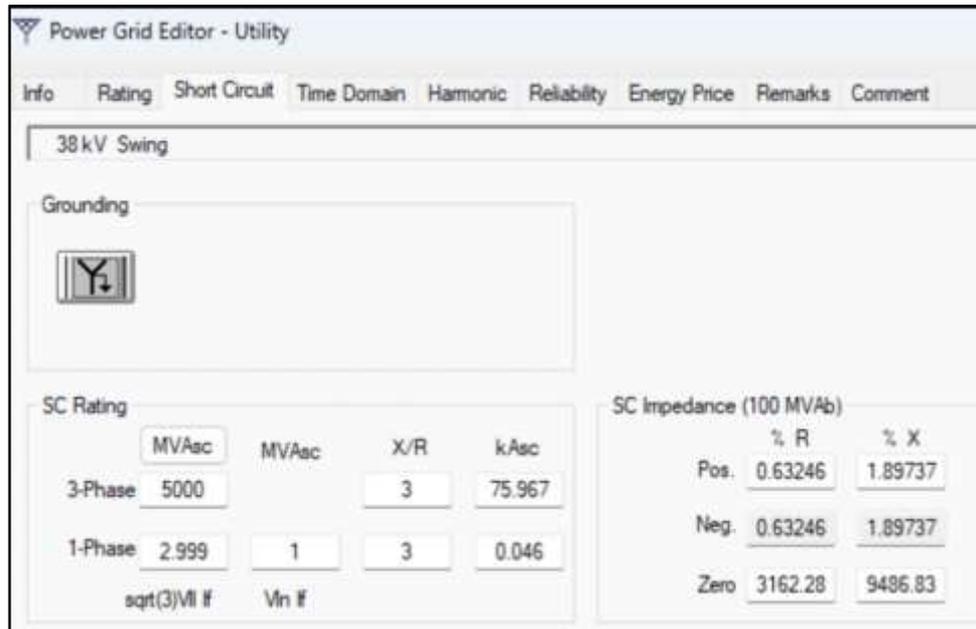


Figura 25. Parámetros de la barra infinita.

2.1.2 Configuración del generador hidráulico

La configuración del sistema hidráulico constituye uno de los primeros pasos críticos al iniciar el diseño de la red eléctrica. Este procedimiento implica definir una serie de características fundamentales que se encuentran en la pestaña "Rating". Para el caso presente, se incluyen valores tales como una potencia nominal de 125 MW, una tensión de 38 kV, un factor de potencia del 99%, una eficiencia del 95% y una potencia aparente de 126.263 MVA. Una vez configurado, el generador se integrará con otros componentes del sistema, como la línea de transmisión, buses y cargas.

A continuación, en la Figura 26 se visualizarán a mayor detalle las características del generador hidráulico:

GENERADOR HIDRÁULICO



Synchronous Generator Editor - Gen1_HD **CLASIFICACIÓN**

Harmonic Protection Reliability Fuel Cost Time Domain O and M Remarks Comment
Info Rating Capability Insp/Model Grounding Inertia Exciter Governor PSS

38 kV 125 MW Swing

Rating

MW	kV	% PF	MVA	% EF	Poles
125	38	99	126.263	95	4
% of Bus Nom. kV		FLA		RPM	
100		1910		1800	

Gen. Category	% V	Angle	MW	Mvar	% PF	Qmax	Qmin
1 Design	100	0					
2 Normal	100	0					
3 Shutdown	100	0					
4 Emergency	100	0					
5 Standby	100	0					
6 Startup	100	0					

Prime Mover Rating

Continuous	Peak
HP MW	HP MW
93871.5 70	93871.5 70

Mvar Limits

Capability Curve User-Defined

Peak Mvar: 43.362

Operating Values

% V	Vangle	MW	Mvar
98.951	0	0	-0.0009

Gen1_HD

Figura 26. Parámetros del generador hidráulico.

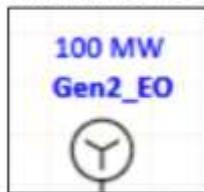
2.1.3 Configuración del generador eólico

Para la configuración del generador eólico, se tienen las mismas características que el sistema hidráulico; es decir, este equipo eléctrico cuenta con la ventana de opciones similar y se rige en valores como: la potencia nominal de 100 MW, el nivel de tensión de 38 kV, el factor de potencia de 97%, la eficiencia de 95% y la potencia aparente de 103.093 MVA.

Del mismo modo, se sabe que ambos generadores se encuentran en un modo de operación Swing y utilizan la opción definida por el usuario para conocer los límites de potencia reactiva. Lo cual es importante para poder delimitar valores futuros en la configuración del módulo ILS.

A continuación, en la Figura 27 se visualizarán las características del generador eólico:

GENERADOR EÓLICO



Synchronous Generator Editor - Gen2_EO **CLASIFICACIÓN**

Harmonic Protection Reliability Fuel Cost Time Domain O and M Remarks Comment
Info Rating Capability Imp/Model Grounding Inertia Exciter Governor PSS

38 kV 100 MW Swing

Rating

MW	kV	% PF	MVA	% Eff.	Poles
100	38	97	103.093	95	4
% of Bus Nom. kV		FLA		RPM	
100		1566		1800	

	Gen. Category	% V	Angle	MW	Mvar	% PF	Qmax	Qmin
1	Design	100	0					
2	Normal	100	0					
3	Shutdown	100	0					
4	Emergency	100	0					
5	Standby	100	0					
6	Startup	100	0					

Prime Mover Rating

Continuous		Peak	
HP	MW	HP	MW
93871.5	70	93871.5	70

Mvar Limits

Capability Curve User-Defined Peak Mvar 43.382

Operating Values

% V	Vangle	MW	Mvar
98.951	0	0	-0.0009

Figura 27. Parámetros del generador eólico.

2.2 Configuración de la línea de transmisión

Para iniciar con la configuración, es necesario conocer el tipo de línea que se utiliza en el proyecto a base de los datos incluidos en ETAP. Se considera una línea de transmisión corta porque cuenta con una tensión entre fase inferior a 60 kV y con una longitud no mayor a 60 km. Además, no se considera el efecto capacitivo por ser despreciable. A continuación, se podrá observar un ejemplo de circuito equivalente de una línea corta.

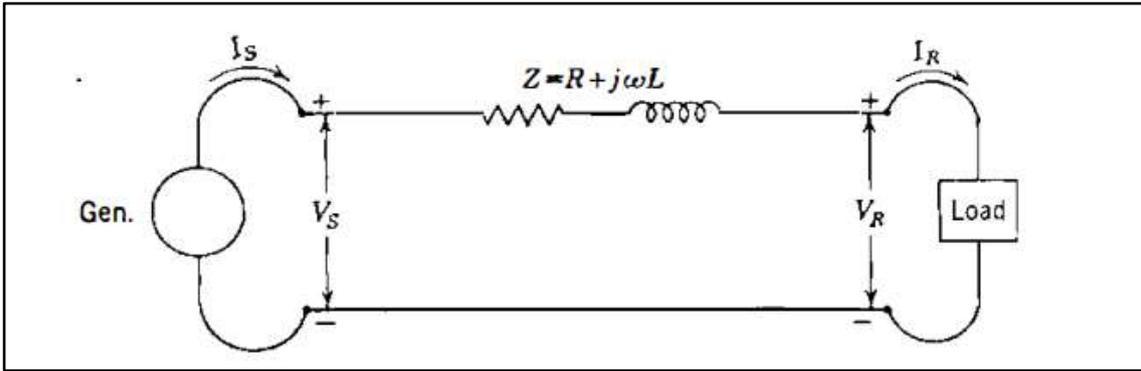


Figura 28. Circuito equivalente de una línea corta.

Los datos mostrados en la siguiente figura nos brindan mayor información a la consideración mencionada:

Figura 29. Información Línea de Transmisión.

La línea de transmisión divide en la red a los generadores y las cargas en el sistema eléctrico del proyecto. Es por ello, que se denomina un valor de distancia aproximadamente de 0.3 km. Para luego, escoger un conductor AAC de aluminio con un tamaño de 1591 kcmil. Estas características se encuentran definidas de manera específica en la siguiente figura.

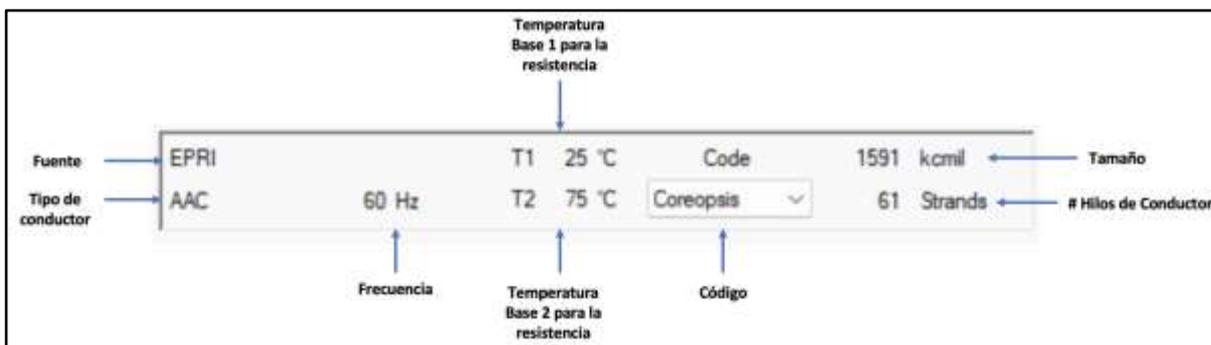


Figura 30. Características de una Línea de Transmisión.

Por otro lado, en la pestaña del conductor fase (figura 31) se puede observar el aluminio como el tipo de conductor, las resistencias a temperaturas comprendidas entre 25°C - 75°C y el diámetro exterior del cable en 1.454 pulgadas.

Figura 31. Características del tipo de conductor.

Para que el software pueda lograr los resultados pasa por una serie de ecuaciones; por ejemplo, para hallar la reactancia de autoinducción por kilómetro [40]:

$$X_k = \vartheta_k \times \omega \ (\Omega/km) \tag{2.2.1}$$

Donde:

ϑ = Coeficiente de autoinducción en H/km.

ω = Frecuencia angular de la corriente.

El coeficiente tiene fases que se utilizan según correspondan los datos de la línea [40]:

- Fase Simple $\vartheta_k = [0.5 + 4.6 \times \log \frac{D}{r}] \times 10^{-4}$

- Fase Duplex $\vartheta_k = [0.25 + 4.6 \times \log \frac{D}{\sqrt{(r \times d)}}] \times 10^{-4}$
- Fase Triple $\vartheta_k = [0.166 + 4.6 \times \log \frac{D}{\sqrt[3]{(r \times d^2)}}] \times 10^{-4}$
- Fase Cuádruple $\vartheta_k = [0.125 + 4.6 \times \log \frac{D}{\sqrt[3]{(\sqrt{2} \times r \times d^3)}}] \times 10^{-4}$

Donde:

- D = Distancia geométrica entre los conductores (en metros).
- d = Distancia entre los subconductores en la misma fase (en metros)
- r = Radio de cada conductor (en metros)

De la misma manera, para la línea se debe tener en cuenta el tipo de configuración (figura 32), porque con este parámetro se puede especificar la ubicación física de los conductores con respecto a un punto de referencia. Además, este punto se sitúa al mismo nivel que la base de la torre para definir la altura de las líneas con respecto al nivel del suelo.



Figura 32. Configuración de la Línea.

2.3 Configuración de las cargas

La configuración de las tres cargas (figura 33) en el sistema eléctrico ofrece diversas herramientas al usuario. Es posible seleccionar el modo de operación de cada carga, permitiendo que estas funcionen como carga de repuesto, de funcionamiento intermitente o de operación continua.

Demand Factor		
Continuous	Intermittent	Spare
100	50	0 %

Figura 33. Información de las cargas.

La prioridad se puede establecer en esta lista, ya que este campo tiene un valor fundamental en las operaciones de deslastre de carga. A continuación, se encuentra el factor de demanda, que se define como el tiempo durante el cual la carga está realmente en funcionamiento. En el software, los cálculos para esta variable se realizan utilizando la siguiente ecuación:

- $Operating\ kW = Rated\ kW \times \%Loading \times Factor\ de\ demanda$
- $Operating\ kvar = Rated\ kvar \times \%Loading \times Factor\ de\ demanda$

En la pestaña de clasificación que se observa en la figura 34, se puede seleccionar el tipo de modelo para la carga, el cual consta de cinco opciones: Convencional, Desbalanceado, Exponencial, Polinomial e Integral.

The figure shows three identical panels stacked vertically. Each panel represents a different load rating: 90 MVA, 75 MVA, and 180 MVA. Each panel contains a header with the rating and a 80% Motor / 20% Static split. Below the header is a 'Model Type' dropdown menu currently set to 'Conventional', a 'Rated kV' input field set to '38', and a 'Calculator...' button.

Figura 34. Tipo de modelo de cargas.

En la parte inferior de esta lista se encuentran los valores de potencia aparente en kVA, potencia activa en kW, potencia reactiva en kvar, factor de potencia (PF), corriente en amperios (A) y tensión en kV. En ETAP, estas variables se calculan utilizando las siguientes ecuaciones:

- $kVA = \sqrt{kW^2 + kvar^2}$
- $PF = kW/kVA$
- $Amps = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times kV}$ (3 fases)
- $Amps = \frac{kVA}{kV}$ (1 fase)

2.3.1 Configuración Lump 1

En primer lugar, se tiene la carga inductiva 1, que cuenta con una potencia aparente de 90 MVA, una potencia reactiva de 49.749 Mvar y una potencia activa de 75 MW. Además, presenta un factor de potencia del 83% y una corriente nominal de 1367 A. Por otro lado, el tipo de carga se divide en un 80% motor y un 20% estático, lo que corresponde a un modelo convencional. Todos estos detalles se pueden apreciar en la figura 35.

MVA	MW	Mvar	% PF	Amp
90	75	49.749	83.33	1367

Figura 35. Configuración de la carga 1.

2.3.2 Configuración Lump 2

En segundo lugar, se tiene la carga inductiva 2 (figura 36), que cuenta con una potencia aparente de 75 MVA, una potencia reactiva de 0 Mvar y una potencia activa de 75 MW. Además, presenta un factor de potencia del 100% y una corriente nominal de 1140 A. Por otro lado, el tipo de carga se divide en un 80% motor y un 20% estático, correspondiente a un modelo convencional.

75 MVA 38 kV (80% Motor 20% Static)				
Model Type		Rated kV		
Conventional		38		
Calculator...				
Ratings				
MVA	MW	Mvar	% PF	Amp
75	75	0	100	1140
Load Type				
Constant kVA				
0	80 %			100
Constant Z				
100	20 %			0

Figura 36. Configuración de la carga 2.

2.3.3 Configuración Lump 3

Por último, se tiene la carga inductiva 3 (figura 37) que cuenta con una potencia aparente de 180 MVA, una potencia reactiva de 100 MVAR y una potencia activa de 150 MW. Asimismo, cuenta con un 70.71% en el factor de potencia y una corriente nominal de 3221 A. Por otro lado, el tipo de carga se encuentra dividido en 80% motor y 20 % estático para un modelo convencional.

MVA	MW	Mvar	% PF	Amp
180	149.769	99.846	83.21	2735

Figura 37. Configuración de la carga 3.

2.4 Configuración de los capacitores

En el banco de capacitores se divide en diversas pestañas que describen los parámetros del componente. Estos se clasifican por su nivel de tensión, la potencia reactiva que se entrega al sistema, el número de bancos y otros valores observados en la Figura 38.

kV	Mvar / Bank	# of Banks	Mvar	Amps
38	110	1	110	1671

Max. kV	Mvar	# of Caps. / Bank	microfarad	Xc (ohms)
0	<input type="radio"/> Mvar	3	202.1	13.1273
	<input checked="" type="radio"/> Bank # x Mvar			

Figura 38. Configuración de los capacitores

El software ETAP calcula y muestra los amperios y la reactancia del capacitor, así como el tamaño del capacitor en microfaradios. Para calcular estas variables se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$Amps = \frac{Kvar}{\sqrt{3} \times kV} - Trifásico \quad (2.4.1)$$

$$Amps = \frac{Kvar}{kV} - Monofásico \quad (2.4.2)$$

$$Xc = 10^3 \times \frac{kV^2}{Kvar} - Ohms \quad (2.4.3)$$

Donde:

Amps: La corriente del capacitor.

Kvar: La potencia reactiva del capacitor.

kV: La tensión del capacitor.

Xc: La reactancia del capacitor.

El siguiente cuadro de la figura 39 contiene opciones para especificar los parámetros de descarga del capacitor. La evaluación de riesgos energéticos de este equipo también se puede iniciar desde esta sección.

El método de descarga se puede seleccionar mediante la lista desplegable. La opción predeterminada es descargar el capacitor como una unidad indivisible dentro de un banco, pero también está disponible la alternativa de hacerlo por fase.

De manera similar, el parámetro "Final Disch. Voltage" se utiliza para calcular la resistencia de descarga necesaria para reducir el voltaje del capacitor desde su valor máximo hasta un nivel seguro. El valor preestablecido es de 100 V, según lo especificado en la NFPA 70E 2021. Sin embargo, este valor se puede ajustar para cumplir con cualquier estándar de descarga de capacitores que se desee.

El "time" se define como el tiempo que le toma al capacitor descargar su voltaje hasta el valor de voltaje de descarga final. Por defecto, este tiempo es de un minuto si el voltaje del capacitor es inferior a 1000 V. Sin embargo, para media y alta tensión, el tiempo establecido es de 5 minutos.

La resistencia se calcula en función de los datos del voltaje y el tiempo. Las siguientes ecuaciones se aplican para hallar esta incógnita:

$$V(t) = V_p e^{-\frac{t}{\tau}}, \tau = RC \quad (2.4.4)$$

Donde:

V_p : Tensión máxima del capacitor (V).

t : Tiempo en segundos.

τ : La constante de tiempo del capacitor.

R : La resistencia de descarga (Ohms).

C : Capacidad (Farads).

El "Loading" asigna un porcentaje de carga a cada una de las diez categorías para el capacitor, permitiendo que cada componente tenga un nivel operativo distinto según la categoría. Para modificar estos porcentajes, es necesario hacer clic en cualquiera de los campos de edición bajo la columna de % de carga. Es importante señalar que cualquier categoría de carga puede ser seleccionada para realizar estudios de carga lenta y arranque de motor.

Energy Discharge

Method	Final Disch. Voltage (V)	Time (Mins.)	Resistance (kOhms)	Evaluate...
Per Capacitor	100	5	776.301	

Loading

	Loading		Capacitor	Feeder Loss	
	Category	%	Mvar	MW	Mvar
1	Design	100	-110	0	0
2	Normal	100	-110	0	0
3	Brake	100	-110	0	0
4	Winter Load	100	-110	0	0
5	Summer Load	100	-110	0	0
6	FL Reject	100	-110	0	0

Operating Load: MW +j Mvar

Figura 39. Configuración de los capacitores.

2.5 Asociación de medidores

En este paso (figura 40), se procede a asociar medidores a los diferentes elementos del sistema eléctrico, como generadores, cargas, capacitores y la barra infinita. La asociación de medidores permite monitorear y registrar datos operativos clave, como la tensión, la corriente, y la potencia activa y reactiva, entre otros parámetros relevantes para el análisis del sistema. Estos datos son fundamentales para comprender el comportamiento del sistema tanto en condiciones normales como durante eventos de deslastre de carga, proporcionando información valiosa para la toma de decisiones y la optimización del rendimiento del sistema eléctrico.

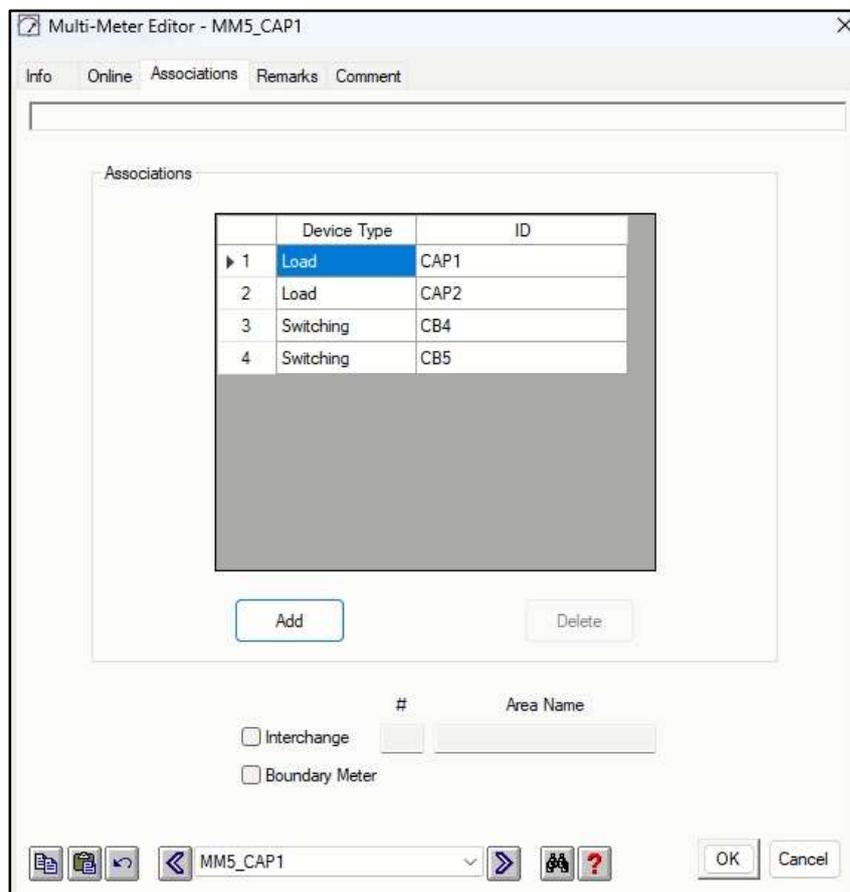


Figura 40. Asociación de los medidores

Asimismo, estos medidores se configuran en el SCADA Integrator (figura 41) para que se encuentren enlazados con los equipos reales del laboratorio Lucas Nülle.

Active	Name	Device Model	Alarm Group	Device	Settings Device	Contrade Device	Contrade Map	Display Alias	Client
<input checked="" type="checkbox"/>	MM0_Gen2	SENTRON PAC 4200_MM	No Alarm	SENTRONPAC4200_MM.73			Open		Local Modbus
<input checked="" type="checkbox"/>	MM1_Liberty	SENTRON PAC 4200_MM	No Alarm	SENTRONPAC4200_MM.72			Open		Local Modbus
<input checked="" type="checkbox"/>	MM2_Lump1	SENTRON PAC 4200_MM	No Alarm	SENTRONPAC4200_MM.71			Open		Local Modbus
<input checked="" type="checkbox"/>	MM3_Lump2	SENTRON PAC 4200_MM	No Alarm	SENTRONPAC4200_MM.69			Open		Local Modbus
<input checked="" type="checkbox"/>	MM4_Lump3	SENTRON PAC 4200_MM	No Alarm	SENTRONPAC4200_MM.70			Open		Local Modbus
<input checked="" type="checkbox"/>	MM5_CAP1	SENTRON PAC 4200_MM	No Alarm	SENTRONPAC4200_MM.74			Open		Local Modbus
<input checked="" type="checkbox"/>	MM7_Gen1	SENTRON PAC 4200_MM	No Alarm	SENTRONPAC4200_MM.75			Open		Local Modbus

Figura 41. Asociación de medidores a los equipos del laboratorio Smart Grid.

2.6 Configuración del SCADA Integrator

El SCADA Integrator de ETAP permite conectar equipos físicos con componentes simulados mediante una dirección IP, facilitando la asociación de interruptores y multímetros. En la columna de "Escala", se define la relación de transformación para representar correctamente los datos en el esquema digital.

Por ejemplo, esta configuración permite que una tensión de línea de 380 V se presente como 38 kV. De esta manera, se mejora la visualización al simular los valores típicos de una central eléctrica real, proporcionando una representación más clara y precisa del sistema eléctrico. A continuación, en las figuras 42 y 43 se visualizan los parámetros del SCADA Integrator y las herramientas que posee.

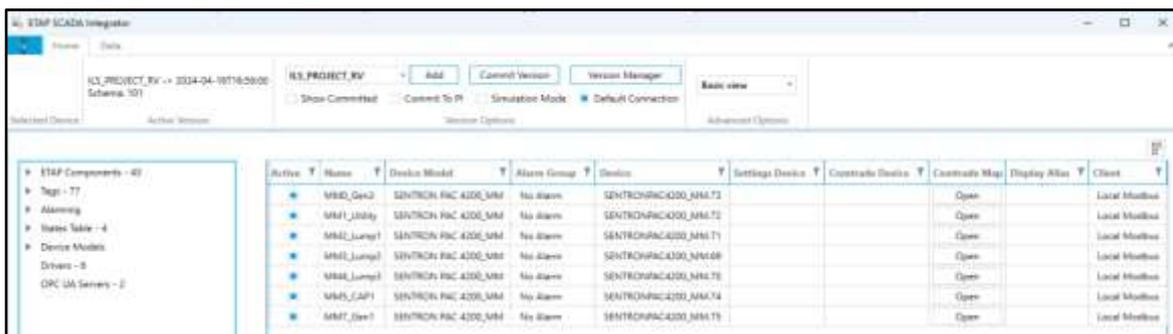


Figura 42. ETAP SCADA Integrator

Active	Name	Type	Calculation	Format	Address	Register Type	Scale	Offset	DI	DO	State Usage	Events	Archival	Archival Interval
<input checked="" type="checkbox"/>	amp	Analog Input	Not Calculated	REAL32	81	Holding Register	1000	0				<input checked="" type="checkbox"/>	No Archival	
<input checked="" type="checkbox"/>	freq	Analog Input	Not Calculated	REAL32	87	Holding Register	173200000	0				<input checked="" type="checkbox"/>	No Archival	
<input checked="" type="checkbox"/>	freq	Analog Input	Not Calculated	REAL32	99	Holding Register	1	0				<input checked="" type="checkbox"/>	No Archival	
<input checked="" type="checkbox"/>	pf	Analog Input	Not Calculated	REAL32	88	Holding Register	100	0				<input checked="" type="checkbox"/>	No Archival	
<input checked="" type="checkbox"/>	MAV	Analog Input	Not Calculated	REAL32	85	Holding Register	1	0				<input checked="" type="checkbox"/>	No Archival	
<input checked="" type="checkbox"/>	Max	Analog Input	Not Calculated	REAL32	87	Holding Register	1	0				<input checked="" type="checkbox"/>	No Archival	

Figura 43. Parámetros del SCADA Integrator

2.7 Activación del Etap Real time

2.7.1 Configuración del ETAP REAL TIME

La configuración de ETAP Real Time es un paso indispensable para el módulo de deslastre de carga inteligente, ya que permite el monitoreo y control en tiempo real del sistema eléctrico. Sin la activación del tiempo real, no es posible recopilar datos históricos ni analizar dinámicamente las perturbaciones para una respuesta rápida. Este módulo asegura que el sistema pueda reconocer condiciones inestables durante su funcionamiento, optimizando la gestión de cargas y ejecutando estratégicamente el ILS, manteniendo así la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

2.7.2 Configuración del ET- Config

El programa ET-Config permite configurar la comunicación entre ETAP y los dispositivos de campo. Puesto que, establece los puntos de medición y control para definir las alarmas y eventos. Asimismo, es capaz de obtener información sobre la arquitectura de comunicación y procesa toda la información a un estado on-line para el proyecto definido.

En la figura 44, es necesario verificar si la información del servidor, la consola y el archivo sean los utilizados a lo largo del desarrollo del proyecto. De la misma manera, es importante conocer las siguientes opciones al momento de ejecutar este programa:

- **Apply:** Aplica los cambios que se realizaron en la configuración del sistema real time, asegurando la implementación de manera inmediata al proyecto actual.
- **Verify:** Verifica los cambios realizados para determinar si existen errores o inconsistencias. Usando esta opción se garantiza de que el sistema y los valores modificados sean válidos y compatibles.

- Register DLLs: Tiene la funcionalidad de registrar las bibliotecas de enlace dinámico imprescindibles para la ejecución del módulo en tiempo real.
- Save: Este paso sirve como opción final para guardar todas las modificaciones hechas por el usuario.

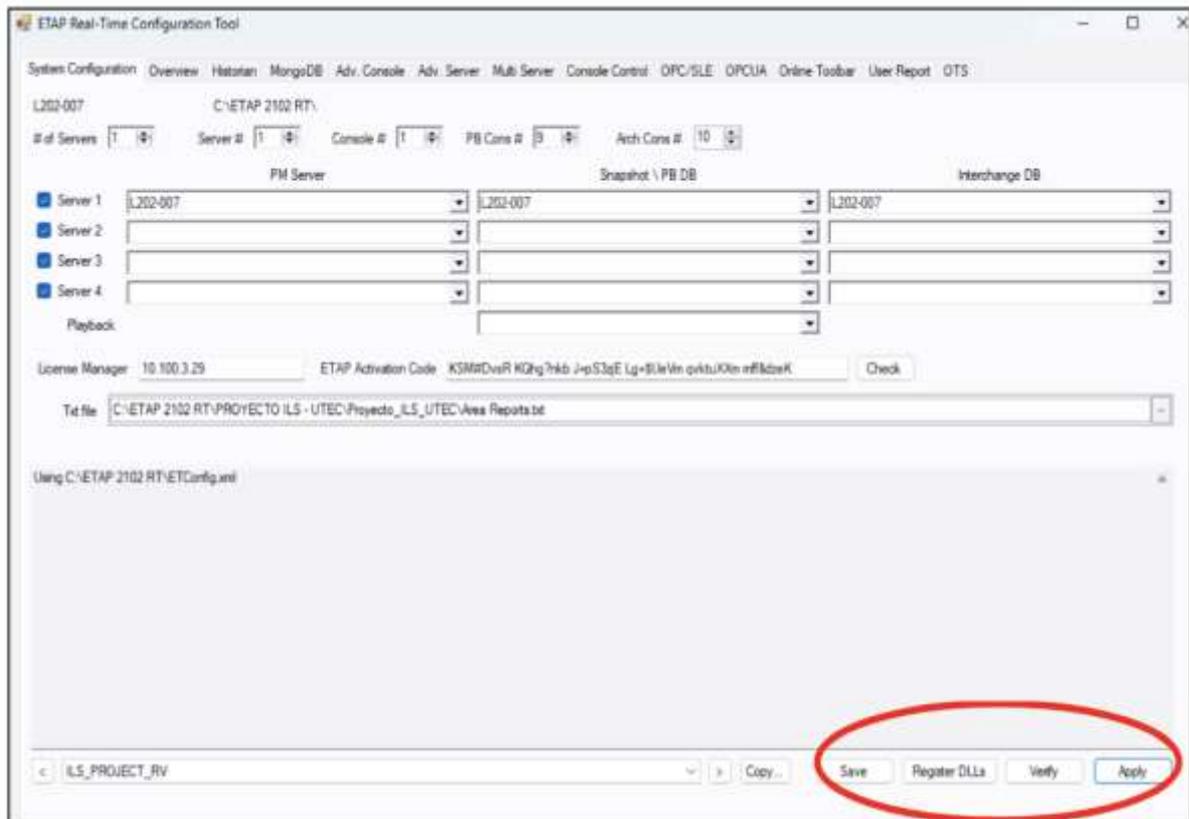


Figura 44. ETAP Real-Time Configuration Tool.

2.7.3 Configuración de los interruptores en RT con el PLC

El software TIA Portal (Totally Integrated Automation Portal) permite una integración para la ejecución correcta de la lógica programable y configuración del PLC (Programmable Logic Controllers). En el desarrollo de la implementación del ILS utilizamos esta herramienta para controlar y personalizar los interruptores del sistema eléctrico creado. De este modo, es posible tener una interfaz con estos equipos del laboratorio Smart Grid en la universidad y el ETAP.

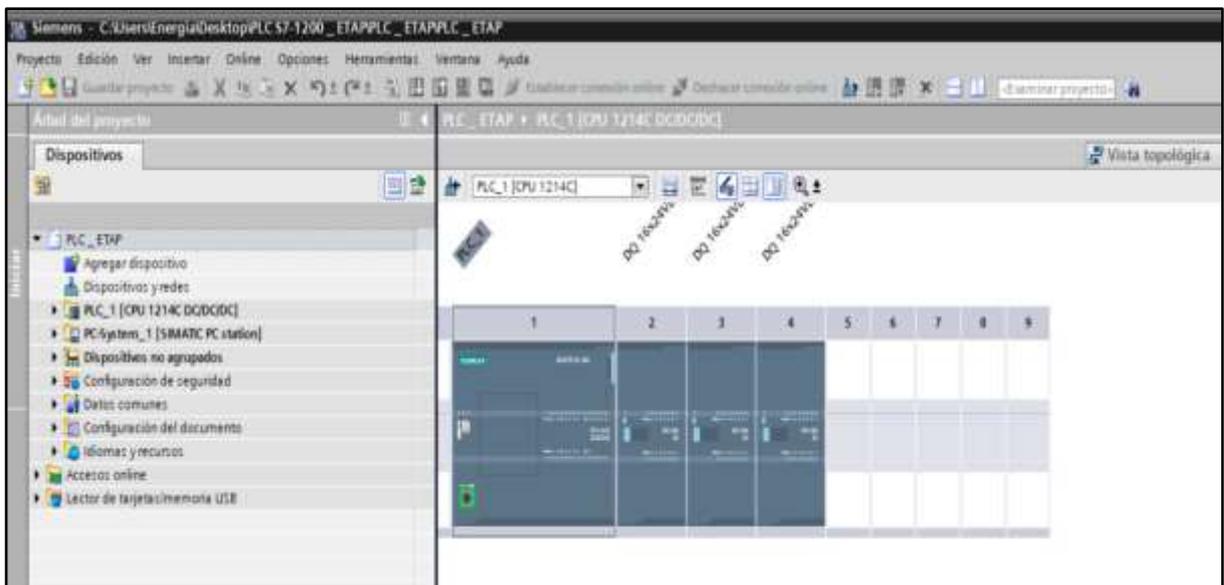


Figura 45. Configuración del PLC en el software TIA Portal

En la figura 46, se puede observar la programación detallada de cada interruptor, segmentada por secciones específicas. Además, se ha incluido una imagen de referencia del interruptor ubicado en el laboratorio, proporcionando una visión de cómo TIA Portal ofrece una interfaz compatible con diversos dispositivos y facilita la integración completa del sistema de deslastre de carga inteligente (ILS) con el PLC.

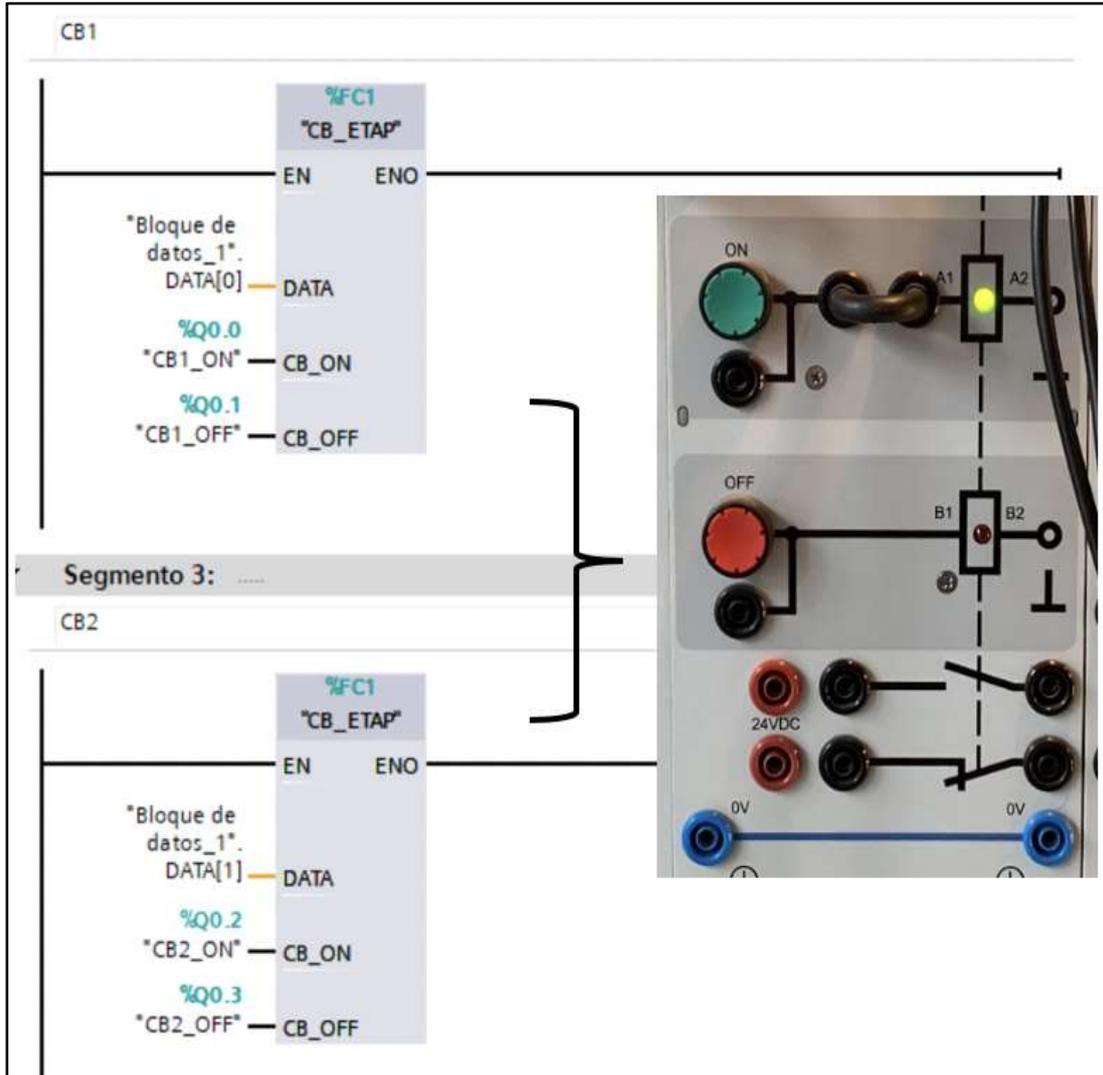


Figura 46. Configuración del PLC en el software TIA Portal

2.7.4 Flujograma del módulo ETAP RT

Los pasos a seguir para configurar y activar el módulo de tiempo real en ETAP suelen tener herramientas mencionadas en subcapítulos anteriores tales como el SCADA Integrator, el ET Config, entre otros. Por esta razón, realizar un flujograma del proceso de activación de este módulo sirve de ayuda para garantizar un resumen breve y guía para el usuario.

A continuación, se observa el sistema eléctrico creado con sus generadores, medidores, interruptores, cargas y capacitores. Luego, se definen los pasos a seguir con la configuración para tener una compatibilidad entre los equipos y el ETAP. Finalmente, se observa la ventana Sys Monitor en donde se encuentra el tiempo real trabajando en condiciones óptimas y sin errores.

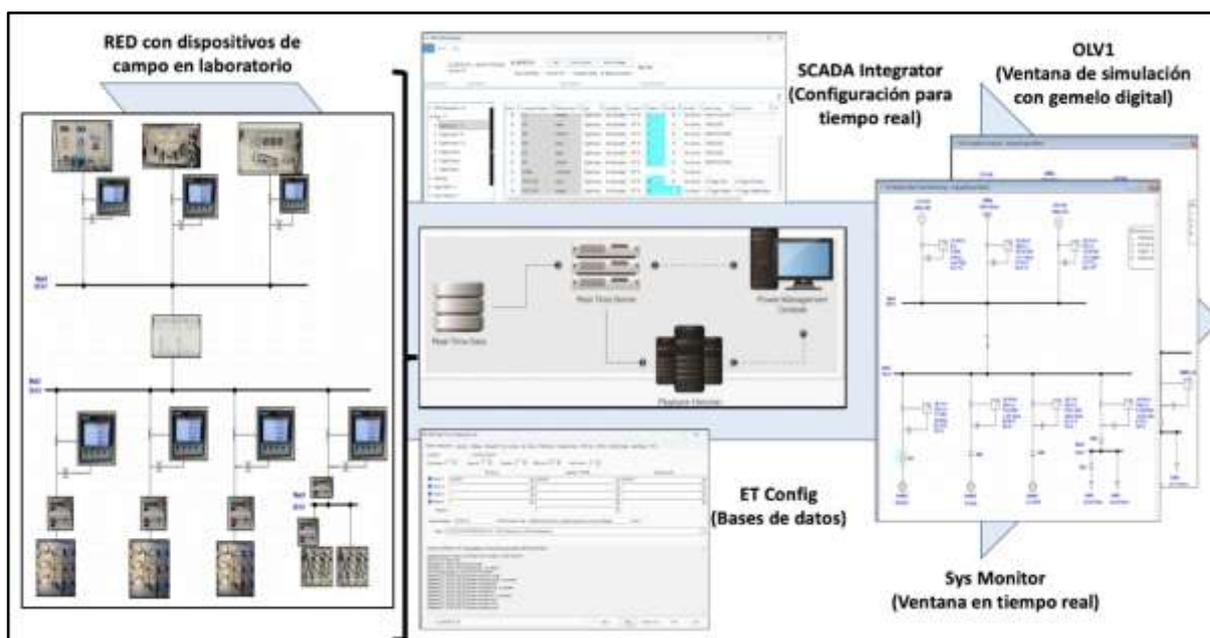


Figura 47. Flujograma del módulo ILS

Finalmente, en la Figura 48 se muestra en detalle el sistema eléctrico de potencia en tiempo real funcionando correctamente. En esta imagen, se pueden observar tanto la potencia activa como la reactiva de cada generador y de las diversas cargas del diagrama. Como se mencionó anteriormente este proceso es de suma importancia, ya que permite la

visualización y el monitoreo de los flujos de potencia en tiempo real, lo cual será de utilidad para la implementación del ILS.

A partir de la información obtenida, se emplearán diferentes escenarios para determinar qué cargas deberán ser desconectadas temporalmente. Esta acción es indispensable para mantener un régimen estricto sobre la eficiencia operativa, la capacidad de generación y la estabilidad del sistema eléctrico en su conjunto.

En los siguientes pasos, se podrán simular y analizar estos escenarios, para demostrar el resguardo de que el sistema opere dentro de sus límites de diseño y se minimicen los riesgos de sobrecargas y fallos.

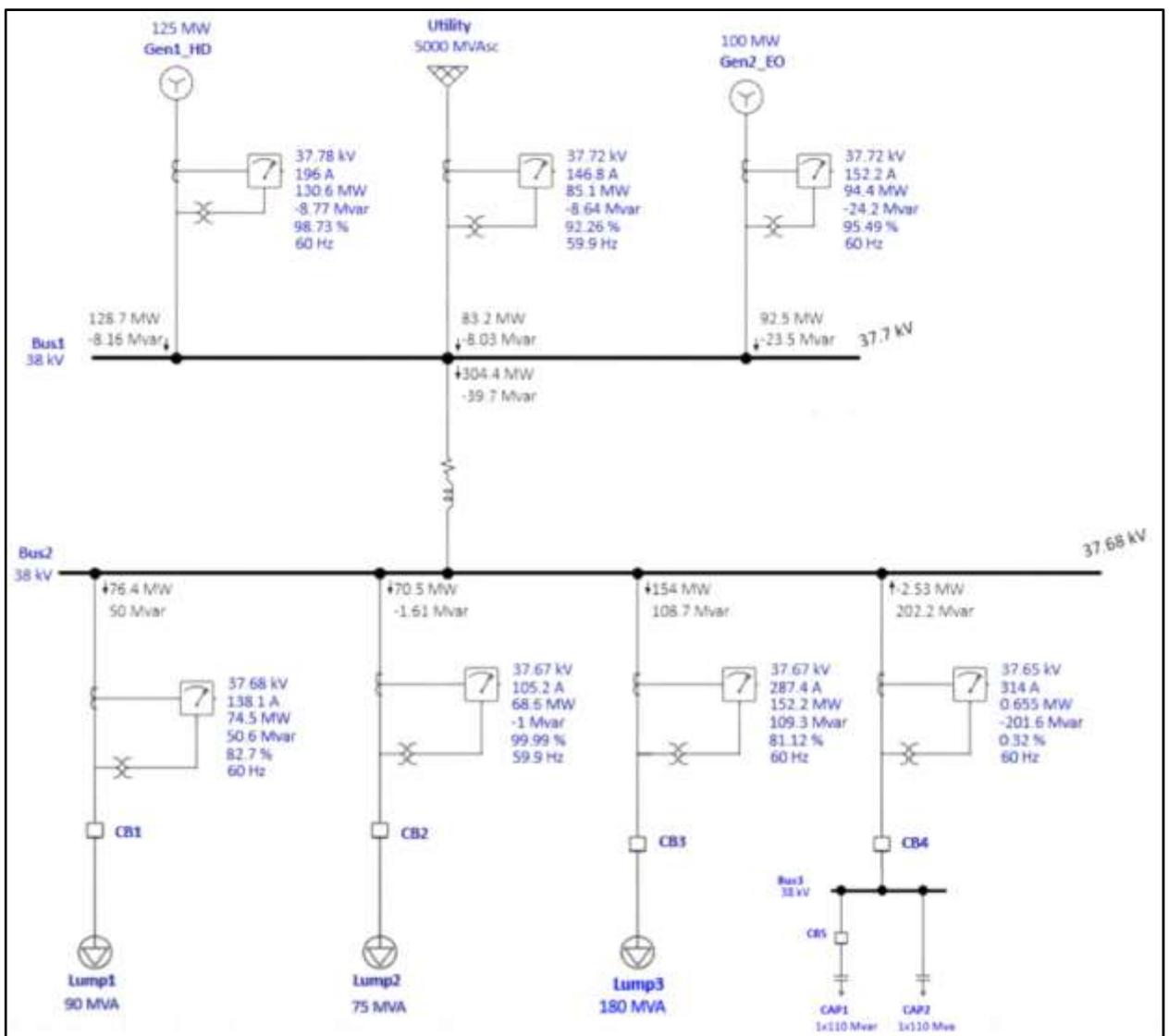


Figura 48. Integración de los equipos reales con el software ETAP.

3. Implementación del módulo ILS

El sistema de deslastre de carga inteligente (ILS) de ETAP está concebido para mejorar el proceso de deslastre de carga mediante lógica personalizable por el usuario. Esta lógica se desarrolla específicamente para cada proyecto, en función de los objetivos y prioridades establecidos por el cliente. La inteligencia incorporada en esta lógica se fundamenta en análisis de estabilidad transitoria, estudios de flujo de carga y flujo óptimo de potencia. También se ofrece un editor de lógica personalizable para que el cliente pueda ajustar o ampliar el sistema sin necesidad de intervención por parte de OTI (desarrollador del software ETAP).

El sistema ETAP ILS está disponible en dos modos: el modo de monitoreo ILS y el modo de simulación ILS. En el modo de monitoreo ILS, el usuario puede supervisar el servidor ILS durante su funcionamiento normal; es decir, puede observar qué cargas se desconectarán en caso de una perturbación en el sistema eléctrico. El usuario también puede vigilar los canales de comunicación entre los analizadores, el servidor ILS y el PLC, y generar informes a partir de esta información.

El modo de simulación ILS permite al usuario emplear datos operativos en tiempo real y/o condiciones operativas simuladas para ejecutar el programa optimizador ILS y visualizar los resultados. Esto ofrece al usuario la posibilidad de probar y validar el ILS antes de ponerlo en funcionamiento. Una vez que el sistema está en línea, si el usuario desea ajustar o ampliar el sistema, puede utilizar el modo de simulación ILS para evaluar el impacto en el sistema antes de implementarlo.

El módulo ILS opera después de cada ciclo de escaneo de los datos en tiempo real. ETAP ILS optimiza los escenarios de deslastre de carga para cada señal de activación y transfiere los resultados del ILS (matriz ILS) a los PLCs de ETAP ILS. Esta matriz se calcula basándose en:

- La generación, consumo y configuración en tiempo real (valores operativos) del sistema.
- Lógica definida por el usuario.
- Secuencia de prioridad u optimización de grupo, que puede ser definida por el usuario desde el caso de estudio ILS.
- Tabla de prioridad de cargas, también definida por el usuario desde el caso de estudio ILS.

Los PLC están programados para iniciar el proceso de deslastre de carga inmediatamente después de recibir señales de activación del sistema ILS. Dependiendo de el tipo de PLC, hardware de comunicación, tráfico de datos, distancias, distribución/ubicación de los PLCs y la complejidad del sistema eléctrico, el tiempo total desde el inicio de un disparador hasta la señal de activación de los disyuntores puede variar entre 20 ms y 200 ms.

Los principales objetivos del Sistema ILS son los siguientes:

- Preservación de la máxima carga o deslastre mínimo de carga (optimización del deslastre de carga).
- Mantener la estabilidad del sistema basado en oscilaciones a corto plazo, de ciclos múltiples y sub síncronas.

Estos objetivos se logran gracias a la inteligencia proporcionada por la lógica definida por el usuario y la velocidad general de este proceso de deslastre de carga. Con ETAP ILS, el proceso de deslastre de carga puede iniciarse antes de que ocurra cualquier desviación de frecuencia en el sistema. En general, cuanto más se demore en eliminar la carga, mayor será la cantidad de carga que se debe eliminar. Por lo tanto, el flujo (campo magnético) dentro del generador colapsará exponencialmente con el tiempo durante perturbaciones y/o rechazos del generador. Es necesario analizar una serie de escenarios de estabilidad dinámica para lograr un deslastre de carga efectivo.

De la misma manera, para cumplir todos los objetivos y parámetros en la implementación del módulo ILS es necesario seguir pasos importantes mencionados líneas bajo en los subcapítulos.

3.1. Configuración de ETConfig y UA Server para ILS

En la configuración del ETAP Real-Time Configuration Tool de la figura **49**, se revisa el subcapítulo 2.7.2 para confirmar que la herramienta esté activa y que las modificaciones se hayan aplicado correctamente en el servidor. Por esta razón, para evitar errores o contingencias durante la implementación del módulo ILS, es necesario seguir los pasos bien establecidos que se detallan en la siguiente figura:

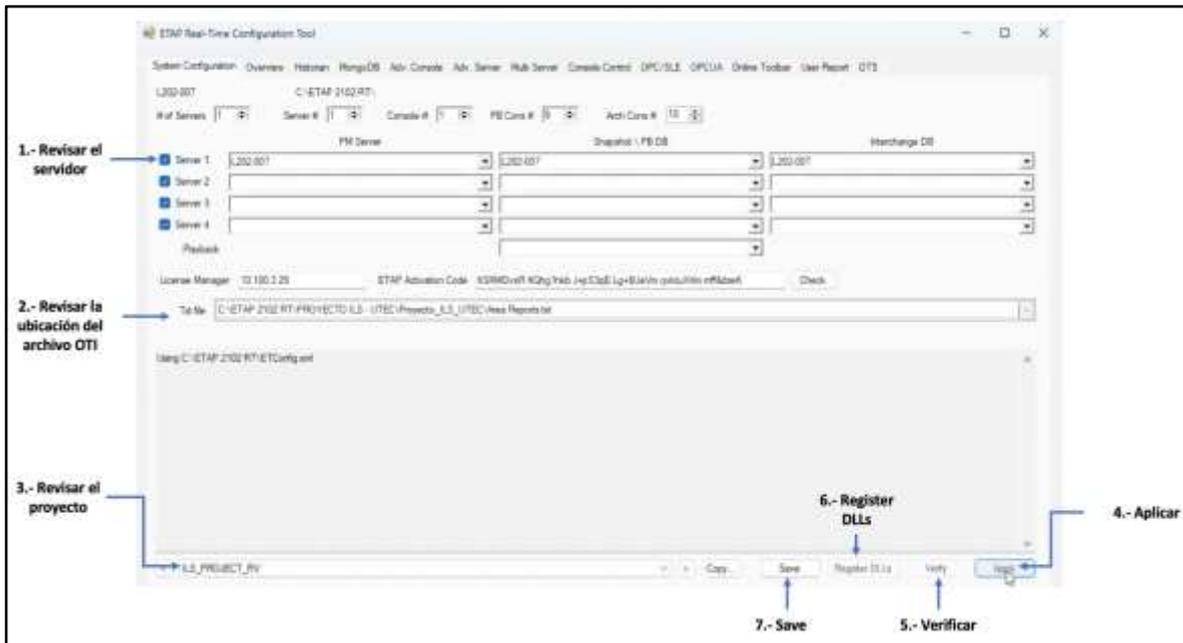


Figura 49. Configuración ET Config para ILS.

Finalmente, en las pestañas consecutivas del ET Config se debe verificar la correcta ubicación del archivo con respecto al proyecto, así como asegurar el funcionamiento sin complicaciones de la base de datos.

Por otra parte, en el proceso de configuración para el módulo ILS, es importante continuar con el paso de la activación del UA Server (figura 50).

Este servidor opera de manera sincronizada como una interfaz de comunicación entre ETAP y diversos equipos externos, facilitando la gestión de datos en tiempo real. Esta funcionalidad es fundamental para obtener información actualizada del sistema eléctrico, permitiendo a los operadores tomar medidas proactivas para una gestión efectiva de la red.

Una de las funciones principales del UA Server es la recopilación y centralización de datos en tiempo real procedentes de diversas fuentes como medidores inteligentes, sistemas SCADA y dispositivos IoT. Estos datos son esenciales para realizar análisis y simulaciones en tiempo real, evaluando el impacto de estrategias de deslastre de carga antes de su implementación. Este enfoque no solo optimiza las acciones de deslastre, sino que también reduce al mínimo las interrupciones del servicio eléctrico.

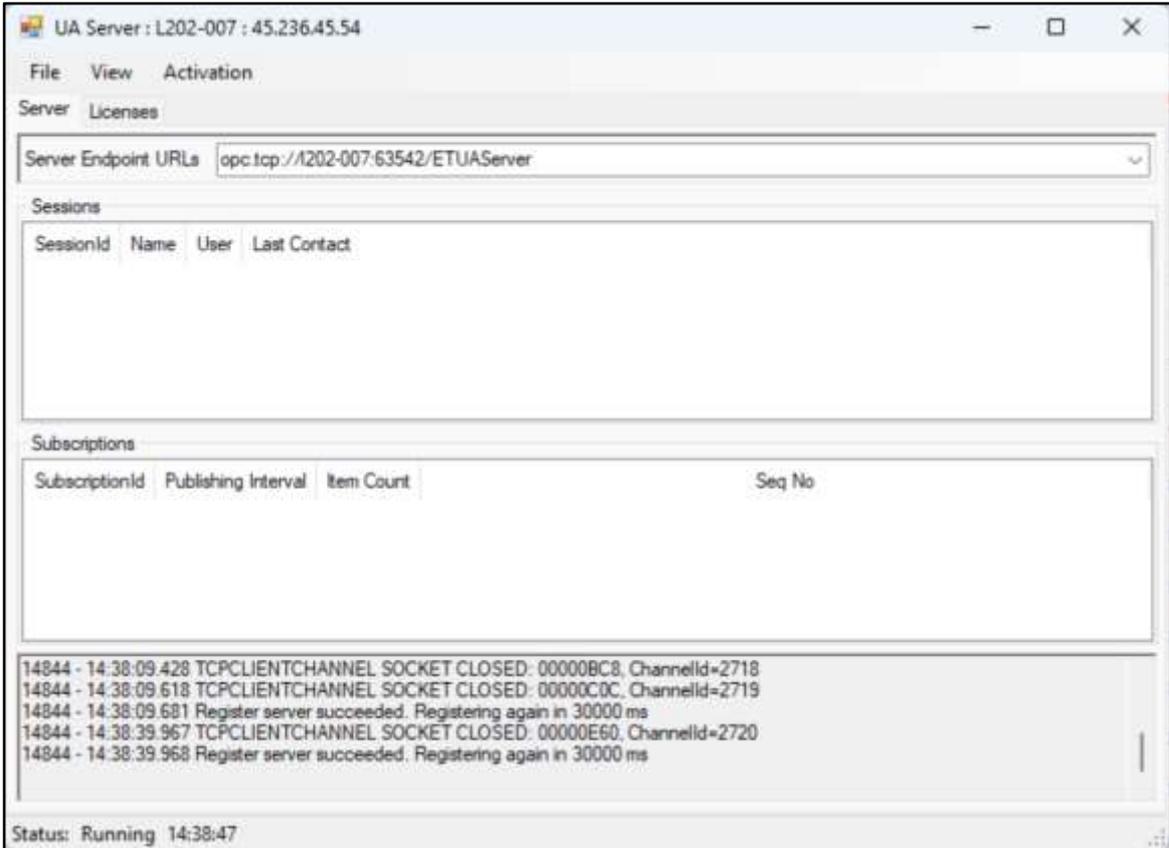


Figura 50. Configuración UA Server.

3.2. Load Shedding Configuration Manager

3.2.1. Load Shed PDs

Esta herramienta permite a los usuarios definir y gestionar los puntos de desconexión que van a ser utilizados durante la ejecución de los eventos del deslastre de carga inteligente. Estos puntos de desconexión son los lugares en la red eléctrica donde se puede interrumpir la carga para mantener la estabilidad del sistema en situaciones de emergencia. Además, permite asignar prioridades a cada punto de desconexión. Esto es crucial para determinar el orden en que se realizarán las desconexiones durante un evento de deslastre de carga. Las cargas menos críticas pueden ser configuradas con una prioridad más baja, mientras que las cargas críticas tendrán una prioridad más alta, como se puede observar en la figura 51.

The screenshot shows the 'Load Shedding Configuration Manager' interface. At the top, there are tabs for 'Load Shed PDs', 'Triggers', 'Logic', 'Schedules', 'Rotation', and 'Communication'. Below the tabs are several icons: 'Add' (blue plus), 'Delete' (red X), 'Move Up' (up arrow), 'Move Down' (down arrow), 'Renumbering' (circular arrows), and 'Group By' (circular arrow with 'G'). There are also buttons for 'Validate' and 'Subsystems'. Below these icons are two sections: 'Load Shed Switching Devices' and 'Prevent LIS Table Resequencing'. The main part of the interface is a table with the following data:

Controller #	ID #	Active	ID	Equipment Name	Area	Meter	# of Customers	Connected MW	Priority
1	1	W	CB1	CB1	A000	MM2_lump1	0	0	1
1	2	W	CB2	CB2	A000	MM3_lump2	0	0	1
1	3	W	CB3	CB3	A000	MM4_lump3	0	0	2
1	4	W	CB4	CB4	A000	MMS_CAP1	0	0	4
1	5	W	CB5	CB5	A000	MMS_CAP1	0	0	3

Figura 51. Load Shed PDs.

3.2.2. Triggers

Los triggers cumplen un valor fundamental en este proceso de configuración porque establecen las condiciones bajo las cuales se activará el deslastre de carga inteligente. Estas condiciones están diseñadas para responder a diferentes tipos de eventos y necesidades del sistema eléctrico, brindando una respuesta rápida y efectiva para mantener la estabilidad del sistema.

Para ello, existen tres tipos principales para esta herramienta.

En primer lugar, se encuentra el tipo “Fast”, el cual se define como una condición que requiere una respuesta inmediata para prevenir una falla en la red. Estos triggers están programados para activarse de manera instantánea cuando se detectan ciertas condiciones críticas.

- Condiciones de Activación: Frecuencias extremadamente bajas, caídas de voltaje severas, pérdida súbita de generación o carga crítica.
- Acciones Asociadas: Desconexión rápida de cargas no esenciales, activación de generadores de respaldo, o redistribución inmediata de cargas.

En segundo lugar, el tipo “Overload” se activa cuando el sistema detecta condiciones de sobrecarga, en otras palabras, cuando se produce un aumento de demanda de energía superior a la capacidad del sistema para suministrar de manera segura.

- Condiciones de Activación: Corrientes excesivas en líneas de transmisión, sobrecargas en transformadores o generadores.
- Umbrales Específicos: Valores específicos de corriente o potencia que cuando ocurre un incremento en ellas, desencadenan el deslastre.
- Acciones Asociadas: Desconexión de cargas de menor prioridad para reducir la demanda, redistribución de cargas para aliviar puntos de sobrecarga.

Por último, el tipo “Scheduled” es una condición programada para el ILS que se activa en momentos predeterminados. Este trigger se utiliza para gestionar el consumo de energía de manera planificada, evitando picos de demanda y optimizando el uso de recursos.

- Condiciones de Activación: Horarios específicos del día, días a la semana, o periodos de alta demanda predecible.
- Programación Específica: Horarios y fechas preestablecidas en los que se realizará el deslastre de carga.
- Acciones Asociadas: Desconexión planificada de cargas no esenciales durante periodos pico, activación de programas de respuesta a la demanda.

Del mismo modo, existen opciones como la descripción y el trigger ID, estas pueden ser completadas según el nombre que el usuario prefiera o como sea nombrado el equipo eléctrico que saldrá de operatividad ante una falla.

Por otro lado, existen tipos de asociación que son cruciales para definir qué elementos del sistema eléctrico estarán involucrados en la acción de deslastre. Los tipos de asociación están conformados por Switching, Source, Branch, Bus, Load y Meter. A continuación, se detalla la función de esta característica y cual es la información específica que proporciona.

- Switching
 - Descripción: Hace referencia a los dispositivos de conmutación, como interruptores y seccionadores.
 - Condiciones de Activación: Se basa en el estado de estos dispositivos (abierto o cerrado).
 - Acciones Asociadas: Cambiar el estado de los interruptores para aislar partes del sistema o redistribuir la carga.
- Source
 - Descripción: Son los generadores y otras fuentes de energía.
 - Condiciones de Activación: Pérdida de generación, bajo rendimiento de un generador, o condiciones de sobrecarga en la fuente.
 - Acciones Asociadas: Activación de generadores de respaldo, redistribución de la carga generada, o desconexión de fuentes problemáticas.

- Branch
 - Descripción: Está conformada por las líneas de transmisión y distribución.
 - Condiciones de Activación: Por sobrecorriente, sobrecarga, o falla en una línea.
 - Acciones Asociadas: Deslastre de carga conectada a esa línea, redistribución del flujo de energía para aliviar la sobrecarga.
- Bus
 - Descripción: Representa los nodos o barras dentro del sistema de distribución.
 - Condiciones de Activación: Desviaciones de voltaje, sobrecarga en un bus específico.
 - Acciones Asociadas: Desconexión de cargas conectadas a ese bus, ajuste de voltajes mediante reguladores de tensión.
- Load
 - Descripción: Incluye todas las cargas específicas dentro del sistema.
 - Condiciones de Activación: Sobrecarga, condiciones de demanda excesiva.
 - Acciones Asociadas: Desconexión selectiva de cargas no críticas, redistribución de cargas críticas.
- Meter
 - Descripción: Se refiere a los dispositivos de medición y monitoreo.
 - Condiciones de Activación: Lecturas anómalas, como frecuencia baja, voltaje bajo o corriente alta.
 - Acciones Asociadas: Activación de procedimientos de deslastre basados en las lecturas del medidor, ajuste de configuraciones del sistema en respuesta a las mediciones.

Los triggers (figura 52) poseen entre los parámetros mostrados la opción de ejecución. En esta, se pueden observar dos modos: Controller y ETAP.

Si se selecciona el modo “Controller”, se indica que las acciones de deslastre de carga se ejecutarán directamente a través de los controladores de hardware que están instalados en el sistema eléctrico. Estos controladores son dispositivos físicos que se encuentran conectados a los diferentes componentes del sistema y son capaces de tomar decisiones en tiempo real basándose en la lógica de deslastre configurada. Esta opción permite una respuesta rápida y autónoma, porque el controlador actúa de manera independiente ante el software principal, reduciendo la latencia en la respuesta a eventos críticos.

Por otro lado, si se escoge el modo “ETAP” se ejecutan las acciones de deslastre de carga que serán gestionadas y ejecutadas por el software ETAP en sí mismo. En este caso, el gemelo digital actúa como el cerebro del sistema, monitoreando las condiciones y enviando comandos a los diferentes dispositivos a través de interfaces de comunicación. Esta opción tiene una mayor preferencia para sistemas donde se prefiere una supervisión y control centralizados, y donde las acciones pueden ser más complejas y requieren la integración de múltiples factores antes de ejecutar el deslastre.

De manera resumida, la selección de las opciones Fast, Source y Controller en el diseño de deslastre de carga se justifica por la necesidad de una respuesta inmediata y autónoma ante condiciones críticas que podrían afectar la estabilidad del sistema eléctrico.

Los Fast Triggers brindan una intervención casi instantánea en situaciones de caídas severas de voltaje o pérdidas súbitas de generación, evitando fallas de alto rango. La asociación con la fuente (Source) asegura que el deslastre se gestione específicamente en respuesta a problemas originados en los generadores eólico e hidráulico para el proyecto, garantizando una reacción precisa y dirigida. Finalmente, la ejecución mediante Controller permite una respuesta autónoma y rápida, ya que los controladores de hardware actúan independientemente del software central, reduciendo la demora de reacción y mejorando la eficiencia de la intervención en tiempo real.



Figura 52. Configuración Triggers.

3.2.3. Logic

La lógica programable permite a los usuarios definir y visualizar el código de programación detrás de las acciones de deslastre de carga. Asimismo, esta lógica ayuda a los usuarios a entender cómo diferentes condiciones y eventos se interconectan y cuáles son las acciones que se ejecutarán en respuesta a estos eventos. De la misma manera, en esta opción se definen condiciones específicas que deben cumplirse para activar el deslastre de carga.

Estas condiciones pueden incluir factores como frecuencia del sistema, niveles de voltaje, corrientes en los circuitos, entre otros. También se especifican las acciones que se tomarán cuando se cumplan estas condiciones, cómo desconectar cargas específicas o activar generadores de respaldo. A continuación, se muestra la configuración de la lógica programable.

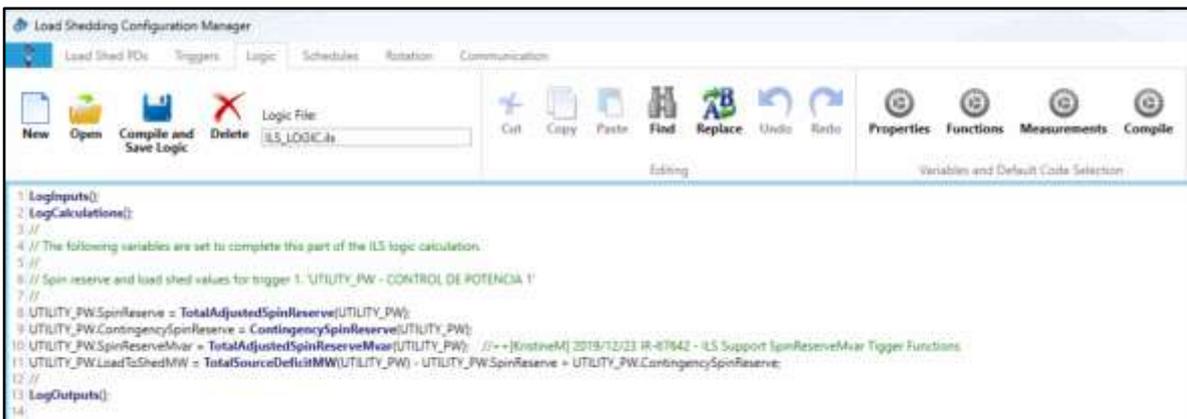


Figura 53. Configuración lógica programable.

Los MW Operating hace referencia a la potencia activa que se genera por el generador en un tiempo determinado. Con los megavatios operativos se puede monitorear la cantidad de MW que está generando el sistema en tiempo real y ajustar la programación del ILS en función a esta generación.

El P Limit (Límite de Potencia Activa) define el valor máximo de potencia activa (MW) que el generador puede suministrar. Al modificar esta característica cumple la función de que no se exceda la capacidad máxima de generación.

Por otro lado, el Q Limit (Límite de Potencia Reactiva) establece el límite máximo de potencia reactiva (Mvar) que el generador puede suministrar o absorber. Este modo cumple el trabajo de mantener el control de voltaje y mantiene los rangos establecidos por el usuario.

Finalmente, el factor de sensibilidad SF indica cómo la generación afecta a las condiciones de la red. Este parámetro es utilizado para ajustar las diferentes variaciones de carga, facilitando una respuesta más eficiente en situaciones de deslastre.

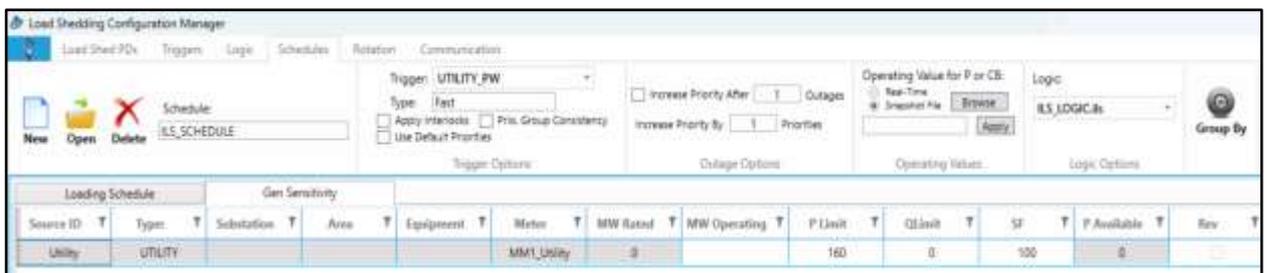


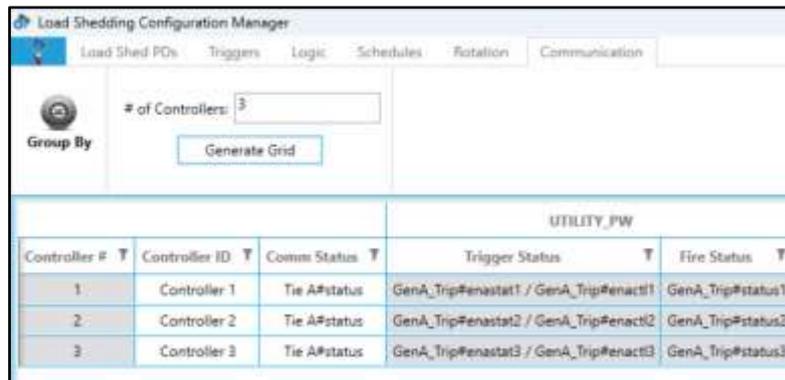
Figura 55. Configuración Gen Sensitivity

3.2.5. Rotation

La ventana de Rotation se utiliza para gestionar la rotación de cargas en el ILS. Este tipo de administración es importante para distribuir de forma parcial el tiempo de deslastre entre diferentes cargas, asegurando que ninguna carga específica esté desconectada por un periodo de tiempo prolongado.

3.2.6. Communication

La comunicación (figura 56) cumple la función de asegurar que las señales de control y datos de monitoreo se transmitan de manera efectiva entre los diferentes componentes del sistema de energía , como generadores, cargas y centros de control.



UTILITY_PW				
Controller #	Controller ID	Comm Status	Trigger Status	Fire Status
1	Controller 1	Tie A#status	GenA_Trip#enact1 / GenA_Trip#enact1	GenA_Trip#status1
2	Controller 2	Tie A#status	GenA_Trip#enact2 / GenA_Trip#enact2	GenA_Trip#status2
3	Controller 3	Tie A#status	GenA_Trip#enact3 / GenA_Trip#enact3	GenA_Trip#status3

Figura 56. Configuración Communication

3.3. Load Shedding Monitor

La ventana de Load Shedding Monitor (figura 57) es otra de las partes fundamentales para configurar el proceso del módulo ILS porque proporciona herramientas para supervisar y gestionar los eventos de deslastre en tiempo real. Sin embargo, es importante conocer sus pestañas de esta ventana.

La sección de Trigger Monitor cumple la función de inspeccionar los disparadores que gestionan el deslastre de carga. En la parte superior del monitor se puede observar el Viewer Mode, Project Settings y Communications. En el primer parámetro indica el modo, la fuente y el tiempo. En el segundo parámetro muestra el archivo que se utilizó en el Schedule y en la Lógica. Por último, en la parte de comunicación muestra los cuatro servicios que deben estar activos en color verde, los cuales son: el servidor ILS, el controlador, el UA server y el dispositivo local del laboratorio como el servidor de tiempo real.



Figura 57. Configuración Trigger Monitor

Se presentan dos tablas en esta ventana: una para los parámetros triggers y otra para la carga asociada. Estas tablas son esenciales para comprender cómo gestionar y cuando se activan los eventos.

En primer lugar, se observa la herramienta del disparador (figura 58) la cual muestra sus características principales. Estos parámetros se dividen en:

- Name: Indica el nombre del trigger y es proporcionado por el usuario.
- Subsystem: Es el subsistema, el cual se completa de manera enumerativa.
- Spin Reverse: Hace referencia al Giro Inverso y tiene la función de mostrar si la capacidad de los generadores para invertir el flujo de energía está activa. Esto representa si los generadores son capaces de reaccionar rápidamente para suministrar o absorber energía según sea necesario.
- Cont.SR: Es la continuación del giro inverso y proporciona la duración con la continuidad de la operación del punto anterior. Además, informa sobre cuánto tiempo los generadores pueden mantener dicha operación crítica.
- Req Ld Shed: Se define como el requerimiento de deslastre de carga e indica la cantidad de carga que es necesaria para mantener la estabilidad del sistema en el deslastre. Esta métrica es ajustable dinámicamente en función de las condiciones actuales del sistema.
- Ld Shed: Es llamada la carga deslastrada y comprende la cantidad de carga que ha sido efectivamente deslastrada. Su función es importante para verificar que las medidas necesarias se han llevado a cabo conforme a los requerimientos.

Triggers						
#	Name	Subsystem	Spin Reserve	Cont.SR	Req Ld Shed	Ld Shed
1	UTILITY_PW	1	0.000	0.000	155.254	220.067

Figura 58. Configuración Trigger Monitor

En segundo lugar, se observa el parámetro de Loading Table (figura 59), el cual muestra características para la carga asociada. A continuación, se definirán cada una de ellas:

- GPR (Grupo): Señaliza el grupo al que pertenece cada carga o breaker. Dicha opción ayuda a categorizar y administrar las cargas en base a su prioridad.
- IL (Interruptible Load): Hace referencia a las cargas que son designadas como interrumpibles, en otras palabras, son aquellas que pueden ser desconectadas en casos de emergencia o para balancear las cargas del sistema. Dichas cargas suelen tener una prioridad baja y son las primeras en ser deslastradas cuando es necesario reducir la demanda.
- CB/LD Name (Nombre del Breaker/ Carga): Brinda el nombre o identificador del breaker o carga específica, ayudando en la identificación rápida de los elementos en el sistema.
- Ctl Mode (Modo de control): Es el modo de control para cada carga o breaker, puede darse en modo local o remoto, o cualquier estado relevante.
- Status (Estado): En esta opción se visualiza si las cargas o breaker están en un estado abierto (open) o cerrado (closed).
- ShedMW (Megawatts Deslastrados): Muestra la cantidad de megavatios que han sido deslastrados para cada carga en específica, brindando un panorama claro de la contribución de cada carga en el proceso de deslastre.

Loading Table		Chart View				
GRP	IL	CB/ID Name	SubSys	CB Mode	Status	ShedMW
-1	0	CB1 / CB1	1	Remote	Closed	74.912
1	0	CB2 / CB2	1	Remote	Closed	68.896
2	0	CB3 / CB3	1	Remote	Closed	131.081
-4	0	CB4 / CB4	1	Remote	Closed	0.744
-3	0	CB5 / CB5	1	Remote	Closed	0.744

Figura 59. Loading Table

En tercer lugar, se puede denotar otro parámetro definido como Chart View (figura 60), esta vista gráfica muestra una representación visual de los valores relacionados con los triggers y el deslastre de carga.

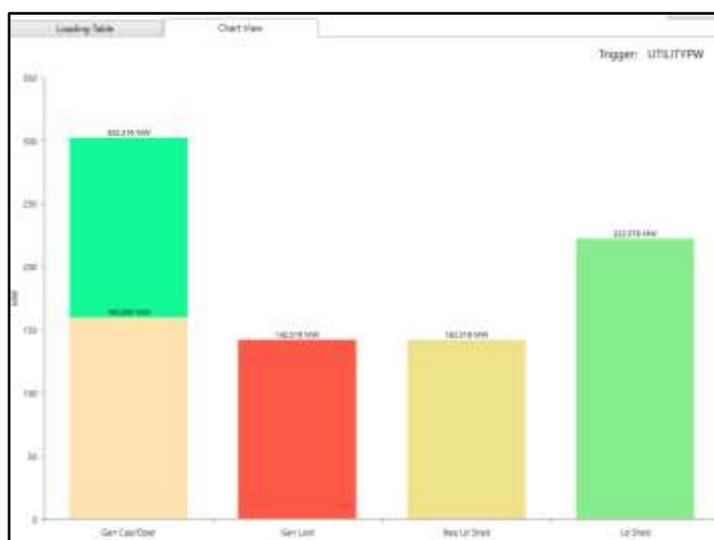


Figura 60. Chart View

En este gráfico, el eje Y indica la cantidad de potencia activa en MW y el eje X incluye las categorías de Gen Cap/Oper que es la capacidad de operación de los generadores, la generación perdida “Gen Lost”, el requerimiento de deslastre de carga “Req Ld Shed” y la carga deslastrada “Ld Shed”.

El Chart View ayuda a visualizar la relación y el impacto de cada una de las características en el proceso de deslastre de carga, brindando una comprensión más clara de cómo se gestiona y responde el sistema a las distintas condiciones de carga y generación.

3.4. Activación del módulo ILS

Una vez configurados los parámetros del módulo ILS, se procede a activar el icono del ILS ubicado en la barra de herramientas, en el lado derecho. Posteriormente, se accede como se indica en la Figura 61, donde se encuentran disponibles las opciones de Trigger Monitor, ILS Events, ILS Gen/Load Monitor e ILS Parameter Monitor.

En la pestaña ILS Trigger Monitor se detallan las características que describen el funcionamiento y los valores de deslastre de carga en tiempo real. Además, en la imagen se explica la utilidad y el significado de cada parámetro mostrado en esta ventana:

Figura 61. ILS Monitor - Real Time

Además, en la pestaña correlativa se encuentra el ILS Events, que detalla los eventos del deslastre de carga inteligente una vez implementados los escenarios. En la Figura 62 se puede observar que esta opción canaliza toda la información histórica obtenida del deslastre de carga.

Es posible filtrar los eventos por fecha y hora para cada escenario. Además, se puede configurar el período de tiempo óptimo para mejorar las condiciones de la red.

Las tablas de Triggers y Loads se completan automáticamente por el software una vez que se inicia el módulo y se configuran las cargas. Estas tablas tienen la función de monitorear las marcas de tiempo y proporcionar alertas o mensajes en las cargas según sea necesario.

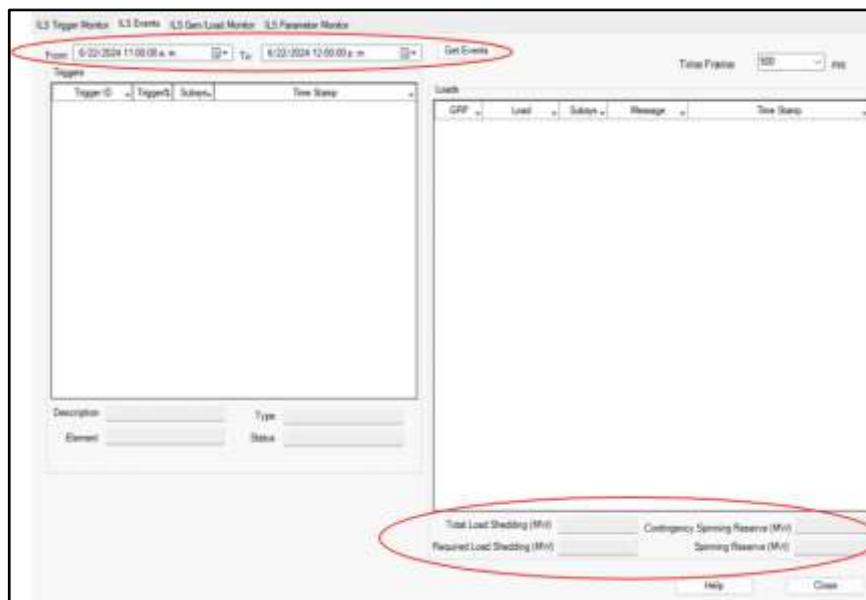


Figura 62. ILS Events

El ILS Gen/Load Monitor se enfoca en la supervisión en tiempo real de la generación y la carga del sistema. Este monitoreo cumple un papel fundamental al garantizar que se mantenga un equilibrio óptimo entre la generación de energía y la demanda, permitiendo a los usuarios responder de manera rápida y efectiva ante cualquier desequilibrio que pueda afectar la estabilidad de la red eléctrica.

Es indispensable mantener un equilibrio adecuado entre la generación y la carga para evitar sobrecargas o subutilización de recursos energéticos, lo que podría resultar en costos adicionales o en una menor eficiencia del sistema eléctrico.

Por esta razón, el monitoreo continuo proporcionado por el ILS Gen/Load Monitor es capaz de detectar fluctuaciones en tiempo real, optimizando así las decisiones operativas y mejorando la confiabilidad del suministro eléctrico.

En la Figura 63, la tabla proporciona información sobre el seguimiento de los generadores en la sección "Sources", donde se pueden observar los valores clave como la potencia real, la tensión y el tipo de equipo eléctrico. Además, hay una subdivisión operativa que indica el estado actual de cada equipo en tiempo real.

The screenshot shows the 'Sources' section of the ILS Gen Monitor. It contains a table with columns for Source ID, Rating (MW, kV, Type), and Operating (MW, Mvar, Amp). The data rows are Gen1_HD, Gen2_HD, and UNky. A Totals row is at the bottom.

Source ID	Rating			Operating		
	MW	kV	Type	MW	Mvar	Amp
Gen1_HD	125.000	38.000	Synchronous Generator	0.000	0.000	0.000
Gen2_HD	100.000	38.000	Synchronous Generator	0.000	0.000	0.000
UNky		38.000	Power Grid	300.680	-66.810	474.857
Totals	225			300.680	-66.810	

Figura 63. ILS Gen Monitor

La tabla de cargas (figura 64) muestra principalmente los datos operativos y el estado de cada interruptor. Durante la ejecución de los escenarios, esta sección será crucial para monitorear y analizar cómo varían la potencia real y la potencia reactiva.

The screenshot shows the 'Loading' section of the ILS Load Monitor. It contains a table with columns for CB ID, Equipment, Status, and Operating (MW, Mvar, AMP). The data rows are CB1 through CB5. The 'Open' status for CB4 and CB5 is highlighted in red. A Totals row is at the bottom.

CB ID	Equipment	Status	Operating		
			MW	Mvar	AMP
CB1	CB1	Close	74.658	51.128	137.799
CB2	CB2	Close	69.097	-0.999	105.208
CB3	CB3	Close	152.356	101.580	278.758
CB4	CB4	Open	0.000	0.000	0.000
CB5	CB5	Open	0.529	-218.248	340.250
Totals			296.639	-66.540	

Figura 64. ILS Load Monitor

Finalmente, el ILS Parameter Monitor (figura 65) es para la gestión e inspección de los parámetros claves del sistema que impactan al deslastre de carga. Estas características incluyen el nombre del componente, la etiqueta de datos (Data Collection Tag), el valor actual del parámetro monitoreado y la variable asociada a cada elemento.

ComponentName	ElementID	DCSTag	Value	Variable
Local Modbus		(Local Modbus#Heartbeat)	true	Heartbeat
ILSTable		(ILSTable#Connection)	false	Connection
UTILITY_PW		(UTILITY_PW#enstat)	false	enstat
UTILITY_PW		(UTILITY_PW#status)	false	status

Figura 65. ILS Parameter Monitor

4. Configuración y Simulación de escenarios de fallas y contingencias

En la presente sección se describe la configuración de las cargas y generadores en tres escenarios distintos para evaluar el desempeño del módulo ILS para validar el cumplimiento de lo seteado por el usuario.

4.1. Primer Escenario

El primer evento (figura 66) configurado para el proyecto se llevará a cabo mediante la desconexión del generador hidráulico "Gen1_HD". Este procedimiento se realiza directamente en el software ETAP, en conjunto con los equipos del laboratorio Smart Grid en UTEC. De esta manera, el proceso simula un caso real y se obtienen datos aproximados en cada etapa.

A partir de este primer caso, el módulo de deslastre de carga inteligente analizará los valores de demanda de la red del SEIN. En caso de que haya una variación en los parámetros de este sistema, el ILS deberá indicar qué carga se pondrá fuera de servicio para compensar este cambio abrupto en la energía. Así, se comprobará la eficacia del módulo y su capacidad para realizar tanto mantenimiento predictivo como correctivo en cualquier instalación industrial con un consumo significativo de energía.

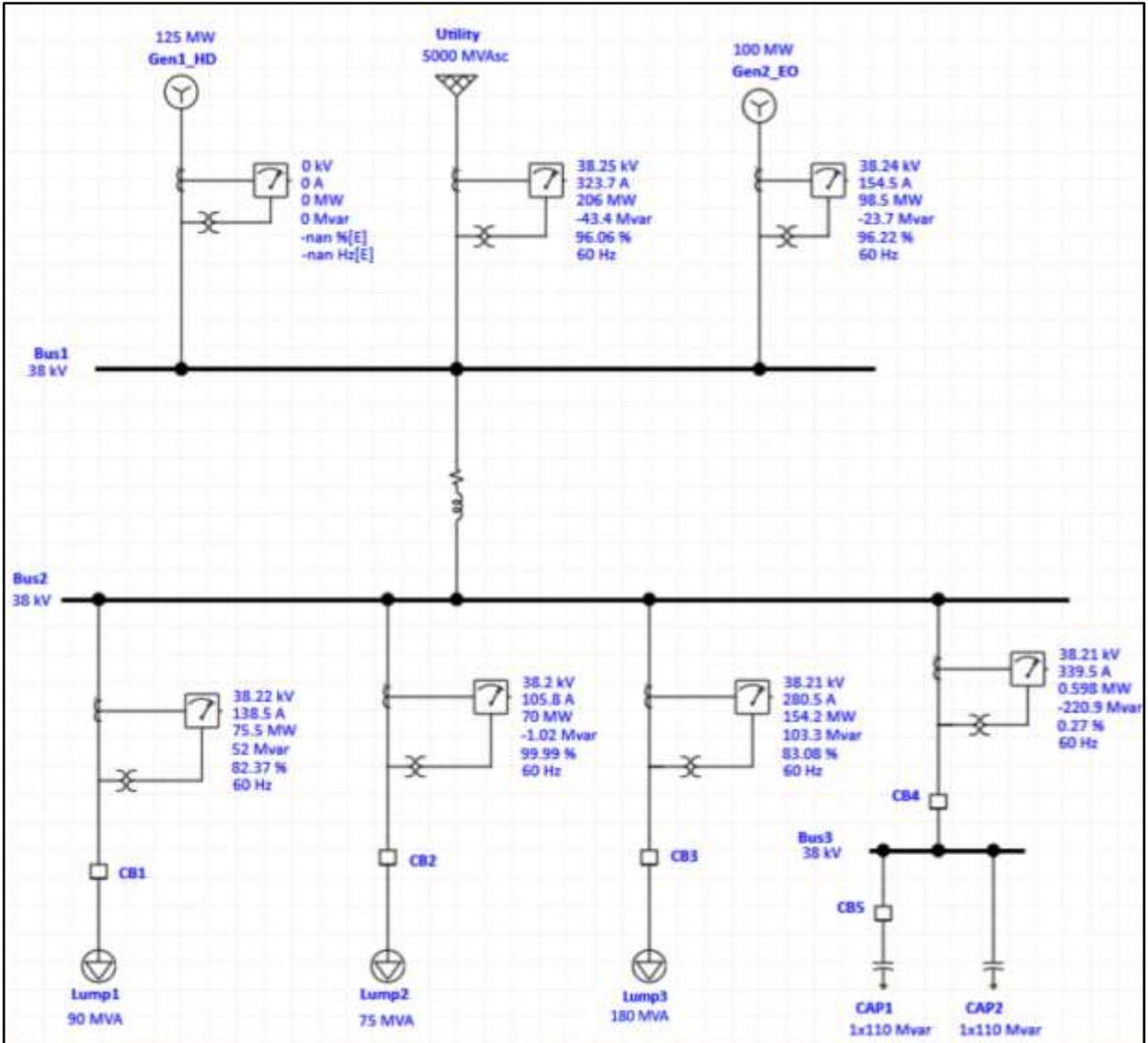


Figura 66. Primer Escenario

4.2. Segundo Escenario

El segundo evento (figura 67) configurado para el proyecto se llevará a cabo mediante la desconexión del generador eólico "Gen2_EO". De esta manera, se podrá analizar cuál de los dos generadores tiene una mayor tasa de criticidad en caso de fallas que lo dejen fuera de servicio. Es igualmente importante observar cómo varían los datos en la barra infinita en ambos casos, ya que esto determinará si es posible realizar un deslastre de carga o no.

En la sección de resultados se detalla en profundidad lo sucedido en cada caso y se explica por qué algunas cargas se balancean y otras no. Por esta razón, es fundamental revisar la Figura 48, donde se muestra el sistema en tiempo real, y comparar los valores con los escenarios para observar el flujo de cambio existente.

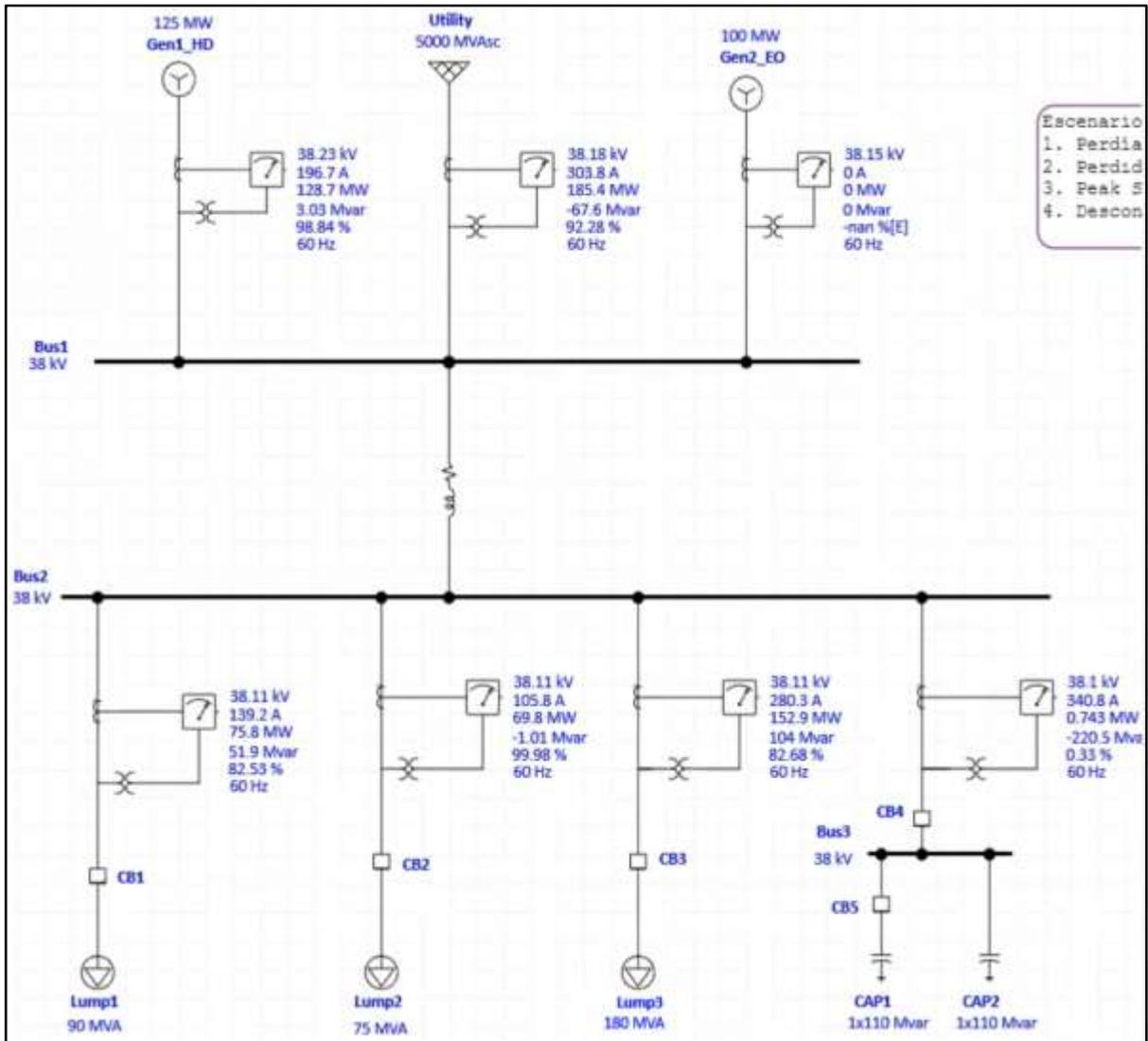


Figura 67. Segundo Escenario.

4.3. Tercer Escenario

El tercer evento (figura 68) del proyecto se llevará a cabo desconectando ambos generadores, tanto el hidráulico (Gen1_HD) como el eólico (Gen2_EO). Con la desactivación de estos generadores, el sistema dependerá únicamente de la barra infinita para mantener la estabilidad y el suministro eléctrico. Este escenario es crucial para mantener la estabilidad y el suministro eléctrico. Este escenario es crucial para evaluar cómo responde el módulo ILS ante una pérdida significativa de generación. En esta situación, el ILS determinará qué cargas deben ser deslastradas según la prioridad definida en el Load Shedding Manager, dentro de la pestaña Schedule.

Además, este escenario permite analizar la eficiencia del sistema de protección y control en tiempo real, observando cómo se redistribuyen las cargas y cómo se estabiliza el sistema tras una pérdida considerable de generación. También ofrece información valiosa sobre la resiliencia de la red y la capacidad del ILS para prevenir un colapso del sistema mediante el deslastre estratégico de cargas.

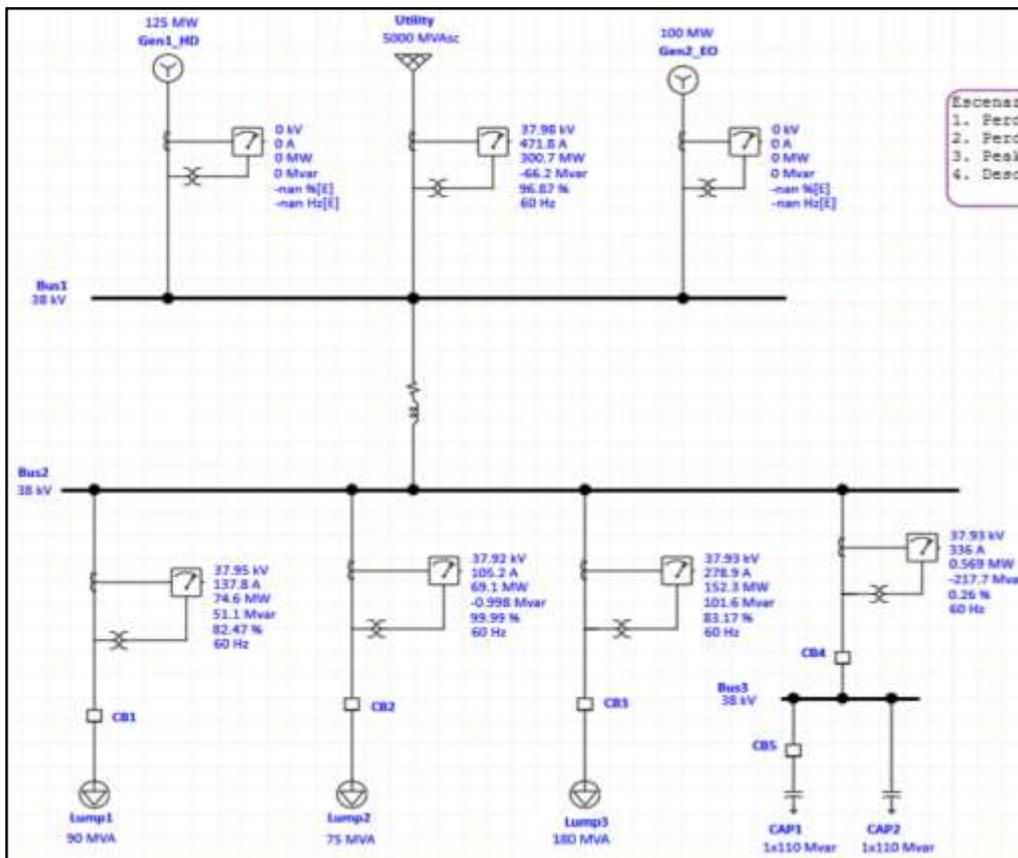


Figura 68. Tercer Escenario.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS

En este capítulo se analizarán los resultados de los tres escenarios posibles a presentarse durante la operación del SEP. En las siguientes imágenes se visualizarán paso a paso toda la metodología implementada en el software ETAP.

1. Primer escenario - ILS

En primer lugar, se implementó el escenario descrito en el subcapítulo 4.1, que requiere que el generador hidráulico esté fuera de servicio. Como resultado, se puede observar en la figura 69 que el módulo ILS notifica al usuario para desactivar la carga "Lump 2", ya que esta se encuentra primera en la lista de prioridades configuradas en el Load Shedding Configuration Manager.

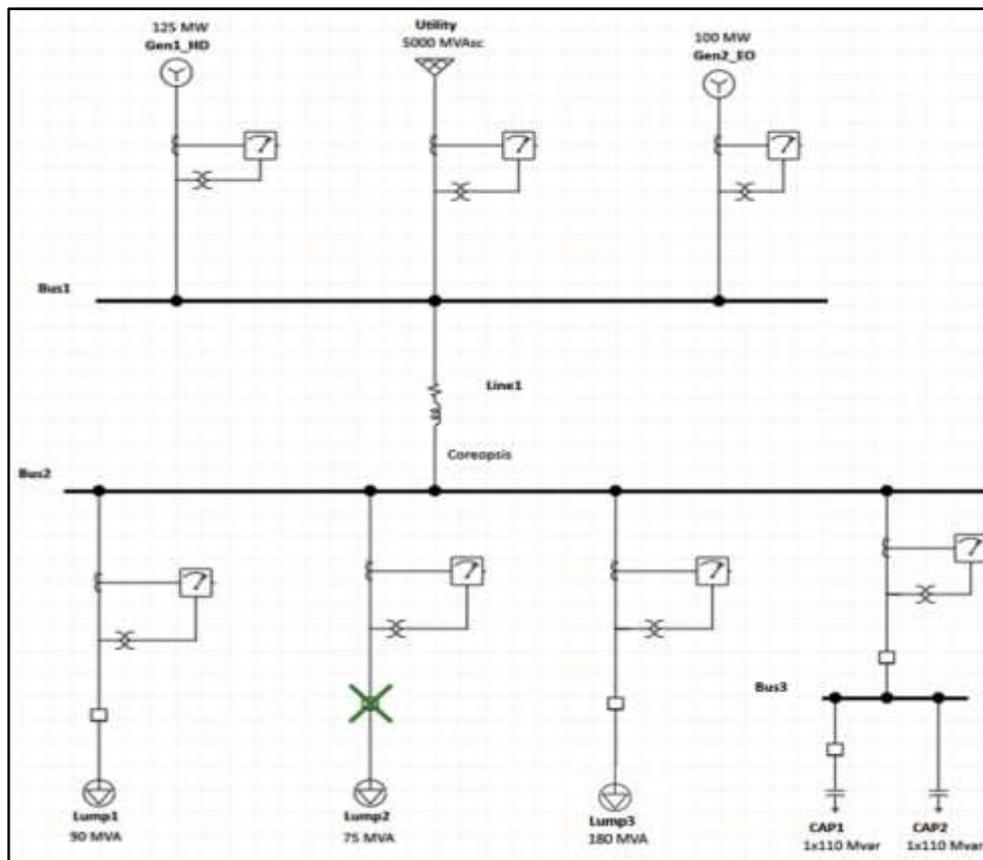


Figura 69. ILS- Escenario 1

Posteriormente, se procede a desactivar de manera remota el interruptor de la segunda carga utilizando el software ETAP. Esta acción permite verificar de forma integral que el sistema de deslastre de carga inteligente opera de manera correcta y eficiente.

En la Figura 70 se presentan los cambios observados en los generadores y en la barra infinita, los cuales exhiben una variación significativa en los parámetros de energía activa y reactiva. Estos cambios son cruciales para entender la dinámica del sistema bajo condiciones de deslastre de carga. El análisis detallado de estos resultados permitirá identificar los beneficios específicos que se obtienen al ejecutar el módulo ILS, como la mejora en la estabilidad de la red y la optimización de los costos.

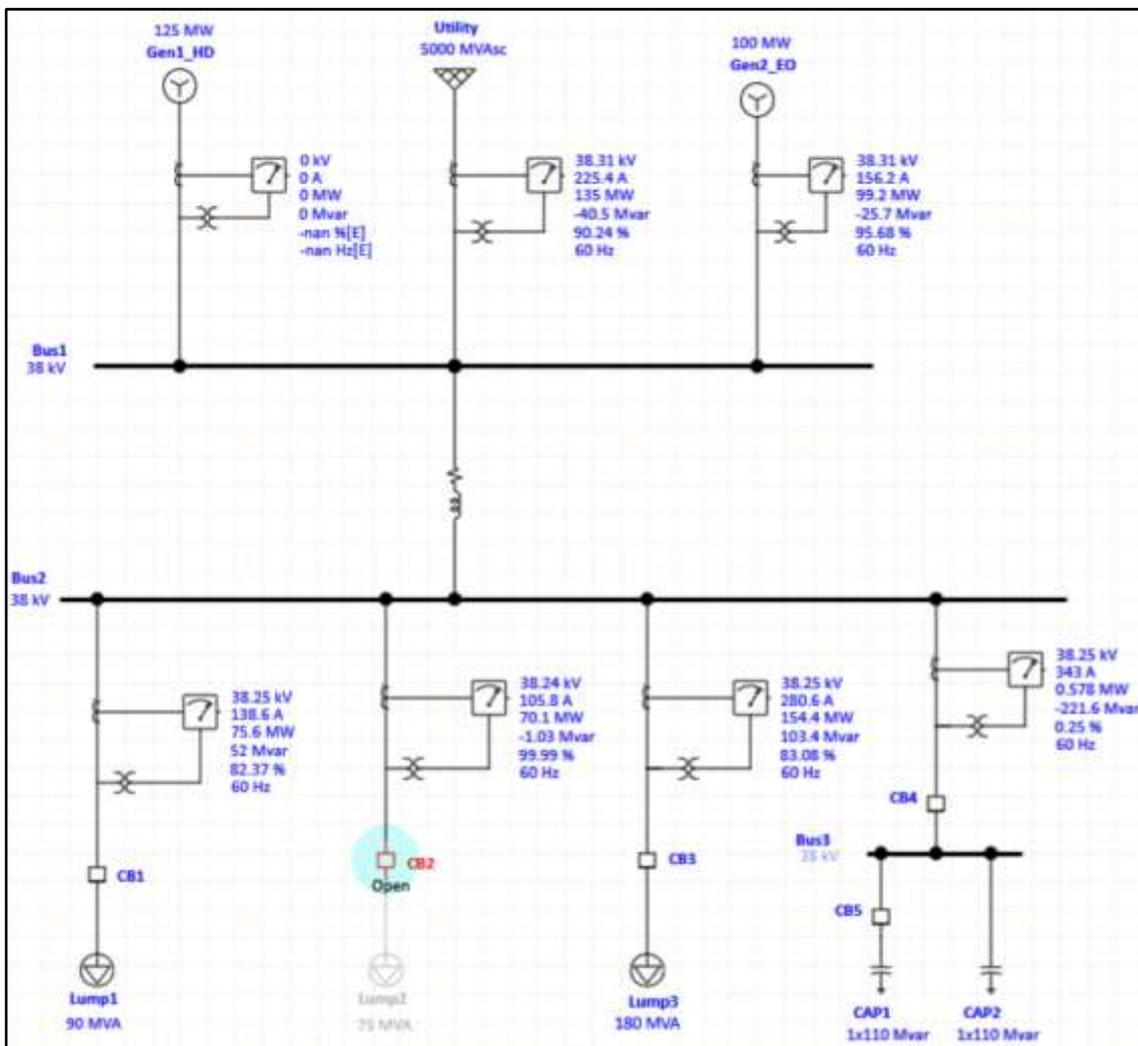


Figura 70. ILS- Escenario resuelto 1

2. Segundo escenario - ILS

En segundo lugar, se procede a la desconexión del generador eólico con el fin de monitorear y analizar las contingencias en la fuente principal de energía (figura 71). Este procedimiento permite una comparación dinámica entre los generadores, facilitando la visualización de cuál de ellos tiene un mayor impacto en la demanda energética.

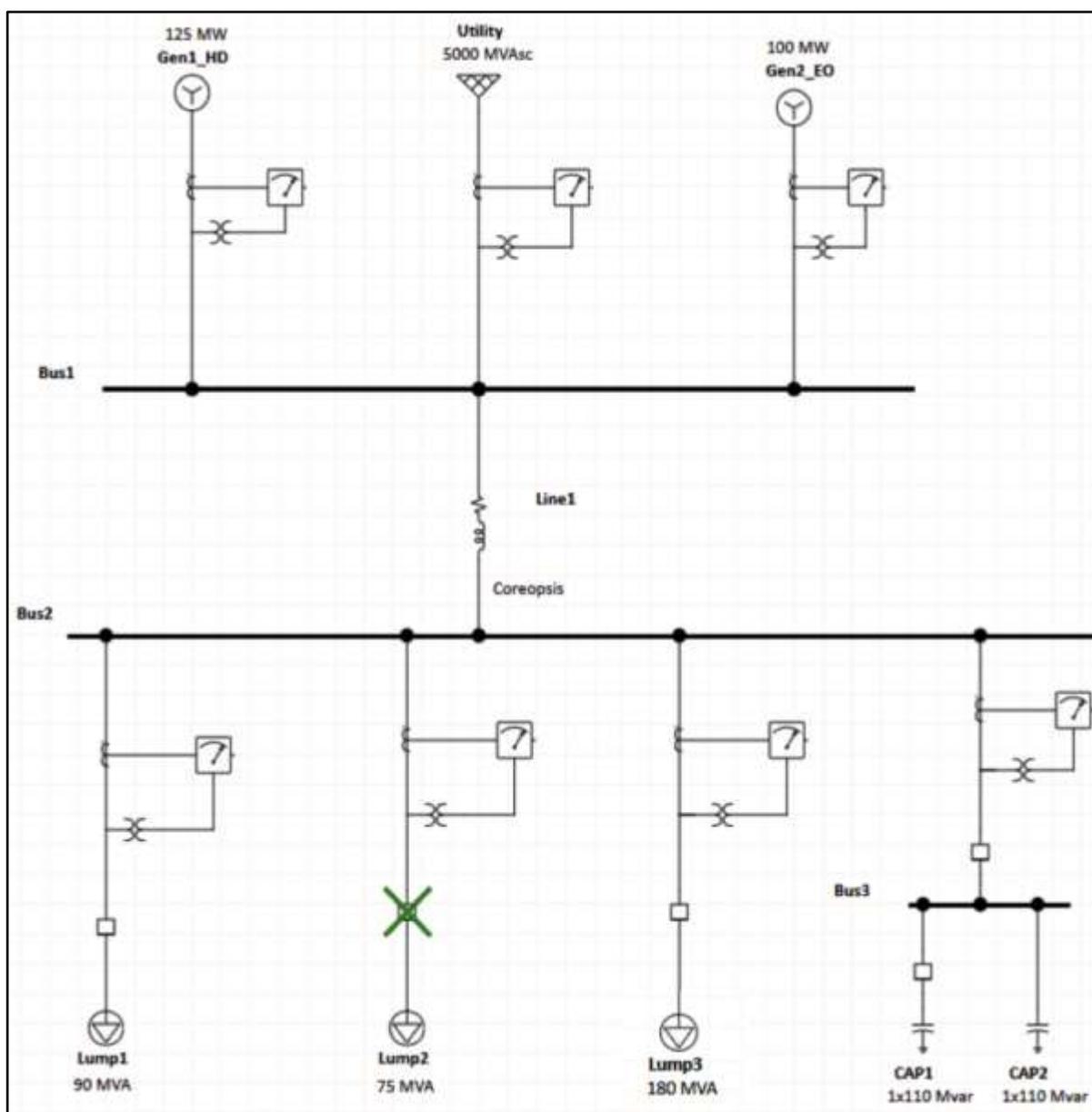


Figura 71. ILS- Escenario 2

Al desconectar el generador eólico, el registro del ILS indica deslastrar la carga dos, ya que, como se mencionó en el primer escenario, esta carga se encuentra como primera opción para estar inoperativa. Sin embargo, esta condición puede ser actualizada según las necesidades del usuario y el análisis del impacto que puede causar en la red.

Se puede observar (figura 72) en detalle una similitud entre la desconexión de un generador y otro, pero es importante considerar el cambio que se produce en la barra infinita. Asimismo, es imprescindible reconocer que cada generador y operación va a tener un comportamiento diferente para cada sistema; es decir, en un diagrama eléctrico de cualquier industria con mayor equipamiento, posiblemente tendrá un desastre diferente en cuanto a prioridades y eventos.

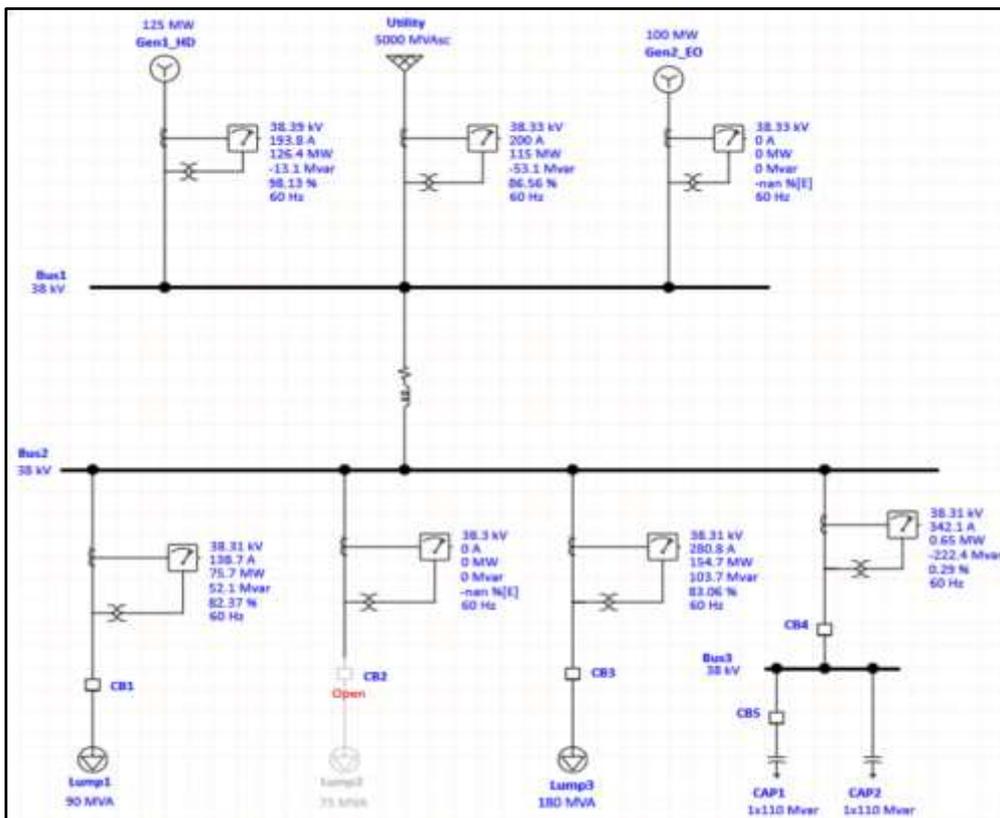


Figura 72. ILS- Escenario resuelto 2

3. Tercer escenario - ILS

Finalmente, en el último escenario se pone a prueba la operación del ILS desconectando tanto el generador hidráulico como el eólico. Para observar un deslastre de la carga Lump 2 y Lump 3.

Este caso podría considerarse poco probable en un sistema eléctrico de potencia real, porque se tendría como única fuente central el SEIN. Sin embargo, siempre es obligatorio establecer todos los eventos posibles para brindarle un mayor papel al módulo de deslastre de carga inteligente.

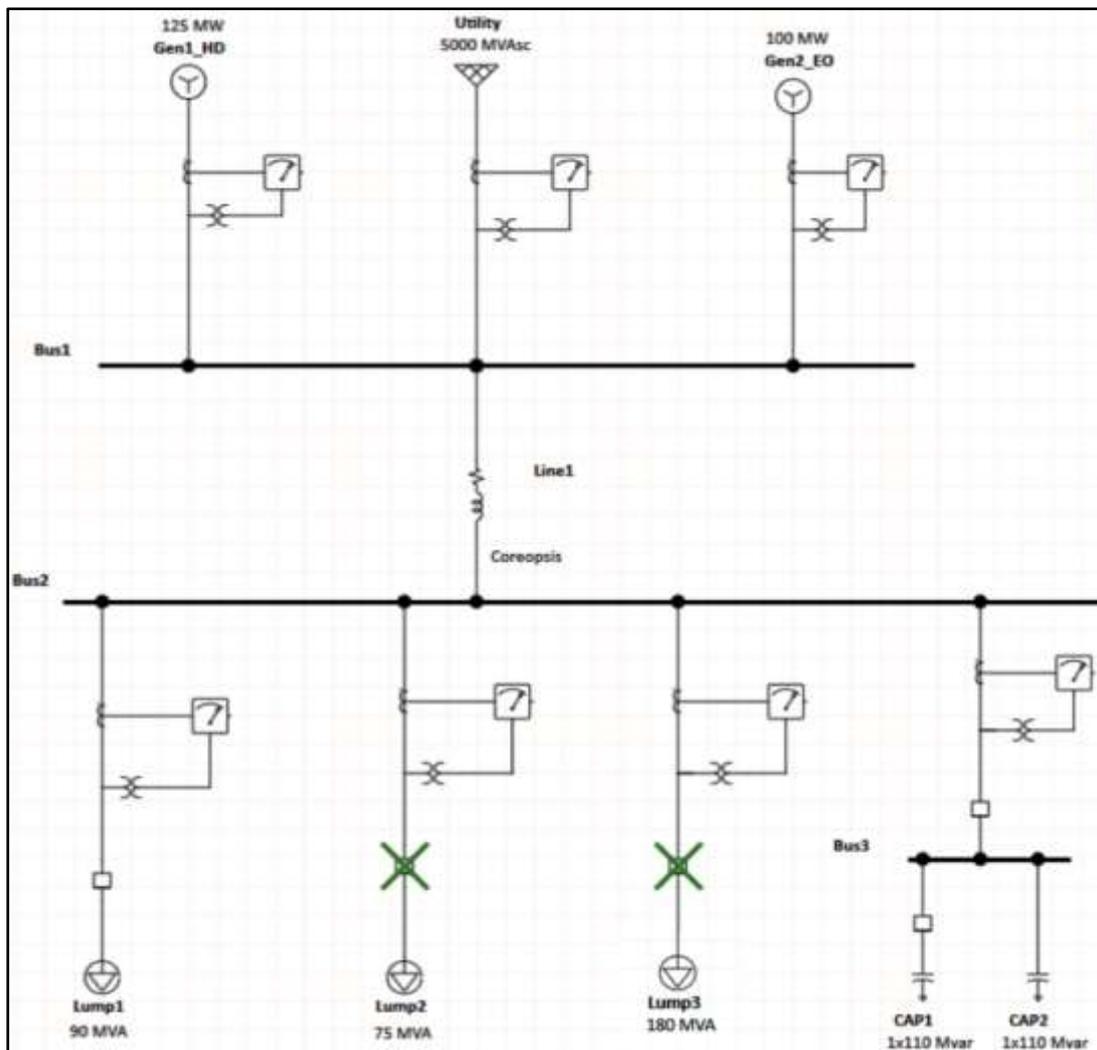


Figura 73. ILS- Escenario 3

Como parte de las señales de alerta que se dan en el sistema con la ejecución del ILS, se procede a abrir los interruptores que se encuentran conectados en cada carga.

En la Figura 74, se observan las cargas que fueron sacadas de servicio logrando una estabilidad del sistema y descartando cualquier perturbación existente. Asimismo, en caso los límites designados en el Load Shedding Configuration Manager no estén correctamente dentro del rango proporcionado por el cliente, el módulo seguirá deslastrando las cargas que continúan en la lista de prioridades.

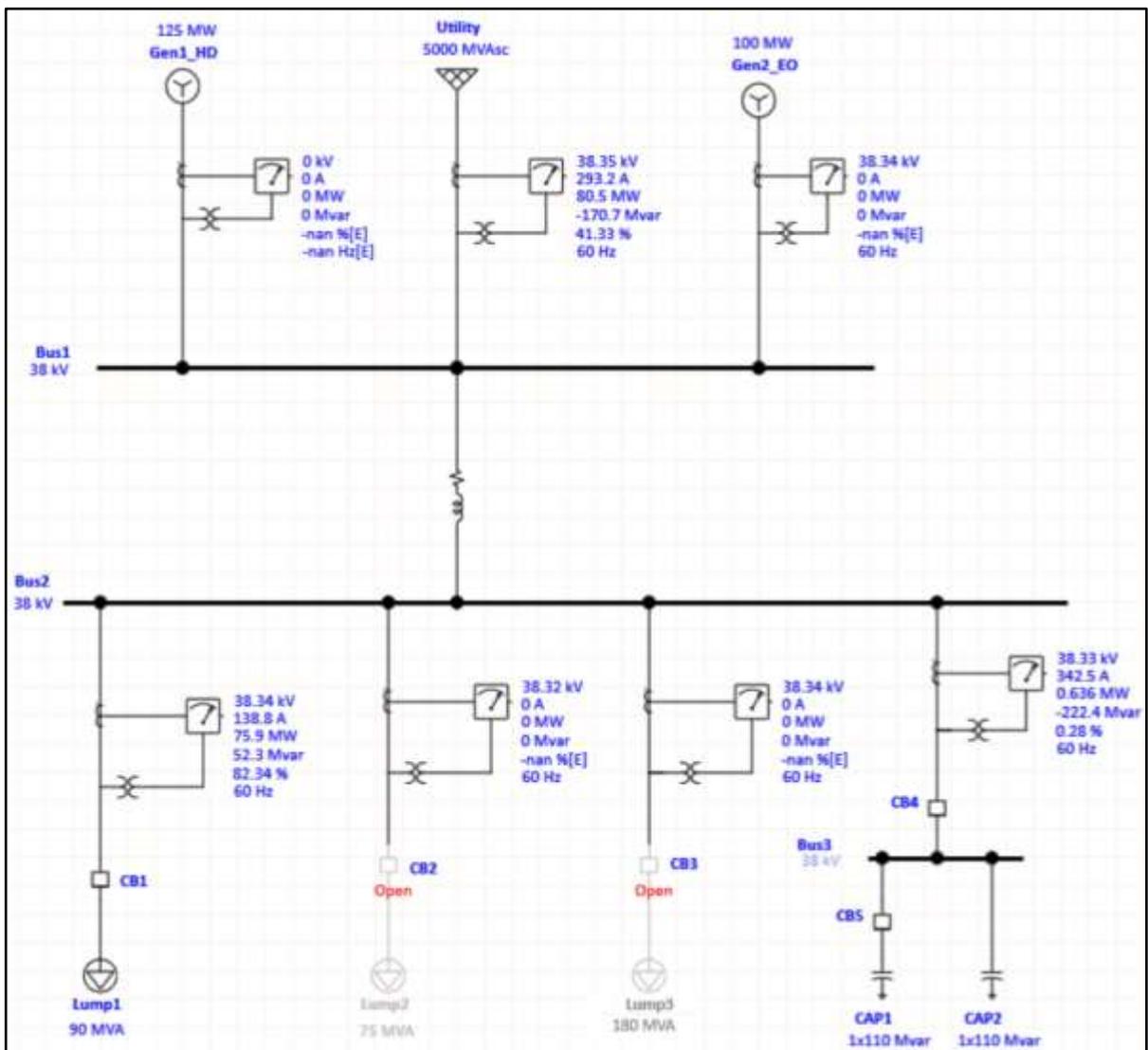


Figura 74. ILS- Escenario resuelto 3

CAPÍTULO V

DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

1. Primer escenario

Al desactivar la generación hidroeléctrica, se observa que la demanda de parte del “Utility”, asciende a poco más de 200 MW (figura 66). Como se estableció previamente en la figura 59, nos encontramos bajo el supuesto que esta empresa tiene contratados 160 MW de respaldo. Es por ello que el sistema de deslastre de carga sugiere retirar la carga de menor importancia, “Lump2” de 75 MVA (figura 69).

Al ejecutar esta acción, la demanda del “Utility” disminuye a 135 MW (figura 70). Es así como el sistema ya no indica retirar alguna otra carga más, puesto que la nueva demanda del SEIN es menor a la demanda establecida con anterioridad.

Para el caso de la energía reactiva, debemos calcular primero cuál sería el límite que se tiene para poder consumir sin penalidad. Se realiza el cálculo del límite:

$$135 \text{ MW} \times 30\% = 40.5 \text{ MW} \quad (1.1)$$

Con ello en cuenta, se tiene para consumir hasta dicho tope de energía reactiva inductiva. Sin embargo, para el presente escenario se tiene la inyección de energía reactiva capacitiva, en el orden de 40.5 MVAR. En este caso, sería recomendable desactivar uno de los bancos de capacitores para evitar dicha inyección y así evitar la pagar la penalidad. Así mismo, esta inyección de energía capacitiva motivaría al distribuidor a que se tomen medidas para, en los siguientes casos, no inyectar dicha energía reactiva.

Es posible determinar, aproximadamente, qué pasaría en el caso de la desconexión de uno de los bancos de capacitores. Al desconectar uno de estos bancos de capacitores de 110 MVAR se tendría:

$$-40.5 \text{ MVAR} + 110 \text{ MVAR} = 69.5 \text{ MVAR} \quad (1.2)$$

Estos 69.5 MVAR superarían los 40.5 MVAR de tope, por lo que se deberá pagar la penalidad de energía reactiva inductiva.

$$69.5 \text{ MVAR} - 40.5 \text{ MVAR} = 29 \text{ MVAR} \quad (1.3)$$

Ahora bien. Es recomendable pagar este exceso, ya que el costo unitario de la energía reactiva inductiva es la mitad de la energía reactiva capacitiva. Resultando en un escenario económicamente más viable, así como el de respetar la normativa.

Ahora bien, pudo haberse dado el caso de retirar la carga “Lump1” o “Lump3”, de mayores demandas y así, no incurrir en el pago del exceso de la potencia contratada. Pero esto no sería correcto según los criterios determinados con anterioridad de darle mayor prioridad a estas cargas. Esto confirma que la lógica y la prioridad establecidas previamente guardan concordancia con lo que indica el software.

2. Segundo escenario

Dado que el generador eólico consume energía reactiva inductiva es de esperarse que, una vez se de su desconexión, la demanda de reactiva se vea disminuida. Esto es positivo para no pagar el consumo de energía reactiva inductiva o, en otro caso, pagar la menor cantidad posible.

Inicialmente, el “Utility” demanda 185.4 MW (figura 67), lo cual supera la potencia contratada de 160 MW. De manera similar al caso anterior, el sistema de deslastre de carga sugiere retirar la carga “Lump2” (figura 71). Es así como, al ser desconectado este generador y deslastrar la carga, se obtiene un consumo de 115 MW de activa y una inyección de 53.1 MVAR de reactiva capacitiva (figura 72). Por otro lado, se realiza el cálculo para determinar el tope de energía reactiva:

$$115 \text{ MW} \times 30\% = 34.5 \text{ MW} \quad (2.1)$$

Nuevamente nos encontramos en el caso de tener inyección de energía reactiva capacitiva. Esto es de esperarse, ya que los bancos de capacitores fueron colocados para compensar la energía reactiva de la fuente de generación eólica que justamente ha sido desconectada. Ante esta situación, lo recomendable es sugerir a la empresa que se desconecten estos bancos de capacitores ante la salida de la fuente eólica.

Así mismo, es posible determinar, aproximadamente, la cantidad de energía reactiva inductiva que se consume al desconectar un banco de capacitores:

$$-53.1 \text{ MVAR} + 110 \text{ MVAR} = 56.9 \text{ MVAR} \quad (2.2)$$

Energía reactiva inductiva que pagar:

$$56.9 \text{ MVAR} - 34.5 \text{ MVAR} = 22.4 \text{ MVAR} \quad (2.3)$$

Con lo cual resultaría en pagar solo el exceso de 22.4 MVAR de energía reactiva capacitiva.

Del mismo modo, en el presente escenario también se confirma la decisión tomada por el módulo ILS de deslastrar la carga de retirar las cargas de menor importancia según la salida del generador eólico. Al ser la carga “Lump 2” la de menor importancia, nuevamente es la que sugiere retirar para mantener el límite seteado en el “Utility”.

3. Tercer escenario

Para este escenario se tiene solo la fuente “Utility” (que representa el SEIN) como única fuente para energizar este SEP. Por lo cual es de esperarse que el ILS indique retirar una carga mayor. Al estar desconectados ambos generadores, la carga demandada por el SEIN es de 300 MW (figura 68).

Así pues, el software indica que es necesario retirar dos cargas: “Lump 2” y “Lump3” (figura 73), para mantener la estabilidad del sistema. Al ser retiradas, nuestro SEP demanda tan solo 80.5 MW del “Utility”, muy por debajo de la potencia contratada, por lo cual, tampoco existen excesos de potencia en este escenario.

Ahora bien, se sigue observando inyección de reactiva capacitiva, en el orden de 170.7 MVAR. Se propone retirar ambos bancos de capacitores para reducir dicho aporte. Calculando, aproximadamente, se tiene:

$$-170.7 \text{ MVAR} + 220 \text{ MVAR} = 49.3 \text{ MVAR} \quad (3.1)$$

Con ello en cuenta, podemos determinar si se paga o no la penalidad por exceso de reactiva inductiva. Se procede con el cálculo a partir de los 80.5 MW de energía activa:

$$80.5 \text{ MW} \times 30\% = 24.15 \text{ MW} \quad (3.2)$$

Se tiene el límite de 24.15 MW de energía reactiva inductiva a consumir. Se calcula el exceso:

$$49.3 \text{ MW} - 24.15 \text{ MVAR} = 25.15 \text{ MVAR} \quad (3.3)$$

Este escenario de pagar 25.15 MVAR de reactiva inductiva resulta económicamente más atractivo para la empresa a comparación de dejar conectados ambos bancos de capacitores y tener inconvenientes con la empresa distribuidora.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES

La implementación del módulo de deslastre de carga inteligente (ILS) de ETAP en un sistema eléctrico de potencia de media tensión ha demostrado ser una solución eficiente y técnicamente sólida para mitigar los desafíos de estabilidad y confiabilidad en redes eléctricas que incorporan la generación distribuida. A lo largo de este trabajo, se cumplieron los objetivos específicos planteados, desde la modelación y configuración precisa de una red eléctrica en un entorno simulado hasta la aplicación y evaluación de escenarios operativos en tiempo real. Estas acciones no solo permitieron optimizar la dinámica operativa del SEP bajo estudio, sino que también aportaron datos críticos para la toma de decisiones estratégicas en la gestión de cargas, asegurando un equilibrio entre la demanda y la capacidad de generación, incluso durante condiciones de contingencia. Las conclusiones presentadas a continuación resumen los resultados alcanzados y subrayan el impacto concreto que la implementación del ILS con los equipos del laboratorio Smart Grid ha tenido en la mejora de la estabilidad operativa y en la capacidad del sistema para mantener un suministro continuo y seguro, a pesar de las limitaciones encontradas durante el desarrollo del proyecto.

- El análisis exhaustivo de las metodologías actuales de deslastre de carga inteligente (ILS) permitió establecer una base sólida de criterios operativos. Estos criterios aseguran la estabilidad del sistema simulado al tomar como referencia las decisiones de orden por criterios de las cargas y así orientar las acciones necesarias, tales como desconexión o retiro de estas cargas en escenarios de falta de generación propia, límite de demanda del SEIN, entre otros. Proporcionando una guía robusta para la gestión del sistema eléctrico en situaciones de contingencia.

- Se llevó a cabo un análisis detallado de las metodologías actuales de deslastre de carga inteligente (ILS), estableciendo criterios operativos que contribuyen a mantener la estabilidad del sistema simulado. El ILS garantiza la estabilidad del sistema simulado gestionando la demanda de energía de manera dinámica. Esto se logra mediante la desconexión estratégica de cargas no críticas en situaciones de contingencia, asegurando que la capacidad del generador no sea sobrepasada. Es importante destacar que el ILS no interviene directamente en la operación de los generadores, sino que selecciona las cargas que deben salir de servicio, lo que permite preservar el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía sin comprometer la operación de los generadores.
- La configuración y simulación en tiempo real de la red eléctrica utilizando el software ETAP y equipos del laboratorio de UTEC facilitó avanzar en la implementación del módulo ILS. Esto permitió identificar los parámetros de demanda de los generadores y evaluar decisiones técnicas y económicas óptimas para la ejecución del deslastre.
- El módulo de Deslastre de Carga Inteligente (ILS) de ETAP ha demostrado ser la opción más avanzada para su implementación en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) con Generación Distribuida (GD). A diferencia de los métodos tradicionales, el ILS ofrece una integración completa de herramientas que permiten realizar análisis, monitoreo, gestión, y simulación en tiempo real dentro de la plataforma de ETAP. Su capacidad para simular el comportamiento del sistema eléctrico en condiciones diversas, realizar análisis como flujo de carga, cortocircuitos, y coordinación de protecciones, lo posiciona como una solución integral que no requiere la instalación de arquitecturas complejas adicionales. Además, el ILS se beneficia de algoritmos predictivos que anticipan problemas antes de que ocurran, y su capacidad para monitorear y ajustar automáticamente el sistema asegura la estabilidad operativa de forma constante. A diferencia de los PLCs, que dependen de intervención manual para ajustes, o de los EMS, que carecen de capacidades de simulación avanzada, el ILS proporciona una plataforma unificada, rápida y eficiente, permitiendo afrontar de manera efectiva los desafíos energéticos actuales, optimizando la eficiencia operativa y minimizando el riesgo de fallas en el sistema.

- Se evaluaron los escenarios propuestos que afectan la operación normal de la red eléctrica. Tales como la desconexión de alguna de las fuentes de generación propia, obteniendo como resultado las acciones necesarias para garantizar tanto la estabilidad de la red como una prioridad óptima en la gestión de carga, cumpliendo con los límites contractuales y normativos en Perú, así como un hipotético caso de un contrato de cliente libre por parte de la empresa con una generadora o distribuidora.
- Se logró completar con el desarrollo del proyecto al realizar la interfaz de conexión entre los equipos del laboratorio de Smart Grid y el software ETAP, para lograr el funcionamiento del deslastre de carga inteligente y sus tres escenarios propuestos. Para ello, se utilizaron los equipos disponibles en el laboratorio de Smart Grid de la UTEC. Esto conlleva a tener limitaciones en cuanto a la simulación de cargas y generadores, ya que el sistema eléctrico estaría delimitado por las características físicas de los equipos disponibles. Sin embargo, la operatividad del módulo se limita a un cambio manual entre el usuario y el ILS, ya que se requiere una configuración de la lógica programable y el PLC para lograr una sintonía automática, es decir, que el software pueda desconectar automáticamente las cargas luego de producirse una falla en los generadores.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] B. M. Weedy, *Sistemas Eléctricos de Gran Potencia*. Editorial Reverte, 1978. [En línea]. Disponible en: https://books.google.com.pe/books/about/Sistemas_eléctricos_gran_potencia.html?hl=es&id=0Z1Dnf0PuCQC&redir_esc=y
- [2] R. Céspedes, B. Restrepo M. y H. Roa, "Deslaste de carga en sistemas de potencia," *Ingeniería e Investigación*, no. 10, pp. 30–34, septiembre de 1984. Accedido el 16 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.15446/ing.investig.n10.19491>
- [3] Osinergmin, "Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica," p. 117, febrero de 2022. Accedido el 16 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Construccion.pdf
- [4] ENOSA, "Estudio para el Plan de Inversiones en Transmisión 2021-2025," Piura, mayo de 2019. Accedido el 16 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: <https://www2.osinergmin.gob.pe/GRT/Fijacion-SST-SCT/ProcPlanInv-2021-2025/A/15-Electronoroeste/Enosa-AnalisisElectrico.pdf>
- [5] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, Toronto, McGraw-Hill, Inc, pp. 27-32, 623-626, 1994.
- [6] "Sector eléctrico registró pérdidas de hasta el 80% de energía producida para llegar a clientes finales," *Perú21*, 15 de marzo de 2022. Accedido el 16 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: <https://peru21.pe/economia/sector-electrico-registro-perdidas-de-hasta-el-80-de-energia-producida-para-llegar-a-clientes-finales-sector-energetico-perdida-noticia/>
- [7] ETAP, "Sistemas de gestión de energía: Deslaste de carga inteligente," ETAP. [En línea]. Disponible: <https://etapesp.es/assets/pdf/real-time-power-management.pdf>. Accedido el 16 de abril de 2022.
- [8] MINEM, "Resolución Directoral n.º N° 0167-2021, Otorgan a la Central Térmica Refinería Talara la calidad de Central de Cogeneración Calificada, solicitada por PETROPERÚ," *El Peruano*, 19 de octubre de 2021.
- [9] K. D. López Rodríguez, "Metodología híbrida para el deslaste de carga en sistemas eléctricos," Proyecto de grado, Universidad Tecnológica de Pereira, 2015. [En línea].

Disponible: <https://repositorio.utp.edu.co/server/api/core/bitstreams/0c30c78b-8c82-4ebe-bfb1-0481dcf82c51/content>

[10] I. Matulic, "Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia," *Acta Nova*, vol. 2, no. 2, pp. 208-215, 2003. Recuperado en 08 de mayo de 2022, de http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1683-07892003000100005&lng=es&tlng=es.

[11] L. Cruz Moreno, "Optimización del deslastre de carga en un sistema de distribución para mejorar el indicador de calidad SAIDI," 2020. [En línea]. Disponible: <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/77619/1022381851.2020.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

[12] E. Pérez-López, "Los sistemas SCADA en la automatización industrial," *Tecnología en Marcha*, vol. 28, no. 4, pp. 3-14, 2015. [En línea]. Disponible: <https://www.scielo.sa.cr/pdf/tem/v28n4/0379-3982-tem-28-04-00003.pdf>

[13] S. H. Horowitz, A. Politis, and A. F. Gabrielle, "Frequency Actuated Load Shedding and Restoration - Part II- Implementation," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-90, no. 4, pp. 1460-1468, 1971.

[14] H. E. Iokav and V. Burtnyk, "Application of Under Frequency Relays for Automatic Load Shedding," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-87, pp. 776-783, 1968.

[15] F. Shokooh, J. Dai, S. Shokooh, J. Tastet, H. Castro, T. Khandelwal, and G. Donner, "Intelligent Load Shedding," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 17, no. 2, pp. 44-53, Apr. 2011.

[16] M. M. Melgarejo, G. W. Althaus, and B. M. d. Toro, "La optimización mediante algoritmos genéticos del proceso de deslastre y reposición de carga redes de secuencia," *Vector Plus*, no. 21, pp. 13-26, 2003.

[17] R. A. Gómez and A. M. Vergara, "Metodología para definir un esquema de deslastre de carga por frecuencia empleando el módulo de estabilidad transitoria del software ETAP," *Revista CIDET*, no. 9, pp. 41-47, 2013.

[18] R. B. Bobba, J. Dagle, E. Heine, H. Khurana, W. H. Sanders, P. Sauer, and T. Yardley, "Enhancing Grid Measurements," *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 41-47, Jan./Feb. 2012.

[19] ICONTEC, "NTC 1340, Electrotecnia. Tensiones y Frecuencia Nominales en Sistemas de Energía Eléctrica en Redes de Servicio Público," Bogotá, Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), 2013.

- [20] A. D. J. Pizarro Astudillo and A. S. Pazmiño Conya, "Diseño y simulación del proceso de limpieza de filtros tipo MANGA con conexión remota a través de un web server utilizando TIA PORTAL," Bachelor's thesis, 2024.
- [21] L. P. Castillo, "Automatización del sistema eléctrico de potencia en compañía minera Poderosa," Tesis, p. 98, 2018.
- [22] Electric Power Research Institute (EPRI), "Smart Grid Resource Center: What is the Smart Grid?," 2011. [En línea]. Disponible: <http://www.epri.com>.
- [23] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), "Smart Grid Systems: Automation and Control," 2018. [En línea]. Disponible: <https://www.ieee.org>.
- [24] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Inc., New York, USA, 1994.
- [25] H. Saadat, *Power System Analysis*, McGraw-Hill Education, 1999.
- [26] I. S. Heras, "Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en Sistemas de Distribución primaria de Energía Eléctrica," Tesis, no. June, p. 300, 2014.
- [27] C. L. Masters, "Voltage Rise, the big issue when connecting embedded generation to long 11kV overhead Line," *Power Engineering Journal*, Feb. 2002, pp. 5-12.
- [28] I. Segura Heras, "Evaluación del impacto de la generación distribuida en sistemas de distribución primaria de energía eléctrica," Doctoral dissertation, Universitat Politècnica de València, 2008.
- [29] N. Jenkins, "Embedded Generation Part 2," *Power Engineering Journal*, vol. 10, no. 5, pp. 233-239, Oct. 1996.
- [30] H. Saadat, *Power System Analysis*, McGraw-Hill Book Co., Singapore, 1999.
- [31] C. L. Masters, "Voltage Rise, the big issue when connecting embedded generation to long 11kV overhead Line," *Power Engineering Journal*, Feb. 2002, pp. 5-12.
- [32] J. L. Sanz Serrano, *Instalaciones eléctricas: Soluciones a problemas de baja y alta tensión*, 3rd ed. Mexico: Editorial Paraninfo, 2009.
- [33] A. Gómez-Expósito, A. García-Cerrada, and M. González-Redondo, *Demand Response in Smart Grids: Technologies and Implementation*, Wiley-IEEE Press, 2019. [En línea]. Disponible: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/978111949476>

- [34] T. Gonen, *Electric Power Distribution System Engineering*, CRC Press, 2008.
- [35] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, y G. Strbac, *Embedded Generation*, The Institution of Electrical Engineers, 2000.
- [36] T. Vijayapriya y D. P. Kothari, "Smart grid: an overview," *Smart Grid and Renewable Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 305-311, 2011.
- [37] J. Mejía, "A Method for the Analysis of Power Systems," *Revista Ingeniería*, Universidad de Costa Rica. [En Línea]. Disponible en:
<https://revistas.ucr.ac.cr/index.php/ingenieria/article/view/602/663>.
- [38] N. Baheshwar and A. Pachori, "Enhancement of voltage stability on IEEE 14 bus systems using static var compensator," *International Journal of Recent Research in Electrical and Electronics Engineering (IJRREEE)*, vol. 2, no. 2, pp. 211-214, 2015.
- [39] R. Mejía, "El futuro del Solar Fotovoltaico: La generación distribuida y el almacenamiento," Grupo Merelec, Feb. 18, 2020. [En línea]. Disponible en:
<https://grupomerelec.com/blog-link/futuro-del-fotovoltaico-generacion-distribuida-y-almacenamiento/>.
- [40] L. M. Checa, *Líneas de Transporte de Energía*, 3ra ed. México D.F., México: Alfaomega Grupo Editor, 2004, pp. 9, 26.
- [41] Osinergmin. "Resolución de Consejo Directivo N.º 206-2013-OS/CD", 14 de octubre de 2013. Disponible en:
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/868060/Osinergmin-206-2013-OS-CD.pdf.pdf?v=1676873465>
- [42] Operation Technology, Inc., "ETAP: Electrical Power System Analysis & Operation Software," ETAP, 2023. [En Línea]. Disponible en: <https://etap.com>.
- [43] Operation Technology, Inc., "ETAP Real-Time: Real-Time Electrical System Analysis & Operation," ETAP, 2023. [En Línea]. Disponible en:
<https://etap.com/products/etap-real-time>.
- [44] Operation Technology, Inc., "Intelligent Load Shedding (ILS) in ETAP: Automated Load Shedding Solutions," ETAP, 2023. [En Línea]. Disponible en:
<https://etap.com/products/intelligent-load-shedding-ils>.
- [45] Ministerio de Energía y Minas de Perú, "Reporte de Supervisión y Monitoreo de Energía," Año 10, N° 18: 2021-II, pp. 1-24, Sep. 2021. [En Línea]. Disponible en:

<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/2766612/RSMME-A%C3%B1o%2010-N%C2%BA%2018%3A%202021-II.pdf>.

[46] Ministerio de Energía y Minas de Perú, "Resolución Ministerial N° 292-2018-MEM/DM," Diario Oficial El Peruano, pp. 1-6, Nov. 2018. [En Línea]. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5255476/R.M.%20N%C2%B0%20292-2018-MEMD.pdf?v=1696966372>.

[47] Osinergmin, "Resolución de Consejo Directivo N° 206-2013-OS-CD," Diario Oficial El Peruano, pp. 1-9, Nov. 2013. [En Línea]. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/868060/Osinergmin-206-2013-OS-CD.pdf.pdf?v=1676873465>.

[48] R. L. Mason, "Energy Management Systems and Real-Time Analysis Limitations," *Power and Energy Systems Review*, vol. 12, no. 4, pp. 45-52, 2018.

[49] J. Smith, "Overview of PLC System Capabilities and Communication Limits", *Journal of Electrical Engineering*, vol. 45, no. 3, pp. 120-130, 2019.

[50] M. Peterson, "Real-Time Monitoring in Modern Industrial Power Systems," *Industrial Electrical Review*, vol. 64, no. 1, pp. 23-35, 2021.

[51] Carbon Neutral Plus, "Ley de Generación Distribuida: Beneficios y Aplicación," Carbon Neutral Plus, Jun. 2023. [En Línea]. Disponible en: <https://www.carbonneutralplus.com/ley-de-generacion-distribuida-beneficios-y-aplicacion/>.

[52] Operation Technology, Inc. "ETAP 7.0 User Guide", May, 2009. Cap 19.4 Calculation Methods, pp 2925-2926.

[53] Power System Analysis. John Grainger, William Stevenson, 1994, Cap 6.2 The Short Transmission Line, pp 196. Disponible en: [power_system_analysis_john_grainger_1st.pdf \(wordpress.com\)](#)