



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E S C I E N T I A H O M I N I S S A L U S "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**ESQUEMA ADAPTATIVO DE SECCIONAMIENTO DE CARGA EN
FUNCIÓN DEL VOLTAJE Y LA FRECUENCIA USANDO
SIMULACIÓN DIGITAL EN TIEMPO REAL**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN EN REDES ELÉCTRICAS
INTELIGENTES**

BOLÍVAR ANDRÉS ESCOBAR LOMAS

DIRECTOR: Dr.- Ing. JAIME CRISTÓBAL CEPEDA CAMPAÑA

CODIRECTOR: Dr.- Ing. NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ

Quito, enero 2021

AVAL

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por el ingeniero Bolívar Andrés Escobar Lomas, bajo nuestra supervisión.



Dr. Ing. Jaime Cepeda Cristóbal Cepeda Campaña
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN



Dr. Ing. Nelson Victoriano Granda Gutiérrez
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Bolívar Andrés Escobar Lomas, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.



BOLÍVAR ANDRÉS ESCOBAR LOMAS

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico en primer lugar a mi esposa Andrea, a mi hija Samantha que son el amor de mi vida, mi inspiración y la razón para continuar mejorando cada día.

A mis padres Narcisa y Bolívar, a mis hermanos Vanessa y Christian por haberme brindado todo su amor, apoyo y compañía.

A mis amigos Diego Aguas, Jonathan Tamayo y Edwin Quisilema, con los cuales hemos recorrido este largo camino desde el primer día de maestría, hemos compartido momentos difíciles, proyectos, pruebas, exámenes y momentos gratificantes como la aprobación de cada una de las materias de esta maestría.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, a Dios por haberme permitido llegar a obtener este nuevo logro de mi vida.

Al Dr. Jaime Cepeda por permitirme realizar este gran proyecto bajo su guía, brindándome un poco de su conocimiento y su valioso tiempo.

A CENACE, por darme la oportunidad de realizar mi proyecto de titulación en el laboratorio de Simulación en Tiempo Real.

A mis exjefes, el Ing. Patricio Cárdenas y el Ing. Manuel Farinango, por haberme permitido iniciar y culminar esta maestría a pesar de las difíciles jornadas de trabajo que se presentaban.

A CELEC EP Transelectric, por el tiempo brindado para la elaboración de este proyecto.

A DlgSILENT y OPAL RT por brindarme las licencias necesarias y el soporte para la ejecución de este proyecto.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Pregunta de investigación	4
1.2. Objetivo General	4
1.3. Objetivos Específicos	4
1.4. Alcance	5
1.5. Marco Teórico	7
1.5.1. Estado de Arte	7
1.5.1.1. Eventos en Ecuador	7
1.5.1.2. Esquemas de seccionamiento de carga	8
1.5.1.3. Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia	9
1.5.1.4. Evaluación de vulnerabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia ...	10
1.5.2. Componentes de la Plataforma de Simulación Implementada.....	11
1.5.2.1. PowerFactory de DIgSILENT.....	11
1.5.2.2. OpenModelica.....	12
1.5.2.3. Simulador Digital en Tiempo Real Opal-RT	13
1.5.2.4. Python	15
1.5.2.5. Sistema de Monitoreo de Área Amplia (WAMS).....	15
1.5.3. Minería de Datos.....	17
1.5.3.1. Modelo de Regresión Lineal Múltiple.....	17
1.5.3.2. Modelo de Clasificación.....	19
1.5.4. Inteligencia Computacional.....	19
1.5.4.1. Árboles de decisión [24]	20
1.5.4.2. Redes Neuronales Artificiales (ANN).....	21
1.5.4.3. Mean Variance Mapping Optimization (MVMO).....	22
1.5.5. Estándar IEEE C37.118.....	23

1.5.6.	Protocolo de Comunicación DNP3.....	24
1.5.7.	Coeficiente de determinación R^2	26
1.5.8.	Identificación de problemas no resueltos	28
2.	METODOLOGÍA.....	30
2.1.	Metodología para determinar los nodos pilotos de las áreas de voltaje mediante un análisis de sensibilidad por voltaje.	30
2.2.	Generación de datos en el dominio del tiempo mediante el Script de Python.....	35
2.3.	Clasificación de escenarios.....	41
2.3.1.	Modelo de clasificación binaria basado en un Hiperplano Lineal.....	42
2.4.	Indicadores en función del voltaje, frecuencia y desviación de la frecuencia.	44
2.5.	Implementar el ESC propuesto en la plataforma de simulación en tiempo real OPAL-RT y WAProtector.	45
2.5.1.	Modelos de generadores y sus respectivos controladores	45
2.5.2.	Modelos de cargas.....	46
2.5.3.	Modelos de transformadores	46
2.5.4.	Obtención del archivo DGS de PowerFactory de DIgSILENT.....	46
2.5.5.	Ingreso de datos en RT LAB.....	47
2.5.6.	Creación de FMUs	49
2.5.7.	Creación de la Red en Simulink de Matlab.	50
2.6.	PMUs virtuales y la Comunicación entre RT LAB y Unifusion.....	54
2.7.	Comunicación entre UNIFUSION de WAProtector y ePHASORsim de RT LAB - Estructuración de la simulación SIL.	57
2.8.	Lectura y visualización de indicadores en WAProtector.....	63
2.9.	Toma de acciones correctivas mediante el módulo de control de WAProtector.....	63
2.10.	Comparación del desempeño del ESC propuesto respecto del ESC convencional para ambos sistemas de prueba.	66
3.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	68
3.1.	Resultados New England	68
3.1.1.	Determinación de Nodos piloto	68
3.1.2.	Clasificador de eventos.....	70
3.1.3.	Cálculo de indicadores.....	72
3.1.4.	Comparación de Resultados entre PowerFactory y ePHASORsim	73

3.1.5. Comparación entre Metodología de este proyecto y el EAC establecido por el ARCONEL.....	81
3.2. Resultados Sistema Nacional de Transmisión	83
3.2.1. Determinación de Nodos piloto	84
3.2.2. Clasificador de eventos.....	84
3.2.3. Cálculo de indicadores.....	85
3.2.4. Resultados entre PowerFactory y ePHASORsim	86
3.2.5. Comparación entre Metodología de este proyecto y el EAC establecido por el ARCONEL.....	93
3.3. Discusión.....	96
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	98
4.1. Conclusiones.....	98
4.2. Trabajos Futuros	100
5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	102

RESUMEN

El avance de la tecnología ha permitido el desarrollo exponencial en las aplicaciones de la ingeniería eléctrica, varios de estos campos de aplicación son la simulación digital en tiempo real en conjunto con las mediciones sincrofasoriales en sistemas eléctricos de potencia, la generación de datos aplicando el método Montecarlo y el análisis de datos mediante la aplicación de técnicas de minería de datos y las investigaciones sobre esquemas de seccionamiento de carga junto con la aplicación de los campos antes mencionados permiten la predicción de ciertos eventos que han provocado la desconexión de grandes cantidades de carga e incluso hasta la salida de operación (blackout) de grandes sistemas eléctricos de potencia alrededor del mundo.

El Sistema Nacional Interconectado, el cual es operado por el CENACE de forma conjunta con el COT, actualmente no cuenta con un esquema adaptativo de seccionamiento de carga en función del monitoreo de señales de voltaje, frecuencia y el ROCOF. Las desconexiones de carga se realizan considerando tablas de deslastre, de acuerdo con normativas establecidas por el ARCONEL.

El presente proyecto plantea una metodología para la implementación de un esquema de seccionamiento de carga en función del voltaje y la frecuencia, que permite, mediante un indicador calculado en tiempo real a través de un regresor previamente entrenado, determinar la cantidad de carga que debe ser desconectada posterior a la ocurrencia de una contingencia por pérdida de generación.

Para esto, se implementa una plataforma integral de simulación digital en tiempo real, que usa las bondades del aplicativo ePHASORsim de OPAL-RT, junto con las funcionalidades del sistema WAMS de CENACE, WAProtector, para ejecutar una simulación tipo Software in the loop (SIL) orientada a realizar un seccionamiento adaptativo de carga en tiempo real, la cual se dispara cuando se cumple la condición del indicador calculado por el regresor previamente entrenado con resultados de simulación obtenidos de PowerFactory.

PALABRAS CLAVE: Esquema de Seccionamiento de Carga, Esquema de Alivio de Carga, Software in the loop, WAProtector, Simulación en tiempo real, ePHASORsim.

ABSTRACT

The advancement of technology has allowed the exponential development in electric engineering applications, several of these fields are the digital simulation in real-time in conjunction with the synchro-phasor measurements in electrical power systems, the generation of data applying the Montecarlo method and the analysis of data by means of the application of data mining techniques. Research on load-shedding schemes together with the application of the above-mentioned fields allow the prediction of certain events that have caused the disconnection of large amounts of load and even the operating output (blackout) of large power systems around the world.

The National Interconnected System, which is operated by CENACE in conjunction with the TOC, currently does not have a adaptive load shedding scheme in terms of monitoring voltage, frequency and ROCOF signals. Load disconnections are made considering ballast tables according to regulations established by ARCONEL.

The present project proposes a methodology for the implementation of a load shedding scheme as a function of voltage and frequency that allows, through an indicator, by means of an indicator calculated in real time through a previously trained regressor, to determine the amount of load to be disconnected after the occurrence of a contingency for loss of generation.

To do this, a comprehensive real-time digital simulation platform is implemented, which uses the benefits of the OPAL-RT ePHASORsim application, together with the functionalities of CENACE's WAMS system, WAProtector, to execute a Software in the loop (SIL) oriented to perform adaptive load shedding in real time, which is triggered when the indicator condition calculated by the regressor previously trained with simulation results obtained from PowerFactory is met.

KEYWORDS: Load shedding Scheme, Load Switching Scheme, Software in the Loop, WAProtector, Real Time Simulation, ePHASORsim.

1. INTRODUCCIÓN

Con el paso de los años, la evaluación de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia ha llegado a convertirse en un área de estudio de gran importancia debido a acontecimientos indeseables (que incluso han desencadenado en colapsos) que se han presentado a nivel mundial. La inestabilidad de voltaje y de frecuencia pueden llevar al sistema a un evento en cascada que, eventualmente cause un colapso [1]. Un evento de esta magnitud se presentó en el noreste de Canadá y USA el 14 de agosto de 2003, en el cual, de acuerdo al reporte final, se establece que, un deslastre de carga manual o automático de 1500 MW antes de la salida de la línea Sammi's-Star 345kV, hubiera prevenido el colapso del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) [1][2].

Los sistemas eléctricos de potencia trabajan cada vez más cerca de los límites físicos, esto es el resultado de la falta de inversión y del congestionamiento de las líneas de transmisión [3]. El propósito de un SEP es entregar la energía eléctrica producida en las grandes centrales de generación a la carga, todo esto considerando las posibles perturbaciones que se pueden presentar en el sistema. Por tanto, la operación del SEP cerca de sus límites puede considerarse un riesgo en la seguridad del suministro, lo que debería ser aplacado a través de adecuados mecanismos de protección y control. Con el paso del tiempo, la tecnología ha permitido desarrollar diferentes metodologías para la protección de equipos, y que también garanticen la seguridad y la continuidad del servicio eléctrico [3].

Cuando un sistema tiene un nivel reducido de seguridad se le conoce como sistema vulnerable, el cual es débil ante efectos acumulados de una serie de perturbaciones. La vulnerabilidad se define como “el nivel de riesgo presentado por un sistema eléctrico de potencia durante una condición de operación estática o dinámica determinada respecto a la ocurrencia de un evento en cascada” [3]. El concepto de vulnerabilidad relaciona tanto la seguridad dinámica como estática del sistema.

El análisis de vulnerabilidad considera la actuación anticipada de dispositivos de protección locales, lo que podría provocar una ocurrencia de eventos en cascada, por lo cual, un análisis post-contingencia mediante simulaciones tiene como característica la capacidad de prevenir y anticiparse a la ocurrencia de estos eventos en cascada [3]. Adicionalmente, el análisis de la vulnerabilidad determina el tipo y el tiempo la actuación de las acciones de control (Esquemas de Protección Especial conocidos como SPS o Esquemas de Protección de la Integridad del Sistema conocidos como SIPS), entre ellas el esquema de

seccionamiento de carga, para evitar un colapso del SEP, considerando posibles contingencias y cambios en las condiciones de operación [4].

Si bien el sistema puede presentar vulnerabilidad, ésta suele aparecer en áreas vulnerables específicas, las cuales se encuentran caracterizadas por: inestabilidad de ángulo, inestabilidad de voltaje, inestabilidad de frecuencia y sobrecargas, de estas características el presente trabajo se enfoca en los fenómenos de estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia y sobrecargas post-contingencia provocadas por modificaciones topológicas o cambios en las potencias de inyección. La evaluación de la vulnerabilidad del sistema tiene como función detectar la necesidad de llevar a cabo acciones de control o protección de área extendida en el área en la que se requieran.

De acuerdo a [3], las técnicas para evaluar la vulnerabilidad del sistema se clasifican en métodos fuera de línea, en línea y en tiempo real. En la evaluación de la vulnerabilidad del SEP en tiempo real, todo el proceso se ejecuta en un tiempo inferior a los dos segundos. Existen nuevos métodos de análisis que permiten procesar los datos mediante la identificación de indicadores o patrones que muestran la vulnerabilidad del sistema [2], las cuales se basan en la utilización de inteligencia artificial o técnicas de minería de datos. La inteligencia artificial aplica técnicas como árboles de decisión, redes neuronales y las herramientas de minería de datos para evaluar la vulnerabilidad pre-contingencia del SEP en tiempo real conocida con sus siglas en inglés como DSA, la cual se enfoca en coordinar acciones de control preventivo [3]. Estos métodos se aplican a los diferentes tipos de inestabilidad, incluidas las de voltaje y frecuencia.

Considerando la necesidad de procurar que el SEP no llegue al colapso, se han creado los SIPS o SPS, esquemas de acción correctiva, sistemas de control de emergencia y sistemas de control de área amplia [5], que presentan arquitecturas informáticas centralizadas y aplicaciones especiales para garantizar respuestas fiables del sistema de energía durante contingencias como aperturas de líneas de transmisión, fallas o desconexiones involuntarias [6]. Estos esquemas de protección han sido diseñados para operar acciones de control en caso de contingencias extremas o cuando se den las condiciones para que exista la posibilidad de un colapso del sistema. Algunos de los esquemas de control ante problemas de estabilidad de voltaje y frecuencia son los reguladores automáticos de voltaje, reguladores de velocidad, control de dispositivos de almacenamiento de energía, desconexión automática de generación, dispositivos FACTS, esquema de separación controlada en islas y el deslastre o seccionamiento de carga (ESC), este último es el que se va a considerar en el desarrollo del presente proyecto [3][7].

Se considera que un SEP se encuentra funcionando en condiciones normales, cuando se cumple el balance generación igual a carga más pérdidas, las potencias de los equipos del SEP, la frecuencia y las magnitudes de los voltajes se encuentran dentro de una banda de operación definida [1], además, de no presentar sobrecargas y debe cumplir el criterio N-1.

Un ESC considera la desconexión controlada de carga y se constituye en una acción de control no deseada para los usuarios finales de la energía eléctrica, causando un impacto financiero significativo [8], pero al mismo tiempo es una medida de protección inevitable que permite mantener la estabilidad del sistema eléctrico de potencia mediante la desconexión de carga en el caso de un desbalance pronunciado de potencia. Adicionalmente, se conoce al seccionamiento de carga como un método efectivo de restauración de la frecuencia del sistema mediante la reducción de carga, restableciendo el balance generación – carga. El seccionamiento de carga es también efectivo para mejorar los voltajes del sistema, por lo que puede considerar variaciones tanto de frecuencia como de voltaje ante condiciones de emergencia o cambios de topología debido a contingencias severas [9]. La estabilidad de frecuencia y de voltaje tienen una influencia mutua pero, para el diseño de ESC convencionales se consideran independientes [9][10][11]. Además, los ESC convencionales tienen parámetros fijos que no pueden adaptarse a la evolución de los fenómenos, es decir no están en la capacidad de considerar la dinámica del SEP.

La evolución de la tecnología ha permitido que los sistemas eléctricos de potencia vayan incorporando nuevos elementos para realizar el monitoreo en tiempo real de las variables del sistema, esto a su vez permite una evolución en los sistemas de control y protección encargados de precautelar el correcto funcionamiento del sistema. La incorporación de PMUs [3], [10], [11], [12], [13], [14], [15], que permiten el monitoreo del comportamiento dinámico del sistema, presenta un nuevo marco para la evaluación de la vulnerabilidad dinámica post-contingencia del SEP (la cual puede ser denominada como DVA) [3]. El DVA requiere una respuesta más rápida que el DSA, por lo cual se utilizan técnicas rápidas de análisis tales como la inteligencia artificial y minería de datos [3].

Es así como, el presente trabajo de titulación pretende contribuir al desarrollo de esquemas de seccionamiento de carga inteligentes que adapten sus parámetros en tiempo real a las variaciones de frecuencia y voltaje que ocurren en el SEP luego de un disturbio, a través de la estructuración de un ambiente de simulación digital en tiempo real en laboratorio. Con este fin, se consideran sistemas avanzados de medición WAMS – PMU, herramientas de

estadística multivariante e inteligencia artificial y una plataforma de simulación en tiempo real (ePHASORsim de OPAL-RT). El trabajo es desarrollado con el auspicio de CENACE y el soporte de OPAL RT.

1.1. Pregunta de investigación

Cuando se produce un evento de desconexión masiva de generación en el Ecuador, a pesar de toda la tecnología disponible, surge la interrogante: ¿Cómo se puede definir un esquema de seccionamiento de carga que considere parámetros obtenidos mediante mediciones sincrofásicas de las PMUs y que éste a su vez permita anticipar la estimación de la cantidad de carga a ser deslastrada de forma tal que prevenga escenarios de alta vulnerabilidad?

1.2. Objetivo General

Definir un esquema de seccionamiento de carga, que adapte sus parámetros en tiempo real, frente a pérdidas de generación (o interconexiones) empleando modelos de regresión que consideren la evolución dinámica del voltaje y la frecuencia.

1.3. Objetivos Específicos

- Determinar los nodos pilotos de las áreas de voltaje mediante un análisis de sensibilidad por voltaje.
- Definir una metodología para determinar, en tiempo real, un ESC que adapte sus parámetros en función del voltaje, la frecuencia y la cantidad de generación perdida después de una contingencia.
- Implementar el ESC propuesto en la plataforma de simulación en tiempo real OPAL-RT y WAProtector para la red de prueba IEEE New England 39-bus y un modelo reducido del Sistema Nacional Interconectado SNI.
- Definir indicadores en función del voltaje y frecuencia para el funcionamiento del ESC.
- Comparar el desempeño del ESC propuesto respecto del ESC convencional para ambos sistemas de prueba.

1.4. Alcance

El presente proyecto tiene como alcance el diseño de un esquema adaptativo de seccionamiento de carga que considere como variables de entrada el voltaje y la frecuencia del SEP. El esquema propuesto se implementa en una plataforma de simulación digital en tiempo real y usa mediciones WAMS para el monitoreo de las variables del sistema.

El punto de partida es la red de prueba New England de 39 barras con la modelación de los componentes estáticos disponibles en el archivo formato “pfd” en uno de los ejemplos base del software suministrada por Opal-RT/ePHASORsim, a la cual se realizan adecuaciones para dar a la red un comportamiento más real considerando que, se van a realizar eventos de desconexión de carga y generación. El desarrollo del trabajo permite conocer a fondo el funcionamiento de los programas PowerFactory de DIgSILENT, Python, OpenModelica, Matlab/Simulink, OpalRT/ePHASORsim y WAProtector.

Para el desarrollo de la metodología se considera que los componentes dinámicos de los generadores: AVR, PSS y Governors deben constar en formato FMU (Functional Mock-Up Unit) de OpenModelica, estos modelos ya se encuentran predefinidos en la biblioteca de este software y de PowerFactory de DIgSILENT.

La generación de datos se lleva a cabo mediante simulación de Montecarlo, la cual se realiza a través de un script de Python que gestiona simulaciones fuera de línea en PowerFactory y que permite estructurar la base de datos para entrenamiento. Estas simulaciones permiten determinar la cantidad de carga a ser desconectada, considerando varios pasos de desconexión de carga que se relacionan con el efecto de la frecuencia, voltaje y df/dt de forma conjunta. Para esto, se consideran como contingencias la salida de generadores, estos datos son utilizados para la aplicación de técnicas de minería de datos para el cálculo y entrenamiento de clasificadores y regresores lineales, que se comparan también con técnicas como árboles de decisión y redes neuronales. Una vez definidos tanto los modelos estáticos como dinámicos se realiza una adaptación en el simulador en tiempo real OpalRT/ePHASORsim.

A continuación, obtenido el modelo de regresión lineal, éste es implementado en el sistema WAMS de CENACE WAProtector mediante la opción de programación para acciones de control. En tiempo real las señales de voltaje y frecuencia censadas por PMUs virtuales dentro del simulador en tiempo real son enviadas a WAProtector a través del protocolo de comunicación C37.118. Posteriormente, usando el clasificador y el regresor lineal se calculan de manera permanente, indicadores en función del voltaje, la frecuencia y df/dt

del sistema, que permiten, evaluar si el voltaje y la frecuencia se encuentran dentro de los límites establecidos, y caso contrario, calcular en tiempo real la cantidad de carga a ser seccionada, mediante el protocolo de comunicación DNP3 se actualizan los valores de carga en la red.

Ante la salida de un generador se procede a verificar los niveles en los que se encuentran la frecuencia, los voltajes y los df/dt monitoreados mediante las PMUs virtuales ubicadas en las barras piloto, definidas mediante un análisis de sensibilidad por voltaje considerando que las contingencias del sistema son la salida de unidades de generación, en el caso de que continúen dentro de los límites establecidos el sistema se considera estable y no se deslustra ninguna carga, esto está determinado mediante un clasificador basado en un hiperplano lineal cuyos parámetros óptimos se los determina mediante el algoritmo de optimización MVMO (Mean Variance Mapping Optimization). En tiempo real, en el caso que el clasificador determine la posible pérdida de la estabilidad ya sea de voltaje o de frecuencia, el regresor determina la cantidad de carga que requiere ser desconectada, esto se realiza mediante los módulos de cálculo y las herramientas de programación de WAProtector, se procede a realizar un deslastre de carga, para lo cual se define una metodología que determina el deslastre de carga, de forma adaptativa, considerando el efecto de la frecuencia, el voltaje y la df/dt . Para esto, se aplica un modelo de regresión lineal, el cual calcula la cantidad de carga que se deslastrará en tiempo real.

Se consideran condiciones de demanda máxima y mínima, además se consideran variaciones de carga de manera aleatoria a partir de una función de distribución de probabilidad normal.

Se realizan eventos de simulación en el dominio del tiempo considerando la salida de un generador de forma aleatoria, teniendo todos los generadores la misma posibilidad de salir de funcionamiento.

Se consideran límites de bajo voltaje y de baja frecuencia que van a ser monitoreados en cada simulación.

La implementación se la realiza mediante un modelo SIL, el cual se basa en el simulador RT LAB, interactuando con WAProtector, considerando los protocolos de comunicación C37.118 y DNP3.

No se realizan conexiones con sistemas de potencia ni IEDs reales, todo se realiza mediante simulaciones en software y está limitado a las licencias disponibles en el CENACE. No se determina la ubicación óptima de PMUs, ni se considera una selección

optimizada de cargas a ser deslastradas; no obstante, se realiza un análisis de sensibilidad de voltaje para definir los nodos más idóneos a ser monitoreados.

Después de haber aplicado la metodología a la red de prueba New England de 39 de barras, se aplica al SNI reducido, presentado en [16].

1.5. Marco Teórico

1.5.1. Estado de Arte

1.5.1.1. Eventos en Ecuador

En el Ecuador se han producido varios eventos relacionados con colapsos totales o parciales. En [17] se estudian los efectos del apagón del 1 de marzo del 2003 que debido a la apertura de la interconexión con Colombia provocó un colapso total de todo el SNI. En este análisis se determina que una de las causales del colapso fue la inapropiada actuación del esquema de seccionamiento de carga. En [18] se menciona el apagón del 12 de abril de 2004 que, debido a la pérdida de 140 MW de generación, provocó la caída de voltaje de la subestación Pomasqui a 0.52 p.u. lo cual resultó en el accionamiento de las protecciones provocando la desconexión de la interconexión con Colombia, como consecuencia actuó el ESC que desconectó el 50% de la carga del país, provocando un evento en cascada que culminó con el colapso total del SNI. En [18] también se menciona el colapso de la zona norte del 15 de enero de 2009, provocado por la desconexión de la línea Santa Rosa – Totoras debido a una descarga atmosférica, lo que provocó oscilaciones de voltaje y potencia y la posterior separación del sistema en dos islas. Las consecuencias de estos colapsos pudieron ser atenuadas con la actuación de un ESC más versátil.

La evolución tecnológica que ha venido presentando el SNI permite la aplicación de nuevas y avanzadas tecnologías de medición con el propósito de mejorar la confiabilidad del sistema. Asimismo, la incorporación del sistema de 500kV en el SNI ha provocado un cambio significativo en la topología del sistema y con esto también se abre la oportunidad para realizar investigación aprovechando el nuevo equipamiento disponible en subestaciones, con la finalidad de evitar eventos en cascada debido a contingencias que pueden ser estudiadas de forma anticipada.

En base a lo mencionado, se propone explorar las ventajas de implementar un esquema adaptativo de seccionamiento de carga en función del voltaje y la frecuencia, considerando la dinámica del sistema y usando simulación digital en tiempo real.

1.5.1.2. Esquemas de seccionamiento de carga

La investigación con respecto a esquemas de seccionamiento de carga ha venido desarrollándose y evolucionando como se presenta a continuación.

Los modelos de ESC convencionales estudian de forma independiente los fenómenos de estabilidad de voltaje y frecuencia, estas consideraciones permiten tomar acciones de acuerdo con el tipo de estabilidad considerada, que podría disparar las protecciones llevando al SEP a un evento en cascada total o parcial.

El avance de la tecnología ha permitido la utilización de nuevas herramientas como la inteligencia computacional. La instalación de PMUs permite la disponibilidad de las mediciones en tiempo real. El modelamiento dinámico de sistemas eléctricos de potencia permite hoy en día observar la respuesta dinámica del sistema y diseñar esquemas de seccionamiento de carga mediante novedosas técnicas como Jacobiano reducido, despreciando pérdidas como se muestra en [7]. Herramientas de inteligencia computacional y la variación de la potencia reactiva en función del tiempo son consideradas en [1], la utilización de equivalentes de Thévenin usando mediciones de PMU es mostrada en [19].

En [20] se considera la estabilidad de frecuencia, y se determina activar el seccionamiento de carga en el caso de un colapso generalizado del sistema, pero no considera los fenómenos más locales como los de voltaje.

La cantidad de carga a desconectar de acuerdo a metodologías convencionales se obtiene a través de: simulaciones offline, lista de contingencias, experiencia de operadores, ingenieros, expertos [2]. No obstante, estas metodologías no son capaces de adaptarse a la evolución de los eventos. La realización de un esquema de seccionamiento de carga considerando el análisis de la estabilidad de voltaje y frecuencia de manera conjunta permite mantener el equilibrio en el sistema, considerando la frecuencia global y el voltaje en la zona afectada [1], [7].

En [19] se hace referencia a un indicador para evaluar la estabilidad de voltaje en función de mediciones locales aplicando métodos probabilísticos para determinar la confiabilidad

de los datos de las PMUs. Utiliza Montecarlo para la predicción mediante simulaciones y poder predecir errores en las mediciones, utiliza equivalentes de Thévenin.

El presente trabajo definirá indicadores para determinar el momento apropiado del deslastre de carga, así como la determinación de cantidad de carga a ser desconectada.

1.5.1.3. Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia

En los sistemas eléctricos de potencia se presentan varios problemas relacionados con estabilidad, para poder identificar de una forma clara se han realizado una clasificación de acuerdo con [21], esta se puede observar en la Figura 1.1.

La Estabilidad está definida en un sistema eléctrico de potencia como la capacidad que éste posee para encontrar un nuevo punto estacionario de operación a partir de una condición inicial después de haber sido sometido a una perturbación [21].

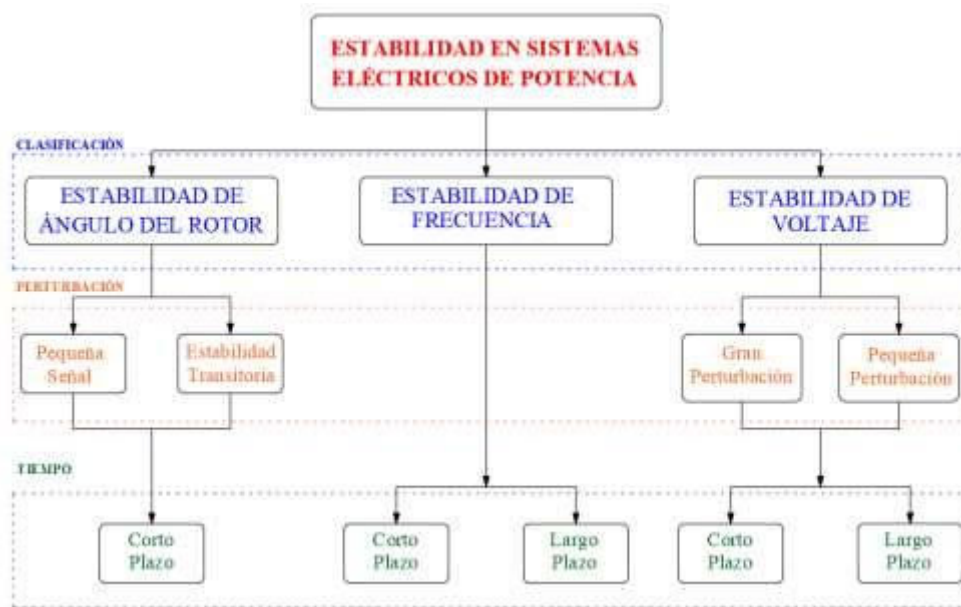


Figura 1.1 Clasificación de Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

La estabilidad de ángulo del rotor se define como la habilidad de todas las máquinas de un sistema eléctrico de potencia de mantenerse en sincronismo después de haber sido sometidos a una perturbación [21].

La estabilidad de frecuencia se define como habilidad del sistema de mantener el balance generación – carga después de haber sido sometido a una perturbación [21].

La estabilidad de voltaje se define como la capacidad del sistema de mantener los niveles de voltaje de todas las barras del sistema dentro de los límites de operación permitidos luego de haber sido sometido a una perturbación [21].

1.5.1.4. Evaluación de vulnerabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia

La vulnerabilidad puede ser definida como el nivel de riesgo que presenta un SEP el momento en que aparezca una condición de operación estática o dinámica determinada, que den como resultado eventos en cascada [3].

Existen 3 concepciones para la evaluación de la vulnerabilidad:

- Fuera de línea, la cual es realizada mediante métodos convencionales que se basan en simulaciones caracterizadas por un gran consumo computacional, por lo tanto, no es posible realizar aplicaciones en línea. La evaluación de la vulnerabilidad en estado estacionario se conoce como evaluación de seguridad estática (SSA) y en estado dinámico se conoce como evaluación de seguridad dinámica (DSA). Pueden estar relacionadas con una probabilidad de ocurrencia basado en métodos de Montecarlo [3].
- En línea, en este caso los datos de ingreso son tomados a través de equipos de medición y herramientas como SCADA/EMS, PMU, GIS, pero los resultados no se obtienen con una velocidad suficiente para ser considerados como evaluación en tiempo real. Existen varios métodos de procesamiento como el procesamiento paralelo o distribuido, los cuales mejoran el tiempo de cálculo permitiendo el desarrollo de aplicaciones como el DSA y el SSA en línea, con lo cual han podido desarrollarse aplicaciones en línea con tiempos de respuesta aceptables [3].
- Tiempo real, en este caso se busca reflejar las condiciones más recientes como una fotografía del sistema en tiempo real, este procedimiento es realizado en muy poco tiempo, mismo que generalmente no supera un par de segundos. Las nuevas tecnologías como PMU (Unidades de medición sincrofasorial) junto con la aplicación de técnicas de minería de datos y de inteligencia computacional han hecho posible la evaluación de la vulnerabilidad postcontingencia de un sistema en tiempo real (evaluación de la vulnerabilidad dinámica DVA) [3].

Los métodos de evaluación de la vulnerabilidad de un sistema eléctrico de potencia pueden ser entendidos de mejor manera en la Figura 1.2.

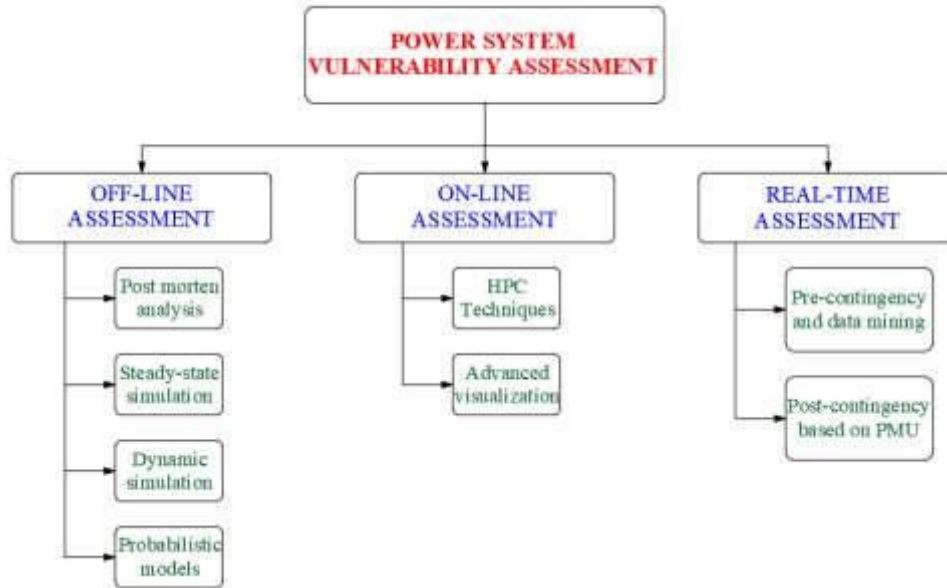


Figura 1.2 Métodos de Evaluación de Vulnerabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia [3]

1.5.2. Componentes de la Plataforma de Simulación Implementada

El desarrollo del presente trabajo contempla la incorporación de un lazo cerrado de programas computacionales (Software in the Loop SIL), los cuales poseen diferentes características individuales, pero de manera conjunta, a través de protocolos de comunicación establecidos en normas, dan como resultado un sistema dinámico que permitirá la toma de decisiones ante eventos de contingencias de salidas de unidades de generación.

La descripción de cada uno de los elementos se describe a continuación:

1.5.2.1. PowerFactory de DigSILENT

PowerFactory es un software de simulación de SEP offline, que permite realizar varios análisis cuyos resultados van a ser utilizados tanto para la determinación de nodos sensibles como para el entrenamiento de los regresores. Los módulos a emplearse son cálculo de flujos de potencia, sensibilidad, simulación RMS, modelación de módulos DSL y scripting.

La modelación de las redes de prueba se la realiza tanto para estudios en estado estable y transitorio, además se considera la exportación del archivo “DGS” para definir la topología en ePHASORSim.

PowerFactory va a permitir la generación de datos mediante la aplicación de un script de Python para posteriormente entrenar los modelos de regresión.

En la Figura 1.3 se pueden observar varias de las funcionalidades que se requieren para ejecutar el presente proyecto.

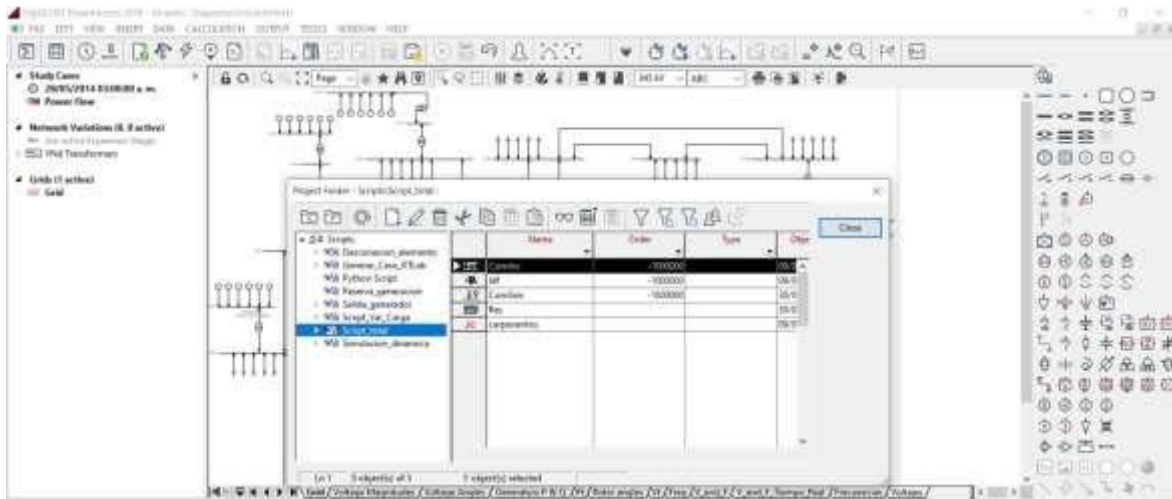


Figura 1.3 PowerFactory de DlgSILENT

1.5.2.2. OpenModelica

OpenModelica es un software libre enfocado en la simulación dinámica de elementos, posee una librería enfocada en la simulación dinámica de generadores, AVR, PSS y Governors que es utilizada por RT Lab (plataforma de gestión de la simulación digital en tiempo real de OPAL-RT). Para esto, es necesaria la generación de FMU (Functional Mock-Up Unit) a través de la herramienta propia de RT Lab denominada FMUCreator.

Durante el presente proyecto se utilizan los modelos ya definidos por OpenModelica y que se encuentran también en la librería de PowerFactory de DlgSILENT.

En la Figura 1.4 se puede observar la representación de uno de los modelos compuestos de generador, AVR, PSS y Governor en OpenModelica.

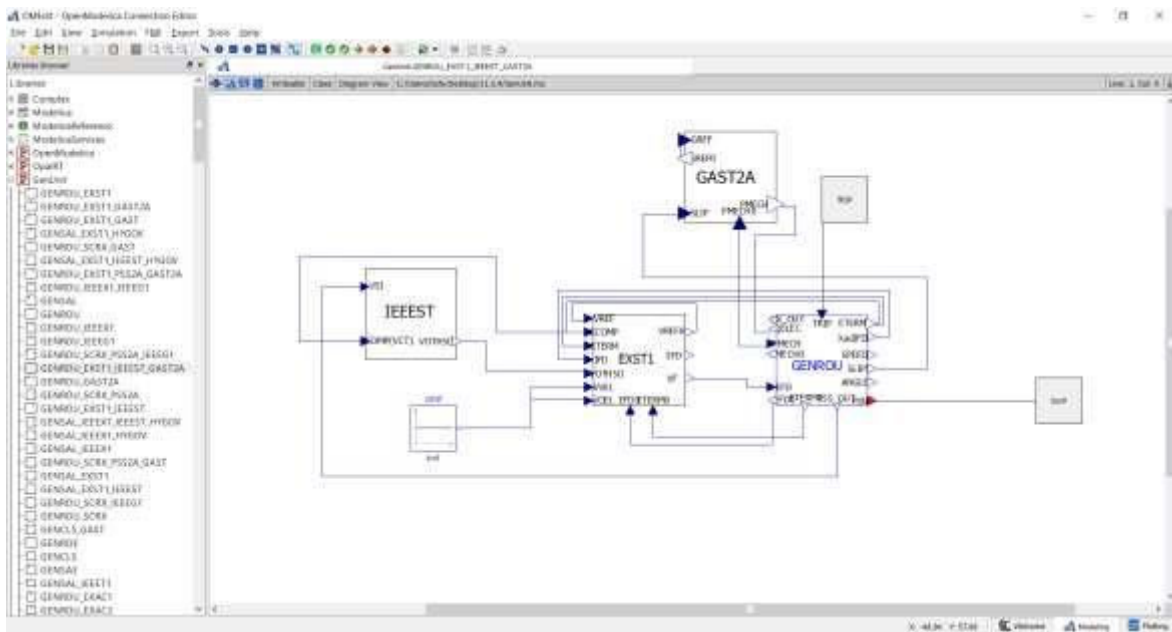


Figura 1.4 OpenModelica

1.5.2.3. Simulador Digital en Tiempo Real Opal-RT

Opal-RT es una empresa fundada en el año de 1997, actualmente se dedica a la investigación y desarrollo de simuladores en tiempo real. Opal RT, mediante las herramientas computacionales en paralelo y distribuido, ha desarrollado un Software llamado RT Lab, el cual consta de varios simuladores, cada uno con su aplicación definida siendo diferenciados en función del número de barras y del periodo de tiempo de la evolución del fenómeno que se desea analizar. En la Figura 1.5 se puede evidenciar de una forma clara los simuladores que dispone RT Lab [22], junto con HYPERSim, que es una plataforma complementaria que también forma parte de las soluciones de OPAL-RT.

La aplicación de cada simulador se la describe a continuación:

- HYPERSim (plataforma complementaria a RT Lab) con la capacidad de simular transitorios electromagnéticos con una gran cantidad de barras en pasos de tiempo desde 25 μ s hasta 100 μ s [16].
- eFPGAsim con la capacidad de simular electrónica de potencia con pasos de tiempo que van desde 100 ns hasta 1 μ s [16].
- eMEGAsim con capacidad de simular electrónica de potencia conectada a la red en pasos de tiempo desde 10 μ s hasta 100 μ s [16].

- ePHASORsim con capacidad de simular sistemas eléctricos de potencia a gran escala con un paso de tiempo de 10ms [16], el cual es utilizado para la realización de este proyecto.

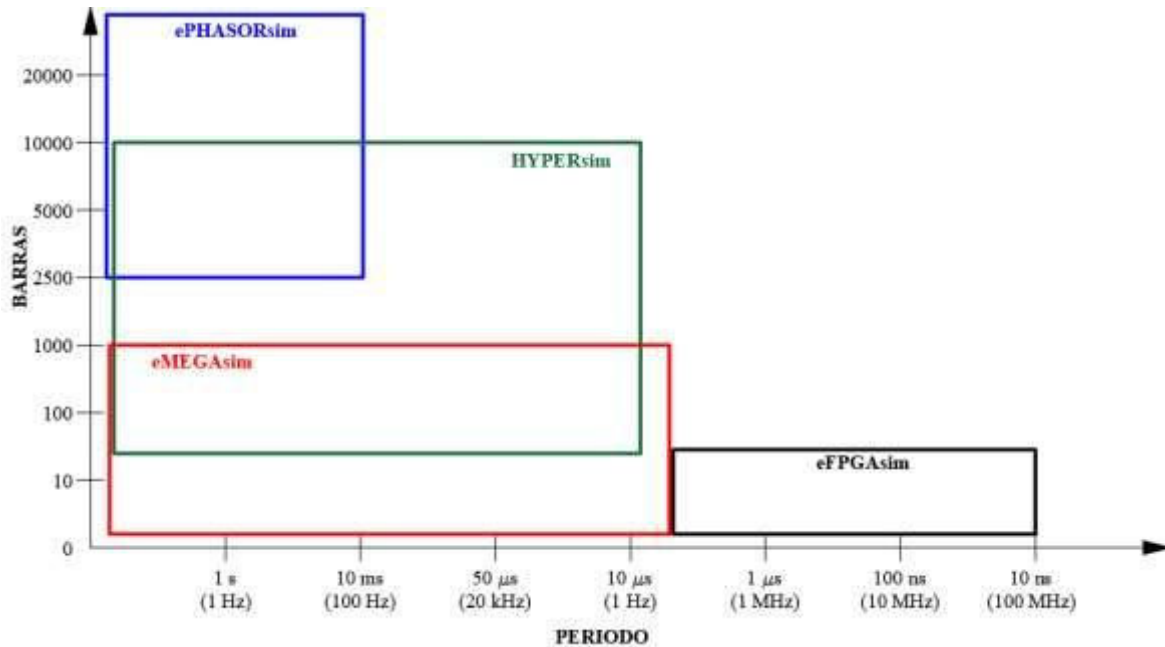


Figura 1.5 Aplicación de los simuladores de RT Lab y HYPERsim [16].

Para la aplicación realizada en el presente proyecto en ePHASORsim, se utiliza la funcionalidad de simulación de flujos de potencia y simulación dinámica, mediante archivos en formato DGS, generados en PowerFactory de DigSILENT de donde se establece la topología de la red a ser analizada, la generación del archivo DGS se lo realiza con la carpeta de definición de variables proporcionada por RT Lab.

El cálculo de flujo de potencia se realiza en función de los datos de despacho, cargas y modelamiento estático del resto de elementos definidos en el archivo DGS. Para la simulación dinámica, RT Lab utiliza los modelos dinámicos implementados en los FMUs de OpenModelica ya definidos, para complementar los componentes como generadores, AVR, PSS y Governors.

La interacción con el sistema se da a través de un archivo de Excel donde se definen entradas y salidas del programa, este desarrollo se lo puede conocer en el manual de usuario de RT Lab.

RT Lab permite la simulación de PMUs virtuales y la conexión con WAProtector mediante el protocolo de comunicación IEEE C37.118. La comunicación que entrega a RT Lab el valor del indicador desde WAProtector se lo realiza mediante el protocolo DNP3.

1.5.2.4. Python

Lenguaje de programación libre, basado en el lenguaje C, tiene una gran cantidad de aplicaciones en varias ramas como minería de datos, análisis financieros, ingeniería. Los lenguajes de programación se rigen al alfabeto, léxico, sintaxis y semántica, este programa tiene la particularidad de que se deben respetar mayúsculas, minúsculas, los espacios frente a cada línea de instrucción y además, tiene dos tipos de funcionamiento: como compilador, en el cual las líneas de instrucción se transforman en un ejecutable a través de un compilador o traductor, y como intérprete, en el cual se muestra el código fuente del programa que nos encontremos realizando, este también se conoce como scripting.

Para el presente proyecto se utiliza la funcionalidad de intérprete con el cual se genera un script que es cargado en PowerFactory de DlgSILENT.

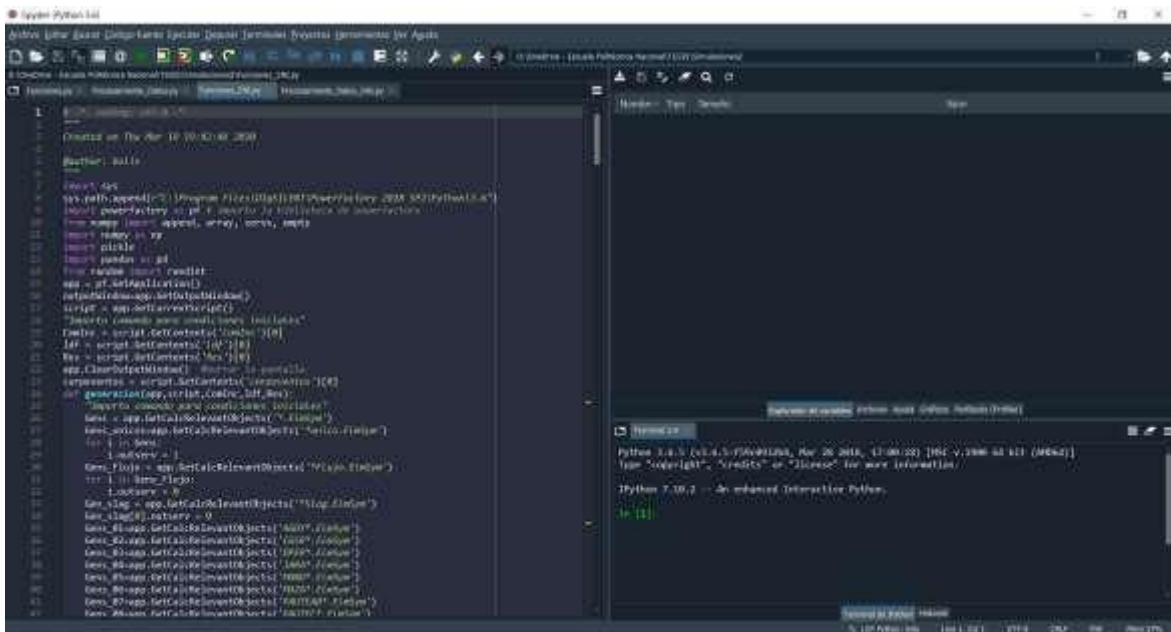


Figura 1.6 Spyder - Intérprete de Python

En la Figura 1.6 se observa la interfaz del intérprete Spyder de Python que va a ser utilizado para la realización del Script y el posterior procesamiento de datos aplicando técnicas de minería de datos.

1.5.2.5. Sistema de Monitoreo de Área Ampla (WAMS)

Los Sistemas de Monitoreo de Área Ampla (Wide Area Monitoring System) han sido desarrollados con el objetivo de monitorear y controlar sistemas de potencia de gran

tamaño en tiempo real, para lograr este objetivo se requieren equipos sofisticados de medición (PMU), capacidad de procesamiento de señales a gran velocidad, sistemas de comunicación avanzados y la infraestructura de un sistema capaz de soportar información dinámica en tiempo real [16].

Un WAMS está compuesto por PMUs, dispositivos de almacenamiento de datos más conocidos como concentradores de datos (PDC) y un sistema de comunicación avanzado. Mediante las PMUs se pueden obtener mediciones de voltaje, corriente, frecuencia y sus tasas de cambio respectivas con una tasa de muestreo de pocos milisegundos (un ciclo de acuerdo con el estándar C37.118) con lo que es posible tener un monitoreo en tiempo real.



Figura 1.7 Sistemas de Monitoreo, Protección y Control

Las aplicaciones de supervisión control y protección se muestran en la Figura 1.7, de donde destacan las aplicaciones del nivel 4 donde se encuentran los Sistemas Globales de Monitoreo, Supervisión y Control en Tiempo Real (WAMPAC), las cuales son: Wide Area Monitoring System (WAMS), Wide Area Control System (WACS) y Wide Area Protection System (WAPS).

El PDC usado por el Operador Nacional de Electricidad CENACE es WAProtector. En esta plataforma es en la que se realiza la gestión de los datos obtenidos de las PMUs virtuales modeladas y simuladas en ePHASORsim, el cálculo y monitoreo de los indicadores a través de la implementación del clasificador y el regresor lineal y se realizará la toma de decisión del deslastre de carga, el cual será ejecutado mediante los protocolos de comunicación con RT Lab.

1.5.3. Minería de Datos

La nueva capacidad de los dispositivos computacionales ha permitido el procesamiento de grandes cantidades de datos, la minería de datos se basa en la búsqueda y extracción de conocimiento de esta gran cantidad de información. La minería de datos se fundamenta en la determinación, búsqueda, reconocimiento o extracción de patrones inmersos en grandes cantidades de datos.

Se puede dividir en dos categorías: predictivo y descriptivo.

- Descriptivo: caracterizan las propiedades generales de los datos.
- Predictivo: lleva a cabo inferencias sobre el comportamiento de los datos para hacer predicciones, se basa en aprendizaje.

La minería de datos se aplica a diversos problemas tales como la reducción de variables (reducción de la dimensionalidad), procesamiento de señales, clasificación y regresión. Los datos se estructuran en una matriz de datos X_{np} en donde, n es el número de observaciones y p es el número de variables. La minería de datos abarca estadística, inteligencia artificial, ciencias de gestión y sistemas de información.

El presente proyecto utiliza varias herramientas de minería de datos tales como clasificación y regresión.

1.5.3.1. Modelo de Regresión Lineal Múltiple

La observación de la relación entre diversas variables permite, definir un modelo matemático que permita predecir los posibles valores de otra al conocer el valor de algunas de ellas. La regresión lineal múltiple no se basa en determinar la relación entre 2 variables, sino, en general, establecer relaciones del tipo que se muestra en la ecuación (1.1), en la

cual se relacionan de forma aproximada los valores de Y en función de los valores de las variables X_0 (vector de unos), X_1, X_2, \dots, X_{p-1} más el error ϵ [23].

$$Y = f(X_0, X_1, X_2, \dots, X_{p-1}) + \epsilon \quad (1.1)$$

Donde “Y” representa la variable que se desea determinar mediante el proceso de regresión lineal múltiple, para esto se la representa mediante la notación de la ecuación (1.2) [23].

$$Y = \beta_0 \cdot X_0 + \beta_1 \cdot X_1 + \dots + \beta_{p-1} \cdot X_{p-1} + \epsilon \quad (1.2)$$

Donde:

$\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_{p-1}$: parámetros fijos desconocidos

X_0, X_1, \dots, X_{p-1} : variables regresoras o independientes

ϵ : error

Como se puede observar en la ecuación (1.2) se identifica que Y es el resultado de la combinación lineal de las variables explicativas. El principal problema que se presenta es la estimación de los parámetros $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_{p-1}$, motivo por el cual se debe contar con N observaciones para la variable Y con sus correspondientes variables regresoras X. Esto permite definir N igualdades similares a la ecuación (1.2) como se observa en la ecuación (1.3), misma que puede ser descrita en forma matricial como la ecuación (1.4) [23].

$$\begin{aligned} y_1 &= \beta_0 \cdot x_{1,0} + \beta_1 \cdot x_{1,1} + \dots + \beta_{p-1} \cdot x_{1,p-1} + \epsilon_1 \\ y_2 &= \beta_0 \cdot x_{2,0} + \beta_1 \cdot x_{2,1} + \dots + \beta_{p-1} \cdot x_{2,p-1} + \epsilon_2 \\ y_3 &= \beta_0 \cdot x_{3,0} + \beta_1 \cdot x_{3,1} + \dots + \beta_{p-1} \cdot x_{3,p-1} + \epsilon_3 \end{aligned} \quad (1.3)$$

$$y_N = \beta_0 \cdot x_{N,0} + \beta_1 \cdot x_{N,1} + \dots + \beta_{p-1} \cdot x_{N,p-1} + \epsilon_N$$

$$\vec{y} = X\vec{\beta} + \vec{\epsilon} \quad (1.4)$$

Donde:

\vec{y} : Vector de dimensiones N x 1 con valores de la variable Y

X: Matriz de dimensiones N x p con los valores de las variables regresoras

$\vec{\beta}$: Vector de los parámetros $(\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_{p-1})'$

$\vec{\epsilon}$: Vector de dimensiones N x 1 con los valores de error

La ecuación (1.4) también puede ser escrita como la ecuación (1.5) :

$$\vec{\epsilon} = \vec{y} - X\vec{\beta} \quad (1.5)$$

Para la determinación de los parámetros $\vec{\beta}$ óptimos de la regresión se considera el criterio de mínimo cuadrático ordinario (MCO). Con lo cual se establece que $\vec{\beta}$ es óptimo si $\|\vec{y} - X\vec{\beta}\|$ es mínimo.

1.5.3.2. Modelo de Clasificación

En un problema de clasificación, al contrario de los que ocurre en los de regresión, la variable de salida “y” es una variable discreta, que determina las “clases” en las cuales se puede clasificar un individuo. Es posible distinguir entre problemas de clasificación binaria, donde esta variable solo puede tomar uno de dos valores, típicamente 0 ó 1, y problemas de clasificación multiclase, en la que el número de valores es mayor.

En este trabajo, se propone la aplicación de un modelo de clasificación binario tipo $y \in \{0,1\}$ que permite clasificar el escenario operativo entre 0: no requiere actuación del ESC y 1: requiere la actuación del ESC. Para esto, y con el propósito de implementar el modelo de clasificación en WAProtector, se propone un modelo basado en un Hiperplano Lineal cuyos parámetros serán determinados mediante un proceso de optimización basado en el algoritmo MVMO. Este modelo de clasificación será presentado más adelante.

1.5.4. Inteligencia Computacional

La inteligencia computacional se aplica para clasificar, predecir (regresión) u optimizar. Se inspira tomando como base la forma en la cual evoluciona la naturaleza, se basan en reglas empíricas, no buscan exactitud, los resultados son aproximados dentro de un rango, lo que busca es maximizar la precisión, como consideración no se debe exagerar el entrenamiento.

Estas técnicas se basan en herramientas matemáticas que, a través de reglas empíricas, permiten que la experiencia haga que la máquina aprenda. La inteligencia computacional es utilizada cuando la aplicación de técnicas analíticas no es posible. Las técnicas de inteligencia computacional se clasifican en:

- Computación Neuronal: la forma en que las neuronas aprenden.
- Computación Fuzzy: incluye conceptos de riesgo y con posibles rangos de las respuestas.
- Computación Evolutiva: utilizada para la aplicación de optimización, basada la evolución de las especies. Por ejemplo, los hijos tienen mejores características que los padres.
- Inteligencia basada en enjambres: toma el comportamiento de nidos y cómo se mueven para buscar la supervivencia, buscan las mejores direcciones de adaptación.

Para el presente proyecto se aplicarán las herramientas: árboles de decisión, redes neuronales y máquinas de soporte vectorial.

1.5.4.1. Árboles de decisión [24]

Es un sistema de soporte de decisión que utiliza tres tipos de decisiones, gráficas y sus posibles causas – efectos incluyendo los resultados de eventos fortuitos, costos de recursos y utilidad. Un árbol de decisión o árbol de clasificación es usado para aprender una función de clasificación con la cual se concluye el valor de la variable dependiente en función de la variable independiente [24].

El árbol de decisión es una herramienta altamente efectiva en la minería de datos, extracción de información, *machine learning* y reconocimiento de patrones [24].

Los beneficios del árbol de decisión son los siguientes [24]:

- Fácil de entender por parte del usuario.
- Puede soportar variables de texto y numéricas.
- Capacidad de procesar errores o valores perdidos.
- Alta efectividad con un pequeño número de operaciones.
- Puede ser implementado en gran variedad de plataformas con paquetes de minería de datos.

El árbol de decisión está constituido por un nodo raíz, nodos hoja que representan cualquier clase, nodos internos los cuales representan condiciones de prueba como se observan en la Figura 1.8 [24].

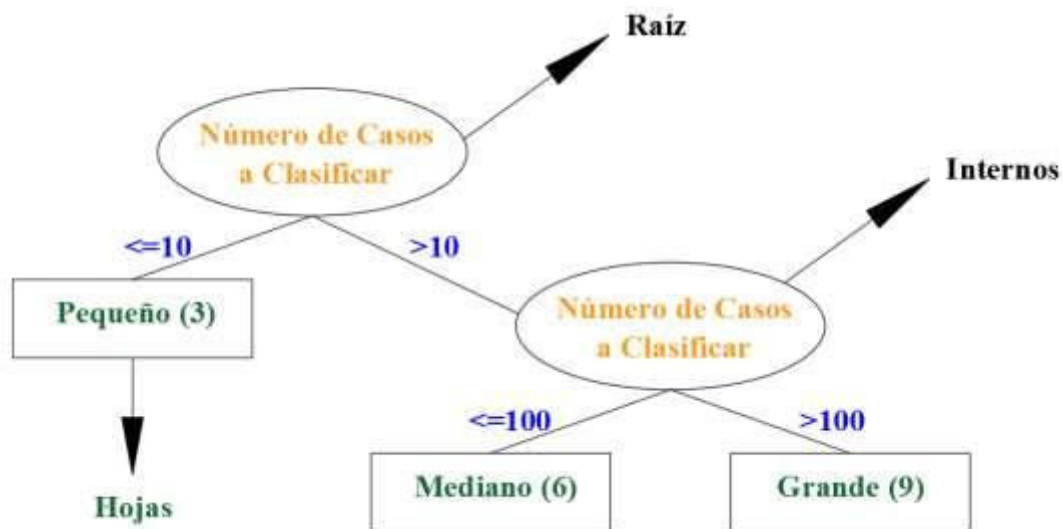


Figura 1.8 Árbol de Decisión [24].

El tamaño del árbol de decisión puede ser medido de acuerdo con las métricas que contienen: el número total de nodos, número total de hojas, la profundidad del árbol y por el número de atributos usado en la construcción del árbol. El árbol debe tener un tamaño pequeño para poder ser controlado usando una técnica llamada pruning [24].

Cada ruta del árbol que va desde la raíz hasta cada una de las hojas es la representación de una regla con las que se conforma el árbol.

1.5.4.2. Redes Neuronales Artificiales (ANN)

El desarrollo de las Redes Neuronales se fundamenta en el estudio de cómo aprende el cerebro en función de la experiencia adquirida, una red neuronal se compone al unir varias neuronas que forman capas, los datos ingresan a una neurona, procesan esta información la transforman y salen de la neurona, la salida de la neurona se convierte en la entrada de la otra neurona y así de forma consecutiva hasta que se vinculan las neuronas de diferentes capas.

Las redes neuronales artificiales son una técnica de inteligencia artificial de un gran número de elementos interconectados, que trabajan al mismo tiempo para resolver un problema en específico. Una neurona artificial es una unidad de procesamiento de información que

identifica las relaciones no lineales en una gran cantidad de información. Son llamadas redes neuronales artificiales ya que aprenden de la experiencia, esto es debido al sistema de entrenamiento en base a la información experimental que la red adquiere para realizar el estudio del problema a solucionar. Una ANN se compone de una gran cantidad de elementos trabajando en paralelo [25].

Una red neuronal imita al cerebro en dos aspectos: el conocimiento es adquirido a través de un proceso de aprendizaje, las conexiones de las neuronas que se conocen como pesos sinápticos utilizados para el almacenamiento de la información [25].

Los elementos de una ANN son:

X: Vector de datos de entrada

w: Peso de las variables (Establece la importancia de cada una de las variables)

fa: Funciones de activación que permiten relacionar las entradas con las salidas

1.5.4.3. Mean Variance Mapping Optimization (MVMO)

MVMO es un algoritmo de optimización novedoso que se encuentra dentro de la categoría denominada técnica de optimización estocástica basada en la población. El MVMO se basa en una función de mapeo espacial la cual es aplicada para la mutación de la descendencia basada en la varianza media de la solución almacenada en los archivos, la media \bar{x}_i y la varianza v_i son calculadas mediante las ecuaciones (1.6) y (1.7) [26].

$$\bar{x}_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n x_i(j) \quad (1.6)$$

$$v_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (x_i(j) - \bar{x}_i)^2 \quad (1.7)$$

Donde $j = 1, 2, 3, \dots, n$ (n es el tamaño de la población)

En la Figura 1.9 se describe la transformación de x_i^* en x_i , se da a través de la función de mapeo. La función de transformación h es calculada por la media \bar{x} y la forma de las variables s_{i1} y s_{i2} que se muestran en las ecuaciones (1.8) y (1.9) [26].

$$h(\bar{x}_i, s_{i1}, s_{i2}, x) = \bar{x}_i \cdot (1 - e^{-x \cdot s_{i1}}) + (1 - e^{-x \cdot s_{i2}}) \quad (1.8)$$

Donde

$$S_i = -\ln(v_i) \cdot f_s \quad (1.9)$$

El factor de escala f_s es un parámetro del MVMO que permite controlar el proceso de búsqueda de la mejor solución durante el proceso de optimización.

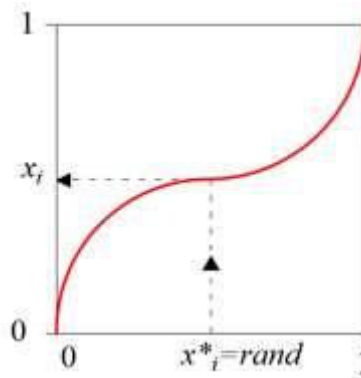


Figura 1.9 Mapeo de Variable - MVMO

1.5.5. Estándar IEEE C37.118

C37.118 es el estándar para mediciones sincrofasoriales para Sistemas Eléctricos de Potencia, el cual define sincrofasores, frecuencia, y la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF) en cualquier condición de operación. El estándar especifica métodos para evaluar las medidas y los requerimientos para el cumplimiento de la norma para condiciones en estado estacionario como para estado dinámico, tipos, uso, contenido y los formatos de los datos para comunicación en tiempo real, entre la *phasor measurement unit* (PMU) y el *phasor data concentrator* (PDC) y otras aplicaciones [27].

Cuatro tipos de mensajes son comunicados entre una PMU y un PDC, datos, configuración, encabezado y comando. Los primeros tres tipos de mensajes son transmitidos desde una PMU/PDC que sirve como una base de datos y el último mensaje es recibido por una PMU/PDC [27].

- La descripción de cada uno de los tipos de datos es:
- Mensaje de datos: mediciones realizadas por la PMU.
- Configuración: mensaje en lenguaje de máquina legible que describe el tipo, factores de calibración y otros metadatos que envía la PMU/PDC.

- Encabezado: es información descriptiva legible enviada desde la PMU/PDC, pero es provista por el usuario.
- Comando: son códigos en lenguaje de máquina enviadas hacia la PMU/PDC para configuración y control.

La trama está compuesta por 2 bytes de sincronismo (SYNC), 2 bytes para especificar el tamaño (FRAMESIZE), 2 bytes para identificar el código (IDCODE), una marca de tiempo de 4 bytes para los segundos (SOC), 4 bytes para las fracciones de los segundos (FRACSEC), que están distribuidos en 24 bits para el valor de FRASEC y 8 bits para la calidad del tiempo, la composición se muestra en la Figura 1.10 [27].

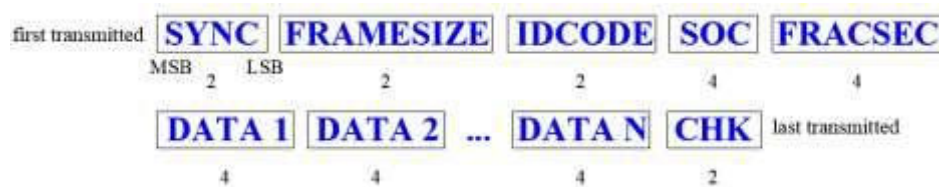


Figura 1.10 Trama Protocolo IEEE C37.118

La sincronización puede darse de 2 formas:

- Sistema de posicionamiento global (GPS): es un sistema de satélites que trabajan bajo una misma fuente de tiempo.
- Protocolo de Tiempo de red (NTP): es la más usada para la sincronización de los elementos de una red

1.5.6. Protocolo de Comunicación DNP3

DNP3 o también conocido en sus siglas en inglés como Distributed Network Protocol Version 3.3 es un estándar de telecomunicaciones el cual define la comunicación entre estaciones maestro, Remot Telemetry Units (RTU) y otros dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs). Este protocolo fue desarrollado para lograr la interoperabilidad entre sistemas industriales eléctricos, sistemas de gas, agua, aceite e industrias secundarias. En noviembre de 1993 el protocolo estuvo disponible para el uso de terceras personas a través del DNP3 User Group [28].

DNP3 fue designado específicamente para la aplicación en sistemas SCADA. Esto involucra la recepción de información y el envío de señales de control entre dispositivos

computarizados separados físicamente. Fue diseñado para transmitir paquetes de datos relativamente pequeños de manera confiable de forma secuencial determinística [28].

Hoy en día DNP3 es un protocolo abierto el cual ha sido adaptado por una gran cantidad de fabricantes, algunos de los beneficios del DNP3 son los siguientes [28]:

- Protocolo abierto.
- Soporte brindado por DNP3 User Group.
- Funciona en una gran cantidad de equipos de diferentes marcas.
- Arquitectura en base a capas.
- Optimizado para una comunicación SCADA confiable y eficiente.
- Creado en base a estándares de prueba implementados.
- Capacidad de selección entre varios proveedores de equipos para ampliaciones o modificaciones de sistemas.

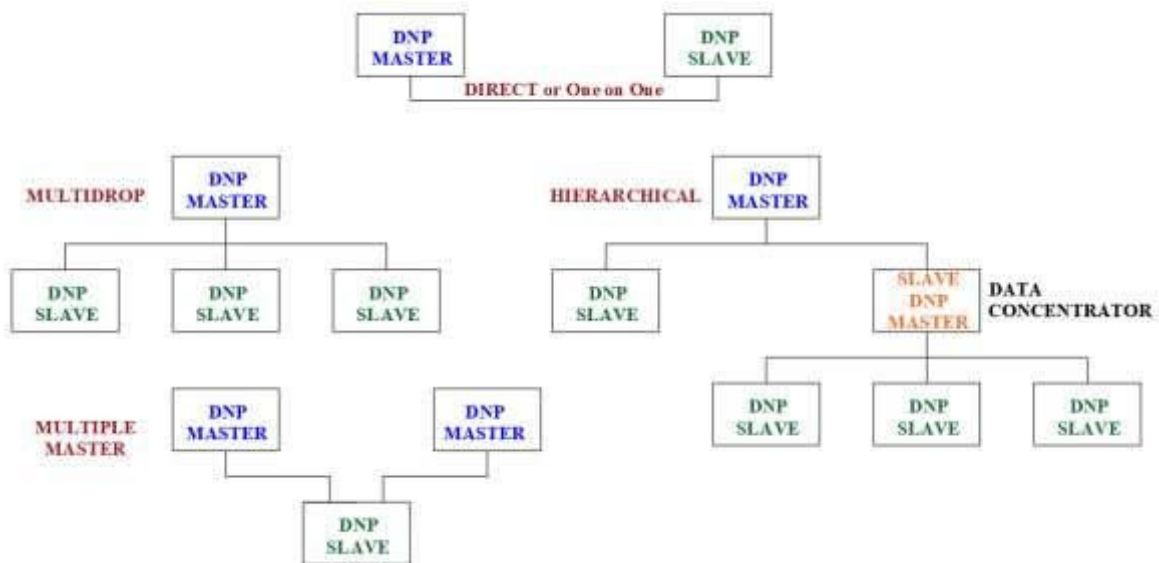


Figura 1.11 Topologías DNP3

Las características del DNP3 son las siguientes [28]:

- Permite mensajes con estampa de tiempo.
- Divide los mensajes para mantener un control de errores óptimo y rápidas secuencias de comunicaciones.

- Permite una topología: maestro – esclavo.
- Permite múltiples topologías maestro.
- Permite objetos definidos por el usuario.
- Permite sincronización de tiempo.
- Confirmación de la capa de aplicación y enlace de datos.

DNP3 permite las topologías que se observan en la Figura 1.11; para el presente proyecto se utiliza la topología Directo o uno a uno.

1.5.7. Coeficiente de determinación R^2

La aplicación de una regresión lineal conlleva una evaluación de su capacidad predictiva, para lo cual se utiliza el coeficiente de determinación R^2 , con el que es posible identificar la bondad de ajuste de la regresión lineal. Si todos los puntos de la regresión cayeran en el hiperplano de regresión se concluiría que esta es una regresión con un ajuste perfecto, algo que casi nunca sucede, por lo general existen errores (\hat{u}_i) positivos o negativos como se muestran en la Figura 1.12 [29].

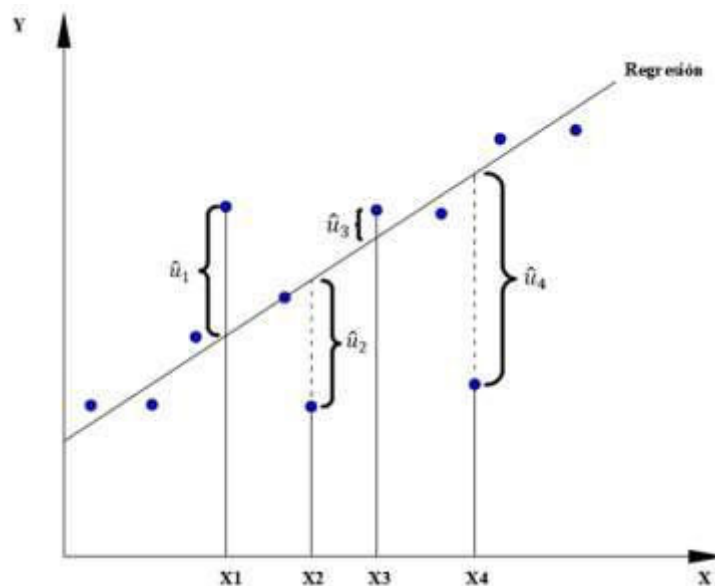


Figura 1.12 Regresión lineal [29]

El coeficiente de determinación R^2 da como resultado un valor que indica cuán bien se ajusta la regresión a los datos [29]. De esta forma, mientras más cercano a uno (1) es el coeficiente, mejor capacidad predictiva tendrá el modelo.

Para entender mejor el cálculo se toma como referencia la Figura 1.13.

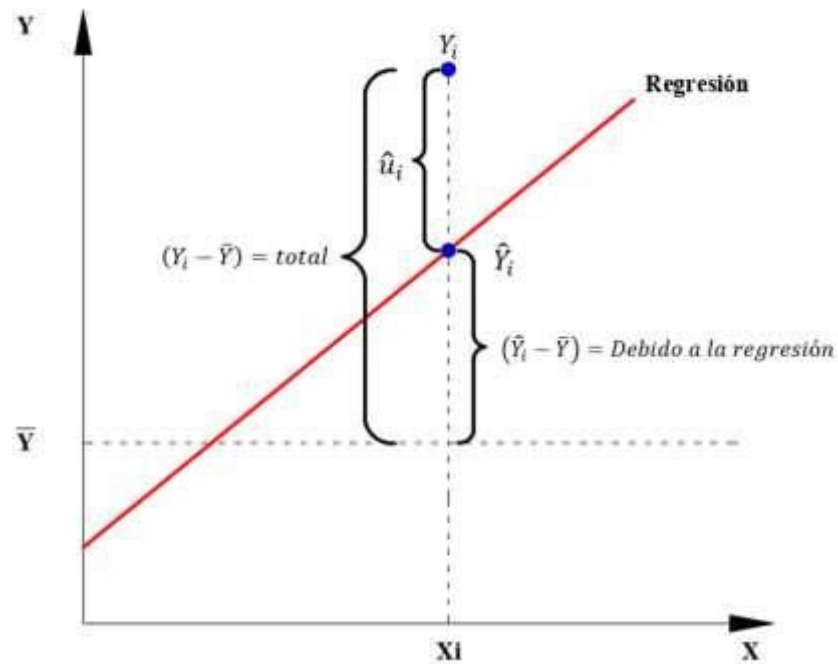


Figura 1.13 Coeficiente de determinación [29]

De donde se define R^2 en la ecuación (1.10) [29].

$$R^2 = \frac{\sum(\hat{Y}_i - \bar{Y})^2}{\sum(Y_i - \bar{Y})^2} \quad (1.10)$$

Donde:

\hat{Y}_i : Valor calculado de la regresión

\bar{Y} : Valor de la media de los datos muestrales

Y_i : Valor real de la muestra

R^2 se define como coeficiente de determinación y es la medida más común de la bondad de ajuste de una regresión, en otras palabras mide la proporción o el porcentaje de la variación total en Y explicada por el modelo de regresión propuesto [29].

Como características, se pueden identificar [29]:

- Es una cantidad no negativa.
- Sus límites se encuentran entre 0 y 1.
- Cuando su valor es 1 significa un ajuste perfecto.

- Cuando su valor es 0 significa que no existe relación alguna entre la variable dependiente y las variables independientes.

1.5.8. Identificación de problemas no resueltos

En [2] se utilizan los indicadores UFLS y UVLS y un índice de sensibilidad de control de carga. Se calcula un índice de sensibilidad de cada una de las barras en función del tipo de carga, considera datos tomados de simulaciones, utiliza el software PSD-BPA, considera el tipo de carga de cada barra, se basa en características de distribución espacial. Concluye que, la cantidad de carga es muy similar al de los métodos convencionales pero el nuevo método distribuye la cantidad de carga deslastrada.

En [9] se utiliza una nueva metodología para la determinación de la localización de la carga a ser desconectada, utilizando la sensibilidad del ángulo de fase las barras y la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF), disminuyendo la cantidad de carga que se desconecta para recuperar los valores de frecuencia. Se aplica la metodología a la red de 39 barras de la IEEE, que es un trabajo realizado mediante simulaciones fuera de línea y no aplica un SIL.

En [20] se determina el seccionamiento de carga en función de baja frecuencia mediante un sistema jerárquico el cual mejora los algoritmos tradicionales en respuesta a las contingencias aprovechando la infraestructura de la red inteligente, determina la mínima cantidad de carga a ser desconectada en un corto periodo de tiempo, compara esta metodología con esquemas convencionales y determina que fue posible disminuir la cantidad de carga que se requiere desconectar para mantener a la frecuencia dentro de los límites de operación permitidos, utilizando el ROCOF. Este trabajo demuestra la capacidad del esquema propuesto en el RTDS donde se observa la respuesta dinámica del sistema en tiempo real, aplica un HIL, utiliza protocolos de comunicación como IEC61850 y GOOSE, y se aplica a la red de 12 barras desarrollada por el IEEE PES Work Group.

En [30] se utilizan los indicadores UFLS y UVLS de manera conjunta para la actuación de relés con el fin de ejecutar el deslastre de carga. Los límites de frecuencia y voltaje independientes constantes se combinan para lograr umbrales elípticos nuevos y unidos; el deslastre de carga se inicia desde el sitio más cercano del punto de falla y se propaga radialmente en la red hasta que no sólo el colapso de frecuencia se impida por completo, sino, también, que el voltaje se establece en el rango permisible. Las simulaciones

numéricas se llevan a cabo en el software PowerFactory de DlgSILENT, su metodología es aplicada a la red de 9 barras P.M Anderson y no es evaluado de forma estocástica. Además, este trabajo no utiliza mediciones en tiempo real.

Sobre la base de lo mencionado, ningún trabajo ha realizado un esquema adaptativo de seccionamiento de carga en función del voltaje y la frecuencia usando simulación digital en tiempo real, considerando la utilización de análisis estadísticos, regresores o inteligencia computacional, y que se implemente mediante un SIL. Por tal motivo, el proyecto propuesto es inédito e innovador.

Debido la situación actual de disponibilidad de software, licenciamientos, aplicaciones e infraestructura, el presente proyecto es realizado con el auspicio de CENACE, y forma parte de los desarrollos de herramientas y aplicaciones propietarias, con la finalidad de apoyar al avance tecnológico del país, así como a la mejora de la seguridad del suministro de energía eléctrica en Ecuador.

2. METODOLOGÍA

La presente sección muestra la metodología para definir un esquema de seccionamiento de carga, que adapte su parámetro de cantidad de carga a ser desconectada en tiempo real, frente a pérdidas de generación (o apertura de las interconexiones), empleando modelos de regresión que consideren la evolución dinámica del voltaje, la frecuencia y la desviación de la frecuencia en el tiempo. Esta metodología se la observa en la Figura 2.1.

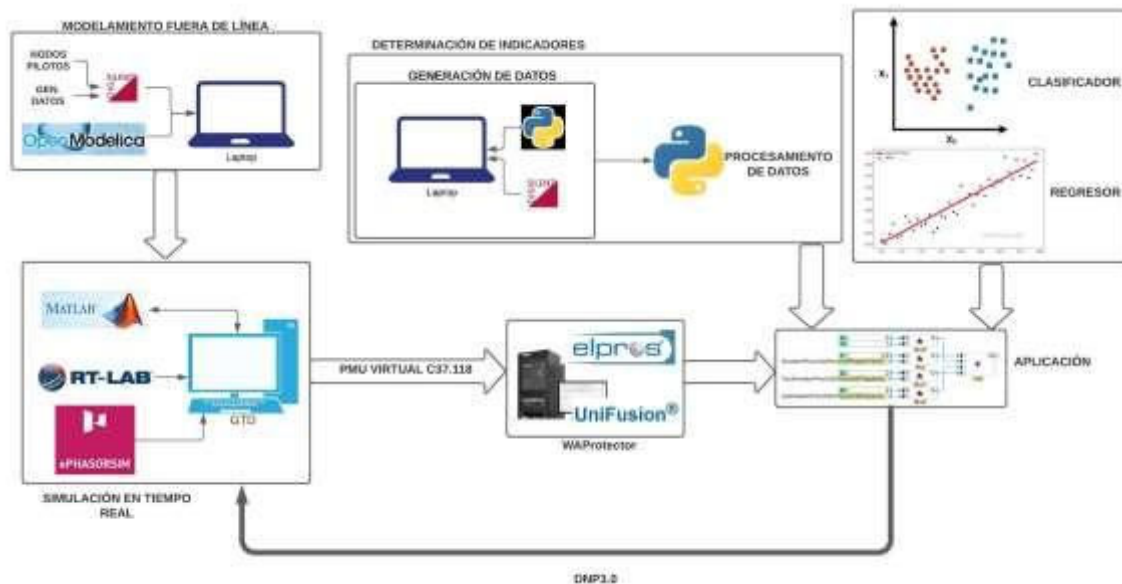


Figura 2.1 Metodología planteada

2.1. Metodología para determinar los nodos pilotos de las áreas de voltaje mediante un análisis de sensibilidad por voltaje.

Para realizar el análisis de sensibilidad para la selección de las barras piloto se utiliza la función *Load Flow Sensitivities* de PowerFactory de DlgSILENT, que se muestra en la Figura 2.2. Dicha función se encuentra dentro de Additional Funtions, se puede conocer más sobre el procedimiento de cálculo en [31].

El análisis de sensibilidad de voltaje se basa en el jacobiano reducido el cual depende de la solución del flujo de potencia, la mayor influencia en el análisis de sensibilidad es la topología del sistema.

El análisis de sensibilidad de la matriz jacobiana es un método que permite conocer las barras críticas del sistema en las cuales se deberían aplicar medidas correctivas con el fin de aumentar el margen de cargabilidad y volver más estable el sistema. J_{RQV} es la matriz jacobiana reducida del sistema eléctrico de potencia y la matriz J_{RQV}^{-1} es la matriz de sensibilidad que relaciona la variación de voltaje en una barra con respecto a la inyección de potencia reactiva $[\partial V/\partial Q]$. Una sensibilidad positiva indica operación estable y mientras más pequeña sea la sensibilidad, más estable es el sistema. Cuando la estabilidad decrece, la magnitud de la sensibilidad se incrementa, llegando a ser infinita en el límite de estabilidad. Al contrario, una sensibilidad negativa es indicativo de operación inestable.

Para el presente análisis, dadas las contingencias de interés, que corresponden a la salida de generadores, el cálculo del análisis de sensibilidad de voltaje no se verá alterado de forma significativa, de la misma manera la topología del sistema tampoco cambiará de forma que los nodos pilotos no van a ser modificados.

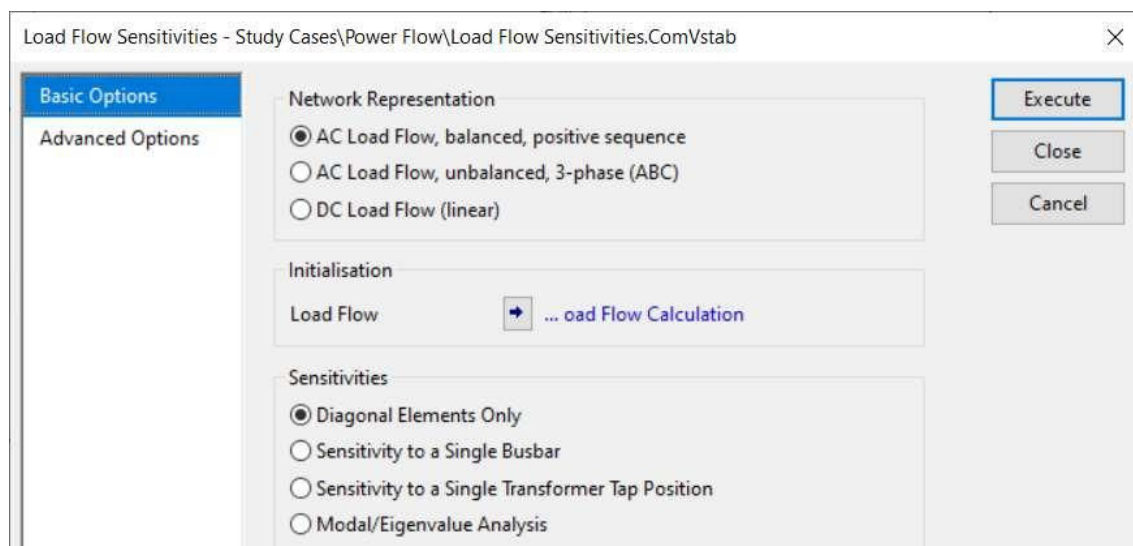
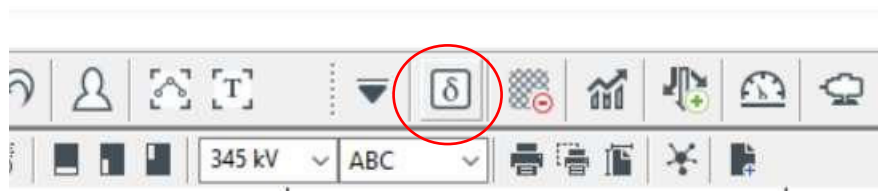


Figura 2.2 Load Flow Sensitivities

Lo que se desea obtener del análisis de sensibilidad de PowerFactory de DigSILENT es dV/dQ de los nodos del sistema. Las barras de generación tienen una sensibilidad de cero debido a que son barras PV, es decir no son sensibles a la variación del voltaje, siempre y cuando el punto de operación de los generadores se encuentre dentro de la curva de operación (capability curve).

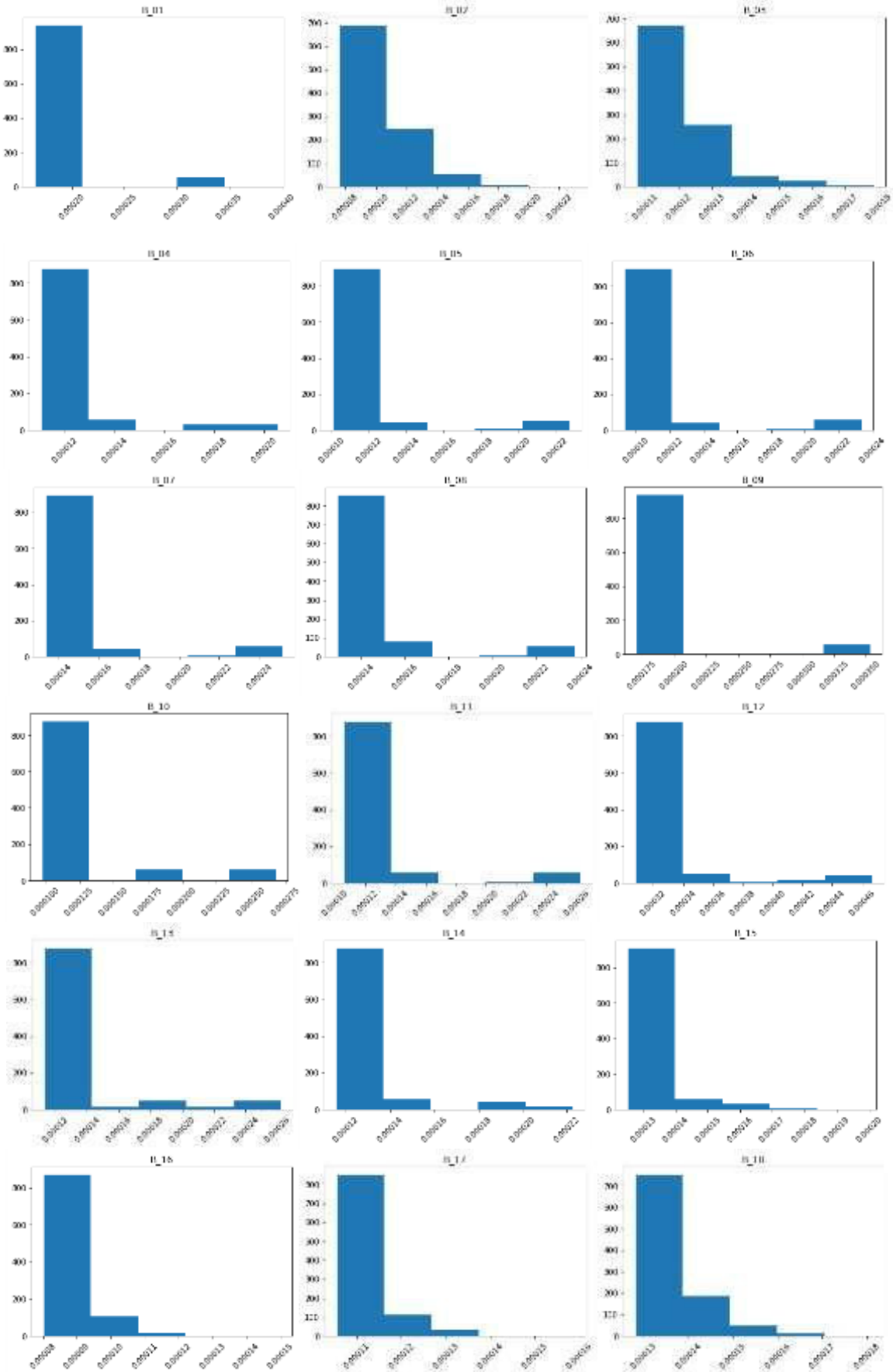
Al tratarse de sensibilidades dV/dQ se considera al valor más alto como la barra más sensible. Se puede identificar la selección de los nodos piloto considerando que las barras seleccionadas deben cumplir las funciones de ser una barra de carga y debe tener la mayor sensibilidad dV/dQ de la zona.

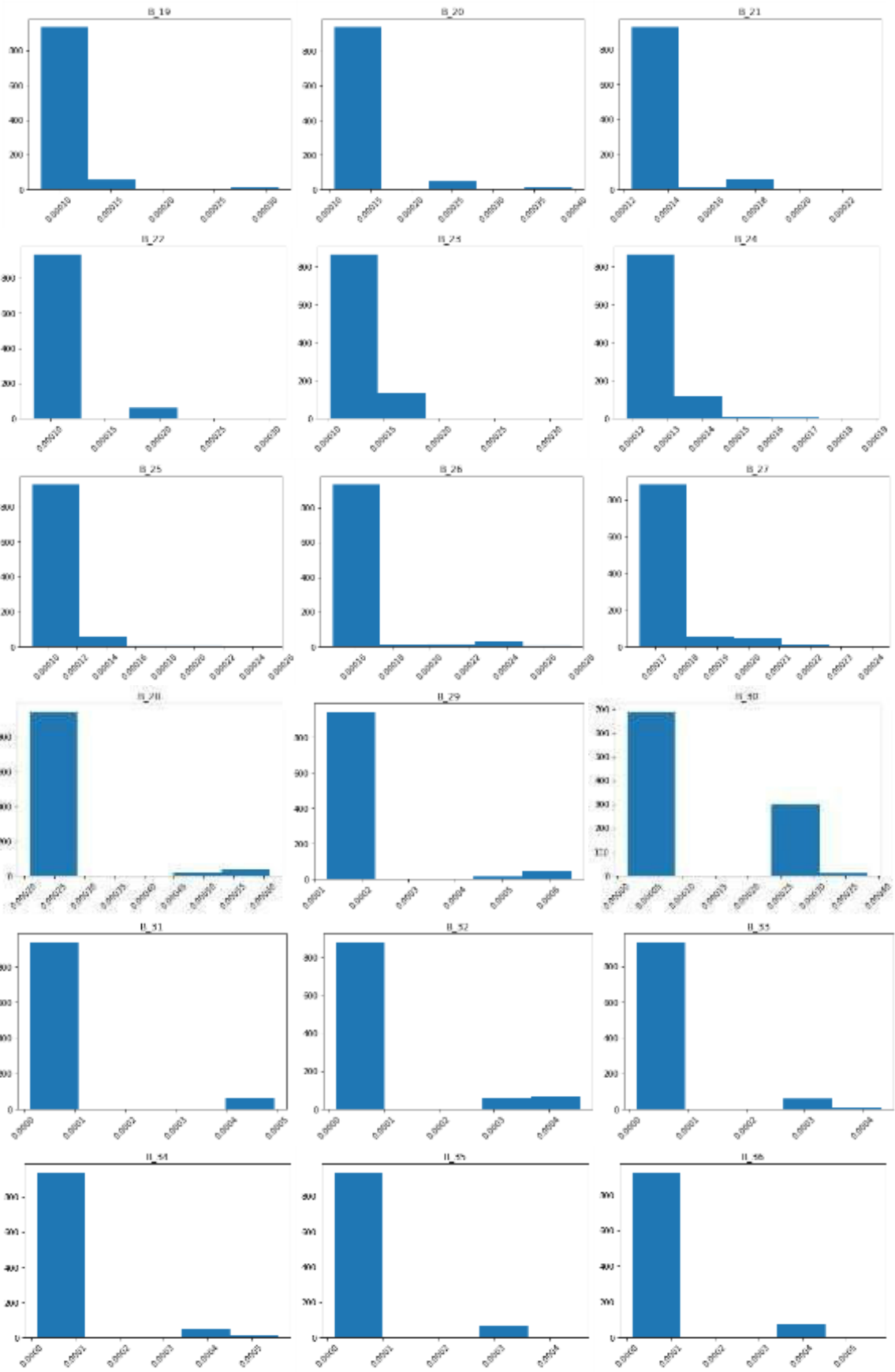
Para demostrar que el valor de las sensibilidades dV/dQ no varían considerablemente se han realizado 1000 simulaciones mediante Montecarlo considerando variaciones en las unidades de generación en servicio y en la demanda, esto se lo realizó en la red de prueba New England. En la Tabla 2.1 se observan todas las barras de la red de prueba con los valores de media, desviación estándar y varianza.

Tabla 2.1 Datos Estadísticos New England

Barra	Media	Desviación Estándar	Varianza	Barra	Media	Desviación Estándar	Varianza
B_01	0.000179	4.04E-05	1.63E-09	B_21	0.000131	1.30E-05	1.68E-10
B_02	9.54E-05	2.60E-05	6.76E-10	B_22	9.44E-05	2.68E-05	7.19E-10
B_03	0.000118	1.19E-05	1.42E-10	B_23	0.000111	2.18E-05	4.76E-10
B_04	0.000122	1.78E-05	3.17E-10	B_24	0.000125	7.47E-06	5.57E-11
B_05	0.000113	2.65E-05	7.00E-10	B_25	0.000103	1.93E-05	3.72E-10
B_06	0.000107	2.96E-05	8.74E-10	B_26	0.00016	1.91E-05	3.65E-10
B_07	0.000146	2.48E-05	6.13E-10	B_27	0.000173	9.94E-06	9.87E-11
B_08	0.000142	2.26E-05	5.13E-10	B_28	0.000234	7.50E-05	5.62E-09
B_09	0.000183	3.81E-05	1.45E-09	B_29	0.000155	0.00010157	1.03E-08
B_10	0.000115	3.84E-05	1.47E-09	B_30	0.000102	0.00012912	1.67E-08
B_11	0.000121	3.42E-05	1.17E-09	B_31	4.13E-05	0.00011276	1.27E-08
B_12	0.000323	3.35E-05	1.12E-09	B_32	5.87E-05	0.00012502	1.56E-08
B_13	0.000128	3.23E-05	1.04E-09	B_33	3.14E-05	7.52E-05	5.66E-09
B_14	0.000127	2.02E-05	4.06E-10	B_34	3.59E-05	9.74E-05	9.49E-09
B_15	0.000133	7.84E-06	6.15E-11	B_35	3.29E-05	8.04E-05	6.46E-09
B_16	8.66E-05	6.86E-06	4.71E-11	B_36	4.16E-05	0.00010788	1.16E-08
B_17	0.000112	6.12E-06	3.74E-11	B_37	3.32E-05	8.84E-05	7.81E-09
B_18	0.000136	7.53E-06	5.67E-11	B_38	5.07E-05	0.00016377	2.68E-08
B_19	9.11E-05	2.75E-05	7.59E-10	B_39	2.89E-05	7.97E-05	6.36E-09
B_20	0.000117	3.82E-05	1.46E-09				

En la Figura 2.3, se pueden observar diagramas de barras de todos los nodos pilotos donde se identifica que existe una tendencia a que el valor de dV/dQ se repita de forma muy frecuente especialmente en los nodos pilotos.





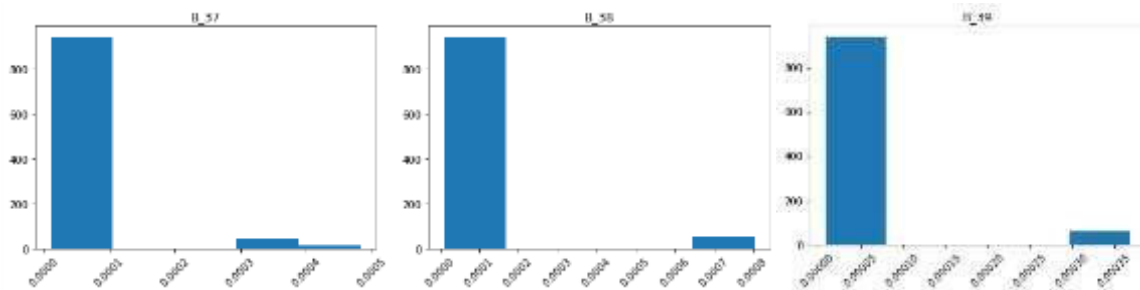


Figura 2.3 Diagrama de barras dV/dQ New England

2.2. Generación de datos en el dominio del tiempo mediante el Script de Python

Una vez definidos los nodos piloto de la red de prueba se procede con la generación de datos, PowerFactory de DlgSILENT permite la interacción con Python a través de un script, con el cual se realizan simulaciones de acuerdo con el diagrama de flujo de la Figura 2.4.

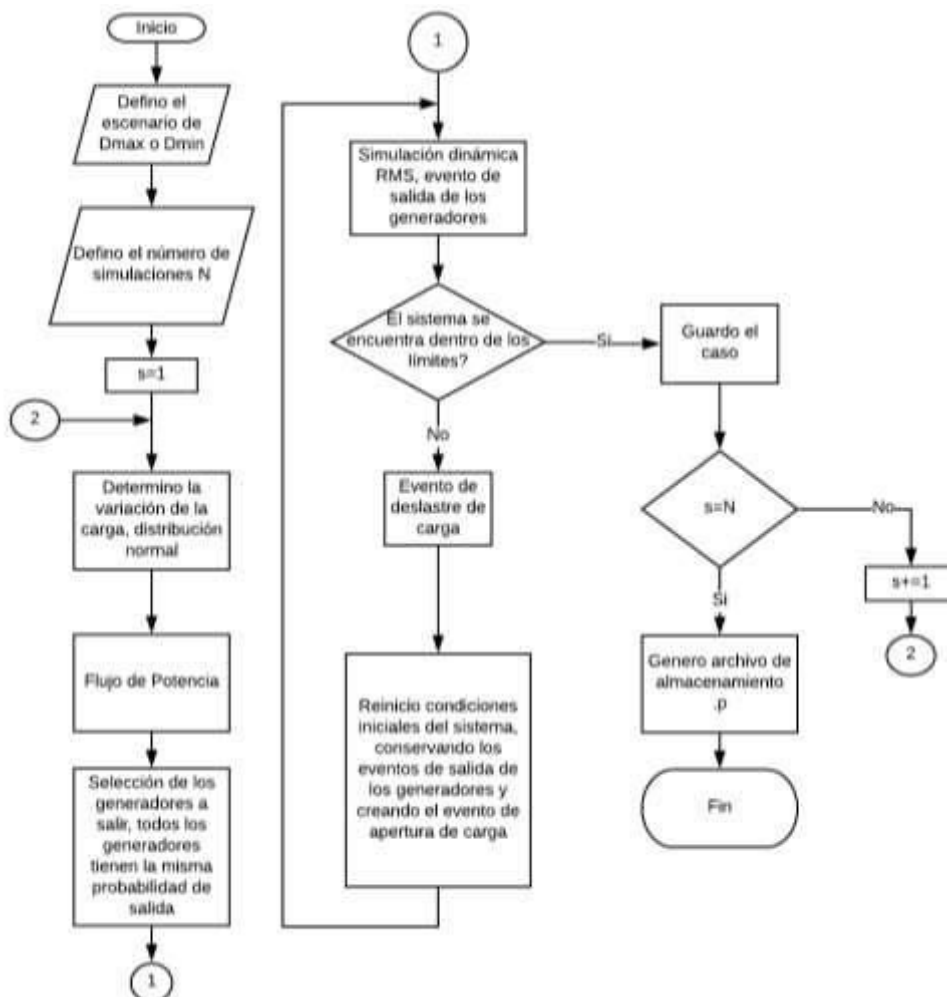


Figura 2.4 Diagrama de Flujo Script Python

Posterior a la ejecución del script, se obtiene la base de datos que será utilizada para entrenar los modelos de clasificación y regresión, para la determinación de la cantidad de potencia activa que debe ser desconectada ante alguna contingencia de desconexión de generación.

La generación de datos es el resultado de la ejecución del Script de Python el cual realiza variaciones de carga, dependiendo de la demanda, la cual puede ser máxima o mínima, mediante la variación del Scaling Factor considerando una función de distribución normal, se debe considerar que, debido a que cada carga del sistema de prueba se divide en cinco cargas (para emular los alimentadores), el Scaling Factor se encontrará alrededor de 0.2, la variación del factor de escala se puede evidenciar en la Figura 2.5.

	Name	Grid	Scaling Factor	Adjusted by Load S...
▶ ▾ ✓	LD_01	Grid	0.183197	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_01(1)	Grid	0.190358	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_01(2)	Grid	0.177725	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_01(3)	Grid	0.196967	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_01(4)	Grid	0.185351	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_02	Grid	0.192883	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_02(1)	Grid	0.188297	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_02(2)	Grid	0.188144	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_02(3)	Grid	0.185158	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_02(4)	Grid	0.184228	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_03	Grid	0.201596	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_03(1)	Grid	0.191762	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_03(2)	Grid	0.168385	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_03(3)	Grid	0.187393	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_03(4)	Grid	0.178695	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_04	Grid	0.177281	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_04(1)	Grid	0.197612	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_04(2)	Grid	0.193286	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_04(3)	Grid	0.187150	<input checked="" type="checkbox"/>
▾ ✓	LD_04(4)	Grid	0.186817	<input checked="" type="checkbox"/>

Figura 2.5 Variación de Scaling Factor

El procedimiento descrito en la Figura 2.4 permite, de forma iterativa, desconectar diferentes pasos de carga (alimentadores) hasta que se cumplan condiciones de seguridad de estado estacionario post-contingencia (voltaje y frecuencia mínimos aceptables).

Las contingencias de salida de generación y los pasos de desconexión de carga en función del voltaje, frecuencia y el ROCOF se pueden observar en cada uno de los pasos de

funcionamiento del algoritmo con los pasos de desconexión de un solo escenario, en el cual la contingencia es la salida de las unidades de generación y las desconexiones de carga después de 500 ms de producida la contingencia que se muestran en la Figura 2.6.










	Name	Time	Object	Out of Service	Object modified	Object modified by
	G_10(1)	0.1	G_10(1)	<input type="checkbox"/>	30/09/2020 04:39:41 p.	Bolivar Escobar
	G_04(3)	0.1	G_04(3)	<input type="checkbox"/>	30/09/2020 04:39:41 p.	Bolivar Escobar
	G_05(3)	0.1	G_05(3)	<input type="checkbox"/>	30/09/2020 04:39:41 p.	Bolivar Escobar
	G_04(4)	0.1	G_04(4)	<input type="checkbox"/>	30/09/2020 04:39:41 p.	Bolivar Escobar
	LD_01(1)	0.6	LD_01(1)	<input type="checkbox"/>	30/09/2020 05:02:18 p.	Bolivar Escobar
	LD_02(1)	0.6	LD_02(1)	<input type="checkbox"/>	30/09/2020 05:02:19 p.	Bolivar Escobar
	LD_03(1)	0.6	LD_03(1)	<input type="checkbox"/>	30/09/2020 05:02:20 p.	Bolivar Escobar
	LD_04(1)	0.6	LD_04(1)	<input type="checkbox"/>	30/09/2020 05:02:21 p.	Bolivar Escobar
	LD_06(1)	0.6	LD_06(1)	<input type="checkbox"/>	30/09/2020 05:02:39 p.	Bolivar Escobar

Figura 2.6 Eventos del Esquema de Seccionamiento de Carga

En la gráfica Figura 2.7 se evidencia la evolución de la frecuencia y los voltajes de las barras piloto, considerando una contingencia de la salida de unidades de generación.

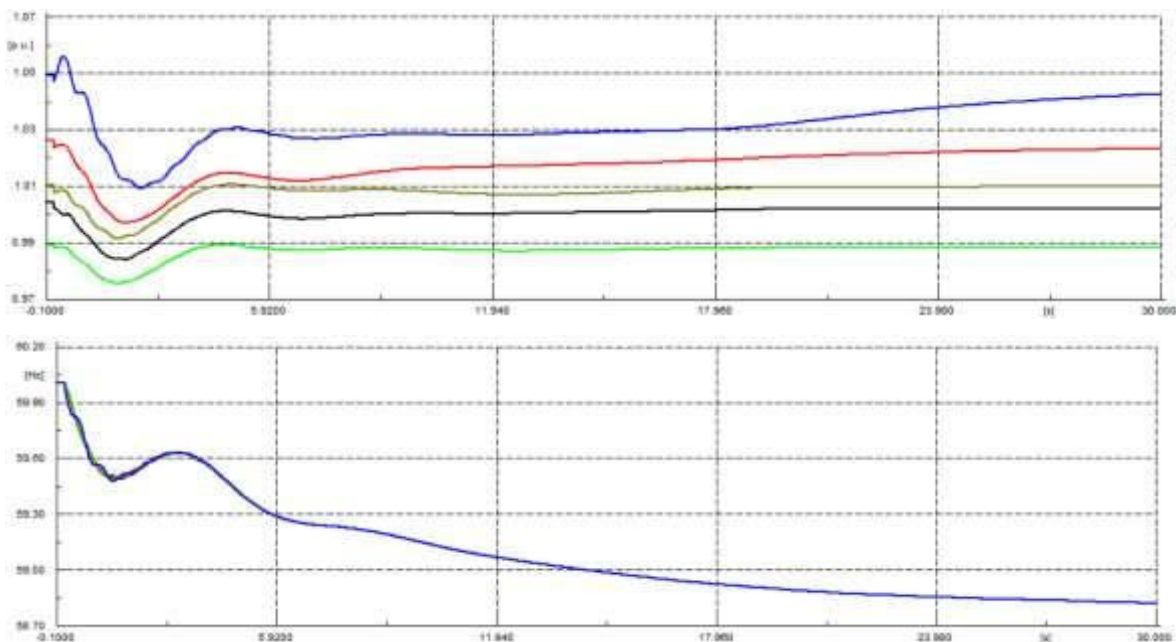


Figura 2.7 Voltajes y frecuencias sin desconexión de carga

En la gráfica Figura 2.8 se evidencia la evolución de la frecuencia de las barras piloto considerando la contingencia de la salida de las unidades de generación y el primer paso de deslastre de carga. Con esto se evidencia que el Script vuelve a realizar la simulación y genera eventos de desconexión de carga.

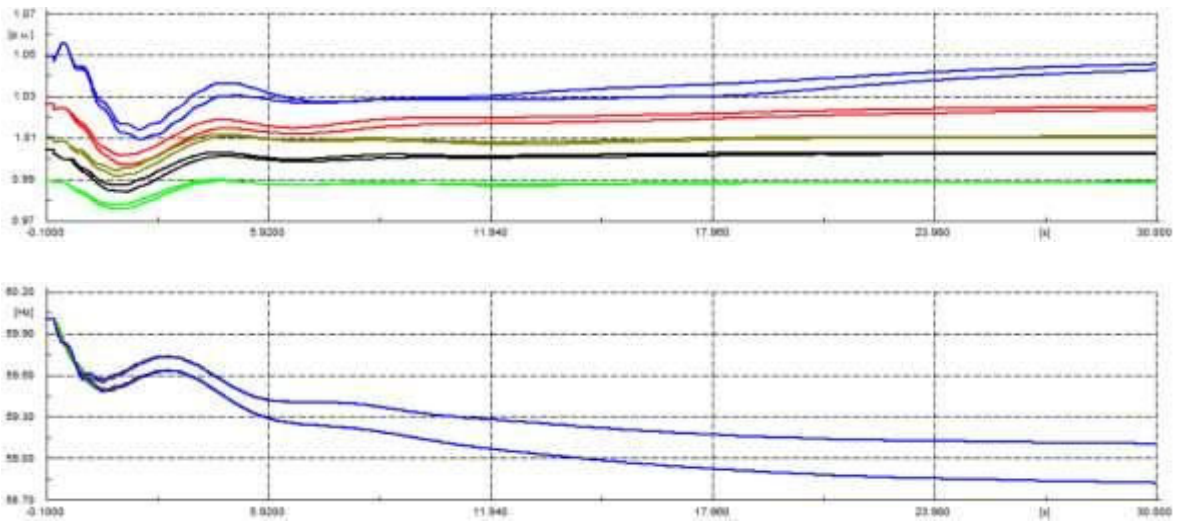


Figura 2.8 Voltajes y frecuencias, sin desconexión de carga y primer paso de desconexión de carga

En la Figura 2.9 se evidencia la frecuencia durante el proceso de desconexión de carga a los cuales ha sido sometido el sistema, el deslastre de carga se detiene cuando la frecuencia alcanza el mínimo valor de frecuencia y mínimo de voltaje aceptables previamente definidos.

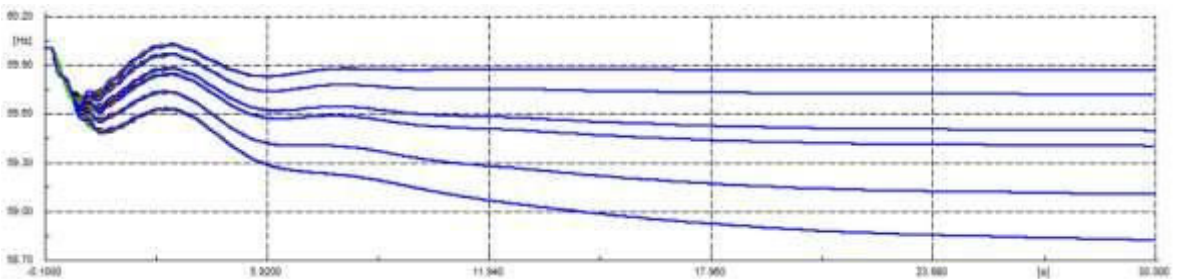


Figura 2.9 Comportamiento de la Frecuencia en los diferentes pasos de carga

Desde la Figura 2.10 hasta la Figura 2.14 se pueden evidenciar los voltajes de cada una de las barras piloto definidas mediante el análisis de sensibilidad.

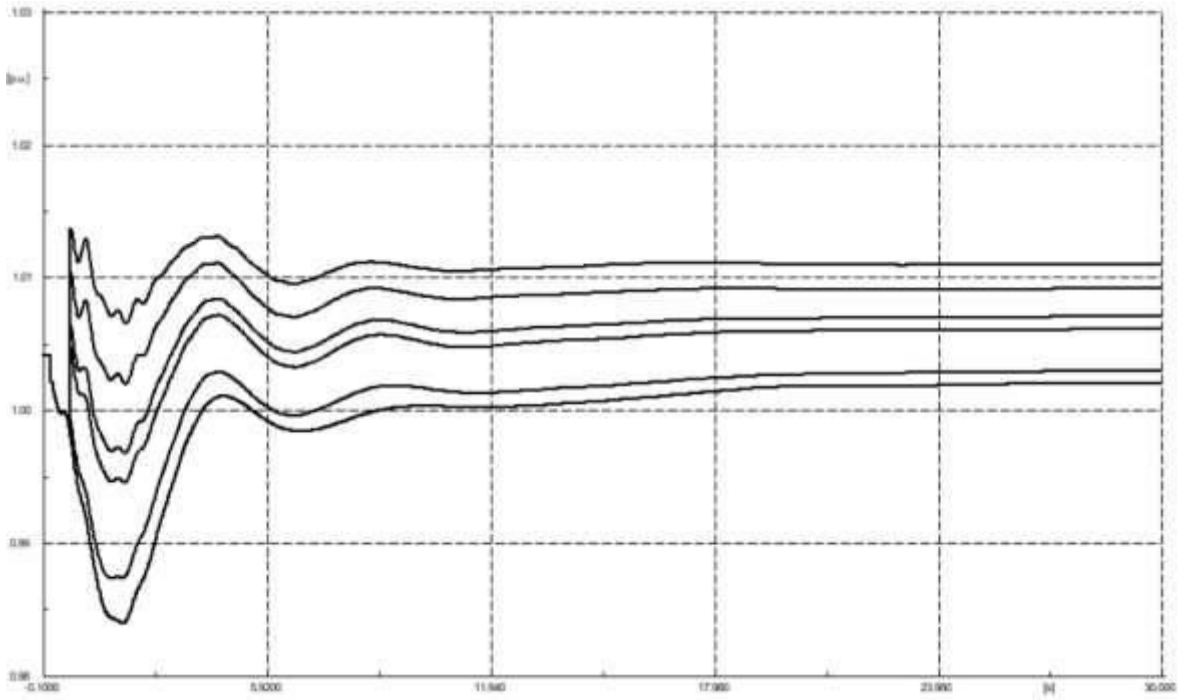


Figura 2.10 Voltajes en la Barra 12 con los pasos de carga

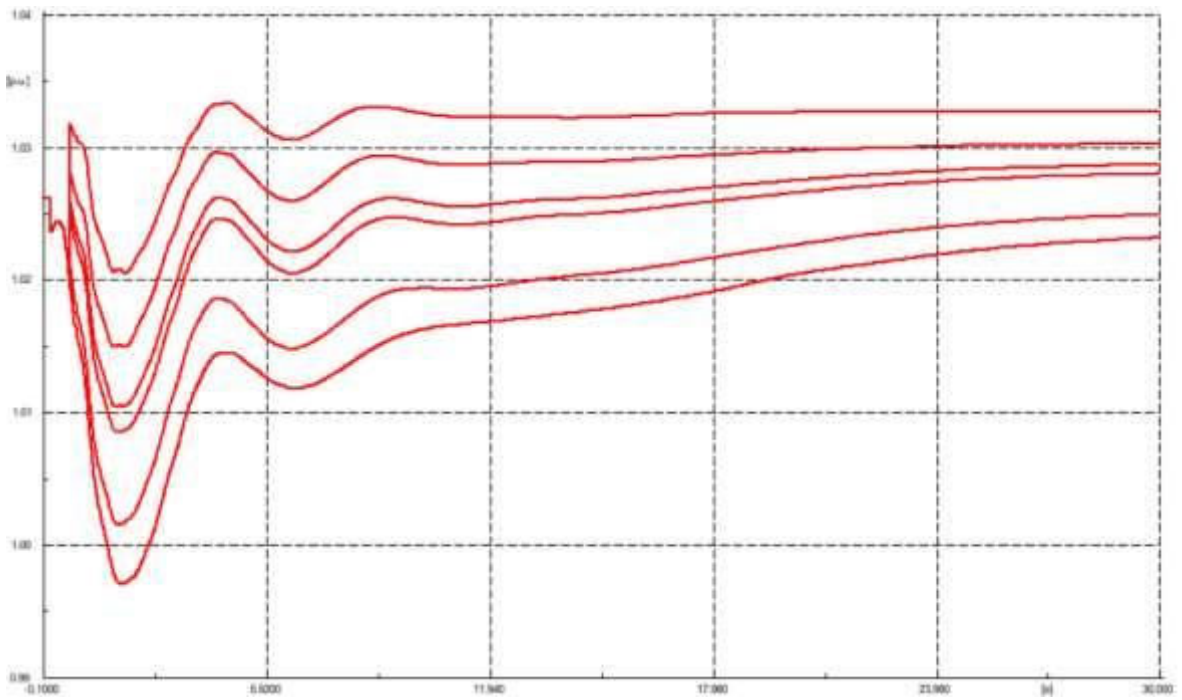


Figura 2.11 Voltajes en la Barra 18 con los pasos de carga

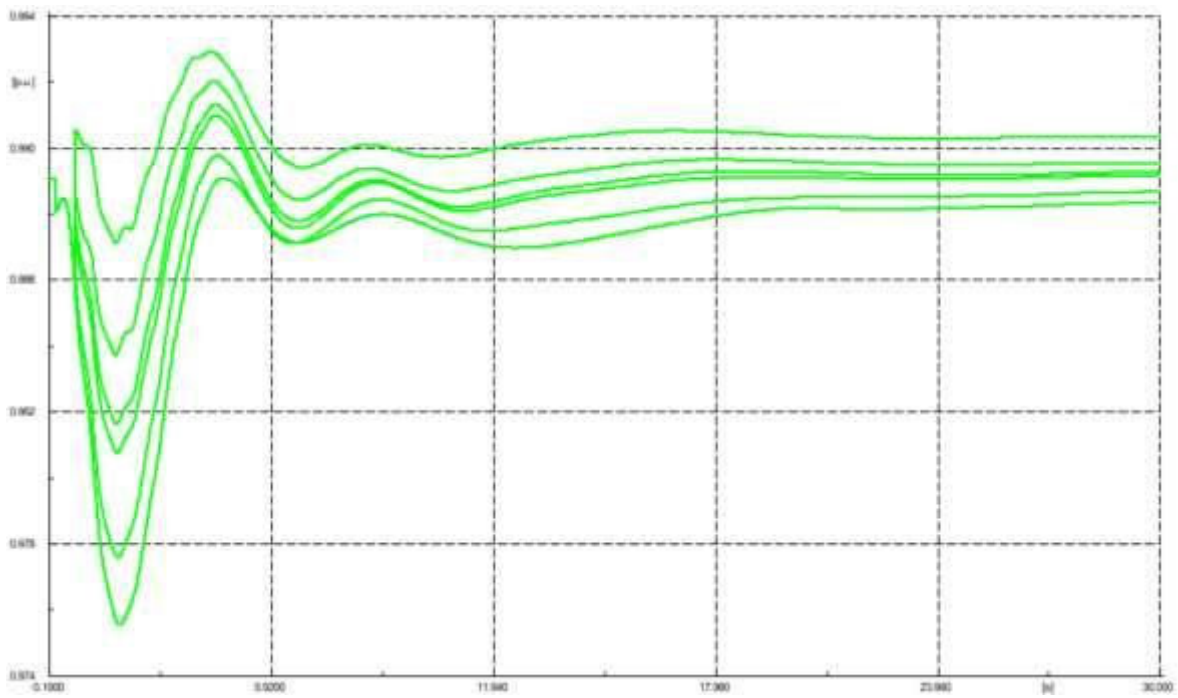


Figura 2.12 Voltajes en la Barra 20 con los pasos de carga

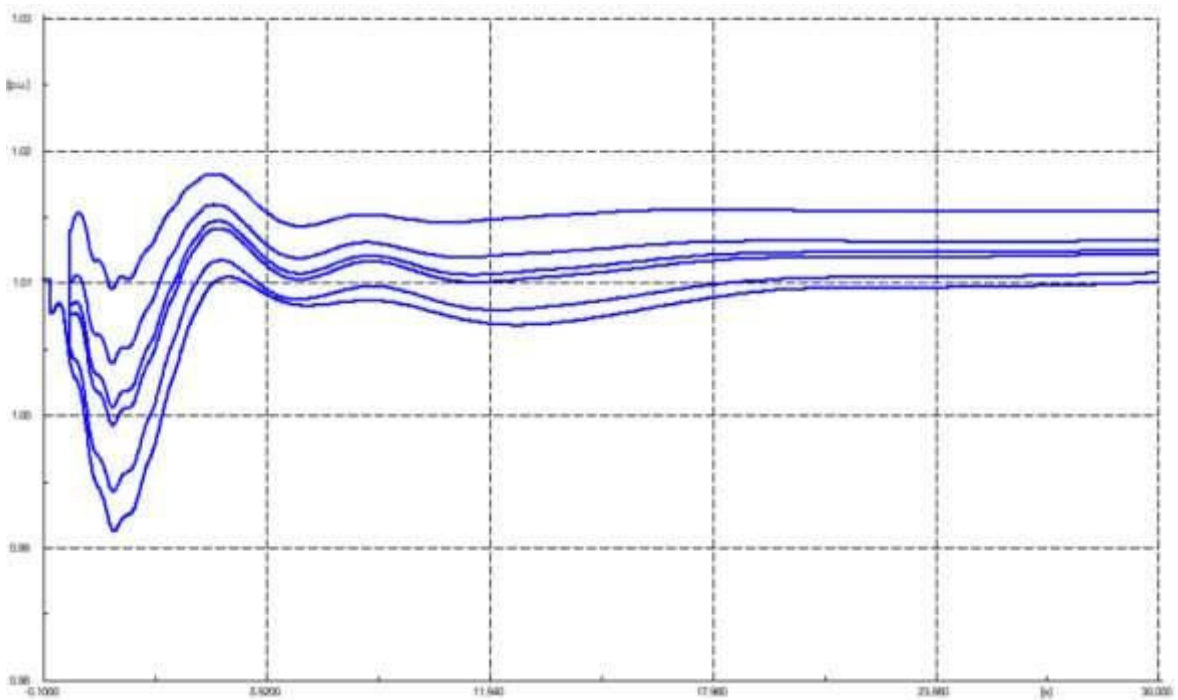


Figura 2.13 Voltajes en la Barra 21 con los pasos de carga

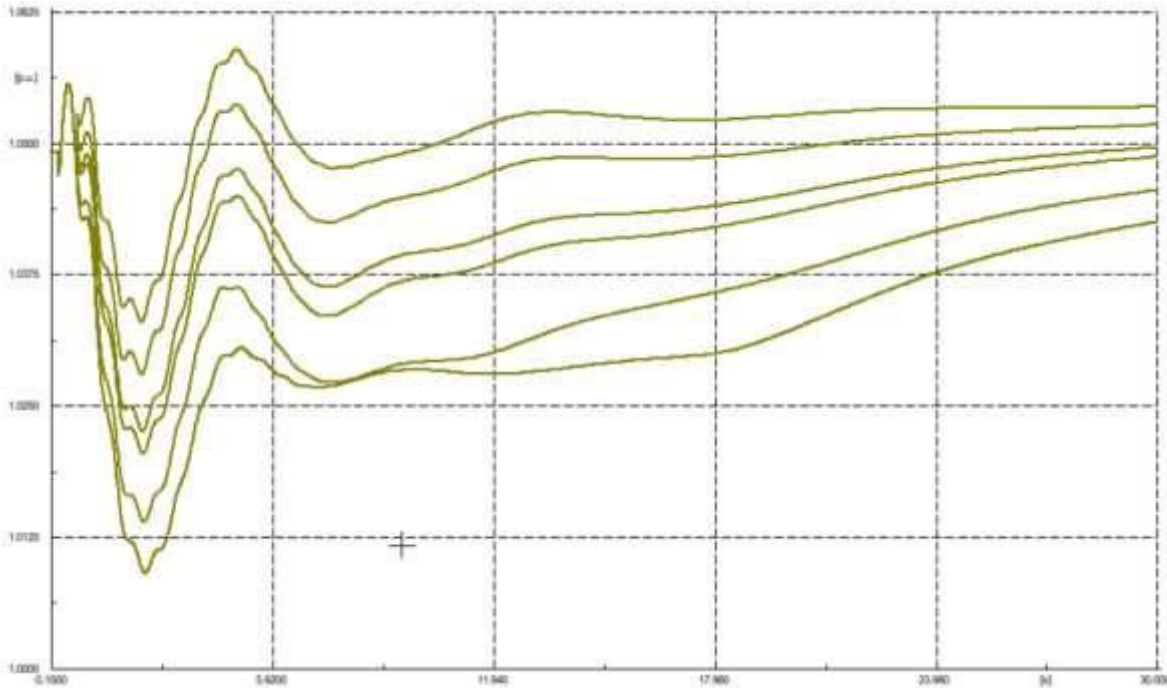


Figura 2.14 Voltajes en la Barra 28 con los pasos de carga

Para la Red de prueba New England se han realizado 1000 simulaciones, mientras que para la red del SNI se han establecido 200 simulaciones, esto debido a la extensión de la red y su gran cantidad de elementos. Cabe mencionar que, en este caso, la simulación de Montecarlo tiene el propósito de generar datos y no de realizar un análisis estadístico/probabilístico, por lo que no es necesario definir un criterio de parada estadístico [3].

2.2.1. Límites de Frecuencia y Voltaje

La generación de datos está sujeta a límites establecidos de frecuencia y voltaje, los cuales se ha considerado como límite inferior de la frecuencia 59.8 Hz, este valor se ha establecido considerando que el nuevo punto de operación no supere los 60 Hz. El límite del voltaje se ha establecido que no sea inferior a 0.95 pu del voltaje nominal.

2.3. Clasificación de escenarios

La base de datos obtenidas de PowerFactory de DlgSILENT entrega escenarios que requieren o no de deslastre de carga, dependiendo del cumplimiento de los criterios de seguridad. Durante el desarrollo del presente proyecto se identificó la necesidad de realizar una clasificación de estos escenarios previo al cálculo del regresor, ya que hay escenarios

en los cuales el sistema se encuentra en la capacidad de mantener a las variables del sistema dentro de los parámetros permitidos de operación, únicamente con la Regulación Primaria de Frecuencia RPF.

El cálculo de los parámetros del clasificador se lo realiza en Python, mediante la determinación de un hiperplano óptimo a través de MVMO, el cual permitirá clasificar los escenarios identificando si existe o no la necesidad de deslastre de carga en función del voltaje, la frecuencia y la desviación de la frecuencia.

2.3.1. Modelo de clasificación binaria basado en un Hiperplano Lineal

Como parte del desarrollo de la presente investigación, se propone un Modelo de Clasificación basado en un Hiperplano lineal, cuyos parámetros óptimos son determinados mediante un proceso de optimización realizado con el algoritmo heurístico MVMO.

La Figura 2.15 esquematiza la solución de un modelo de clasificación binaria (clase 1: no existe necesidad de deslastrar carga y clase 2: es necesario deslastrar carga) bidimensional (características x_1 y x_2) mediante un Hiperplano Óptimo, cuya ecuación es:

$$x_2 = \alpha_0 + \alpha_1 x_1 \quad (2.1)$$

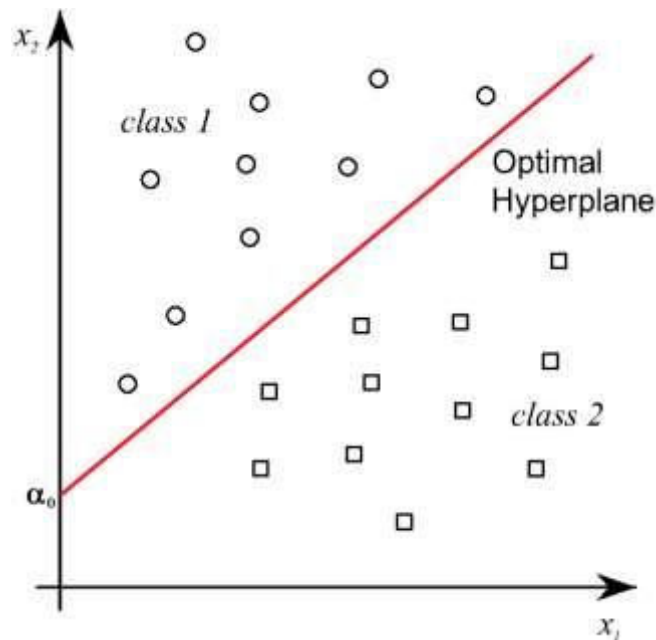


Figura 2.15 Modelo de clasificación binaria basado en un Hiperplano Lineal

A partir de la Figura 2.15 es posible apreciar que existe más de un Hiperplano que permite clasificar apropiadamente a los dos grupos de individuos, por lo que no tiene solución única. En este sentido, se puede definir un problema de identificación de los parámetros $\vec{\alpha} = (\alpha_0, \alpha_1)'$ a través de un proceso de optimización heurística, que minimice una apropiada función objetivo, la cual se puede basar en la precisión de la clasificación (Classification Accuracy CA) [3]:

$$CA(\%) = \frac{N^\circ \text{ muestras correctamente clasificadas}}{\text{Total } N^\circ \text{ muestras en el data set}} \times 100 \quad (2.2)$$

Ahora, generalizando el problema a un espacio p -dimensional R^p , la ecuación del Hiperplano quedaría definida de la siguiente forma:

$$x_p = \alpha_0 + \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 + \dots + \alpha_{p-1} x_{p-1} \quad (2.3)$$

Todos aquellos vectores (individuos) que se ubiquen exactamente sobre el Hiperplano, cumplirán la ecuación:

$$\alpha_0 + \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 + \dots + \alpha_{p-1} x_{p-1} - x_p = 0 \quad (2.4)$$

Por otro lado, todos aquellos vectores que estén sobre el Hiperplano cumplirán la desigualdad:

$$\alpha_0 + \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 + \dots + \alpha_{p-1} x_{p-1} - x_p < 0 \quad (2.5)$$

En tanto que todos aquellos vectores que estén bajo el Hiperplano cumplirán la desigualdad:

$$\alpha_0 + \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 + \dots + \alpha_{p-1} x_{p-1} - x_p > 0 \quad (2.6)$$

A partir de lo mencionado, el Hiperplano permite determinar la clase a la cual pertenece cada uno de los vectores ($y \in \{0,1\}$, donde 0 es la clase 1 y 1 es la clase 2), usando el siguiente criterio:

$$\text{clase 1: Si } \alpha_0 + \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 + \dots + \alpha_{p-1} x_{p-1} - x_p \leq 0 \Rightarrow y = 0 \quad (2.7)$$

$$\text{clase 2: Si } \alpha_0 + \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 + \dots + \alpha_{p-1} x_{p-1} - x_p > 0 \Rightarrow y = 1$$

Y el problema de optimización a ser resuelto por el MVMO sería:

Minimizar:

$$OF = 100 - CA \quad (2.8)$$

Sujeto a:

$$\alpha_{i-min} \leq \alpha_i \leq \alpha_{i-max} \quad (2.9)$$

2.4. Indicadores en función del voltaje, frecuencia y desviación de la frecuencia.

Para el problema de definir un ESC adaptativo se define el indicador ΔP como el valor de la potencia a ser seccionada en cada uno de los escenarios. En este sentido, mientras mayor sea ΔP , más severa habrá sido la perturbación y por tanto se requiere mayor cantidad de carga a ser seccionada.

Para esto, se usa el resultado del clasificador como un habilitante para el cálculo del regresor, de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} Si y = 0 &\Rightarrow \Delta P = 0 \\ Si y = 1 &\Rightarrow \Delta P = \beta_0 + \beta_1 \cdot x_1 + \beta_2 \cdot x_2 + \beta_3 \cdot x_3 \end{aligned} \quad (2.10)$$

Donde x_1 es el valor de la frecuencia, x_2 el valor del ROCOF y x_3 el valor del voltaje en el instante de envío de la señal de desconexión de la carga (esto es 500 ms después de la perturbación).

El cálculo de los indicadores se lo realiza aplicando la regresión lineal, con la finalidad de que sea incorporada en el WAMS, considerando que aún no está disponible un módulo de inteligencia artificial que permita la incorporación de otro tipo de regresor (o clasificador).

El proceso del cálculo de los indicadores, cada uno por cada zona de voltaje, tiene como resultado la cantidad total de carga que debe ser deslastrada en el sistema.

El cálculo se lo realiza en Python mediante una regresión lineal considerando como datos (variables independientes) de salida un vector, en función del voltaje, frecuencia y desviación de la frecuencia, y como variable dependiente la cantidad de carga que debe ser desconectada para cada caso de estudio. Además, el desempeño de este regresor

lineal es comparado con otros regresores basados en inteligencia artificial como Redes Neuronales Artificiales (ANN) y Árboles de decisión (DT), para comparar la eficiencia del regresor.

2.5. Implementar el ESC propuesto en la plataforma de simulación en tiempo real OPAL-RT y WAProtector.

La implementación del modelo del SEP en la plataforma de OPAL RT se lo realiza en el software RT LAB el cual dispone del simulador ePHASORsim, mismo que utiliza como interfaz Simulink de MATLAB.

Cualquier red que requiera ser analizada mediante el simulador ePHASORsim debe cumplir los siguientes requerimientos en la red de PowerFactory de DIgSILENT los cuales permitirán el correcto funcionamiento del sistema.

2.5.1. Modelos de generadores y sus respectivos controladores

Los generadores tienen cierto nivel de dificultad, no tanto por el modelamiento de éstos, sino por lo detallado de los requerimientos que se necesita conocer para tener como resultado un flujo de potencia similar al que se obtiene en PowerFactory de DIgSILENT y ePHASORsim; si bien PowerFactory nos da cierta libertad para el ingreso de datos se deben cumplir las siguientes condiciones:

- Ubicación del generador tipo dentro de cualquier carpeta dentro del proyecto.
- Utilización de un composite model aun cuando un generador no posea controladores.
- Common model de los controladores de los generadores dentro de cada composite model del generador.
- Los controladores deben estar definidos en la lista de los modelados en OpenModelica
- La variable de generadores en paralelo no es considerada en la simulación en tiempo real, se asume como uno (1) independientemente de lo que se encuentre el PowerFactory de DIgSILENT.

2.5.2. Modelos de cargas

Las condiciones que deben cumplir los modelos de carga son los siguientes:

- La carga no debe ser modelada en función de dependencia del voltaje, el simulador en tiempo real no considera la dependencia de la carga en función del voltaje.
- El tipo de carga debe estar dentro de cualquier carpeta del proyecto.

2.5.3. Modelos de transformadores

Los transformadores deben cumplir las siguientes condiciones:

- El transformador tipo debe encontrarse en cualquier carpeta del proyecto.
- La cantidad de transformadores en paralelo debe ser uno (1), esta variable solo considera uno (1) como valor en la simulación en tiempo real.

Los demás elementos deben cumplir con la condición de que el elemento tipo se encuentre en una carpeta del proyecto.

2.5.4. Obtención del archivo DGS de PowerFactory de DlgSILENT

El punto de partida para la simulación de cualquier sistema eléctrico de potencia en la plataforma de simulación de OPAL RT inicia con el archivo DGS obtenido de PowerFactory de DlgSILENT. Como consideraciones principales para la comparación del flujo de potencia se debe tomar en cuenta que en ePHASORSim las cargas no consideran la variación de la potencia en función del voltaje de la barra a la cual están conectadas. Además, de que el flujo será corrido en función de la potencia de despacho que se encuentra en la pestaña de flujo de potencia salvo que se sea la máquina de referencia.

La exportación del archivo DGS requiere de un flujo de potencia el cual debe ser corrido de acuerdo con la configuración de las imágenes de la Figura 2.16.

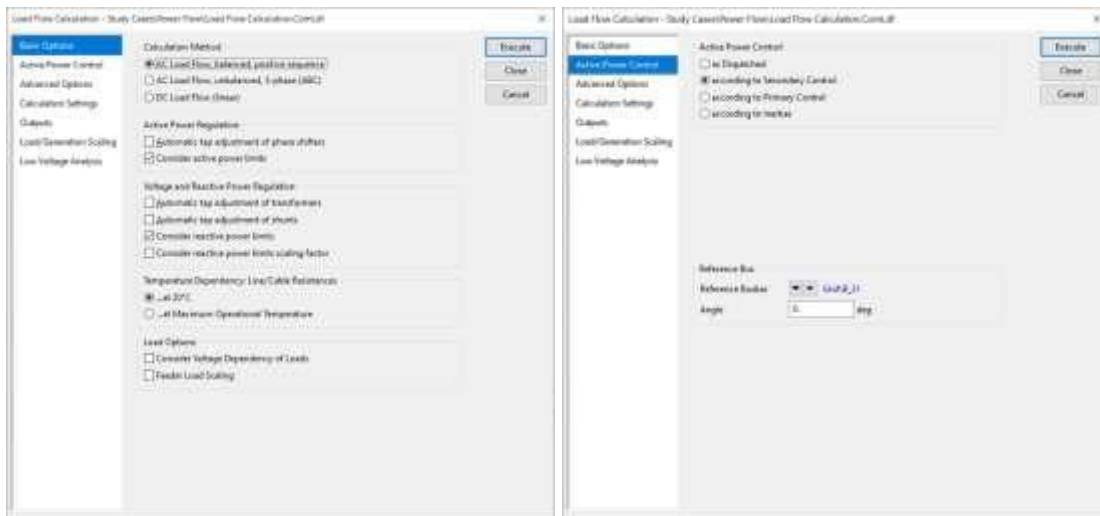


Figura 2.16 Configuración Flujo de Potencia

Para exportar el archivo DGS se debe seleccionar la carpeta de definición de variables suministrada “DGS Export Definitions 5” que se encuentra en el ejemplo 17 de ePHASORsim de OPAL RT como se muestra en la Figura 2.17.

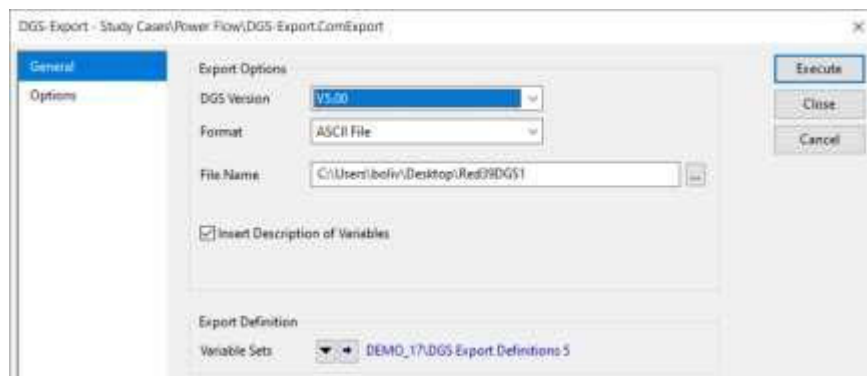


Figura 2.17 Exportación de Archivo DGS

2.5.5. Ingreso de datos en RT LAB.

Para configurar un caso de simulación correspondiente a este proyecto, se requiere el archivo DGS siglas que vienen de la palabra **DigSILENT**, mismo que debe ser exportado desde PowerFactory de DigSILENT con el archivo de configuración de variables propio de RT LAB, directamente del caso que se desea simular; además, se requiere el archivo de configuración de entradas y salidas del módulo Solver llenado de acuerdo con el manual de usuario de RT LAB. En el mismo Solver se configura el tipo de archivo de entrada, la carpeta que contiene los FMUs y demás configuraciones para el flujo de potencia y simulación dinámica como se muestran en la Figura 2.18, Figura 2.19 y Figura 2.20.

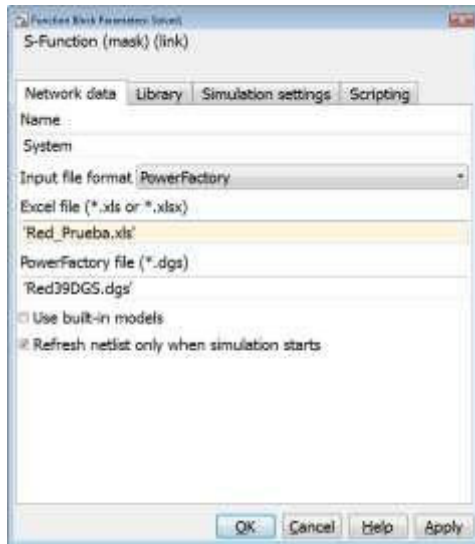


Figura 2.18 Configuración SOLVER de RT LAB – Información de la Red

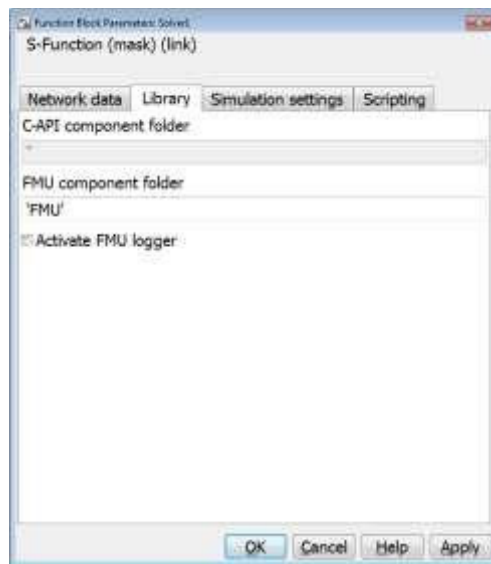


Figura 2.19 Configuración SOLVER de RT LAB - Librerías

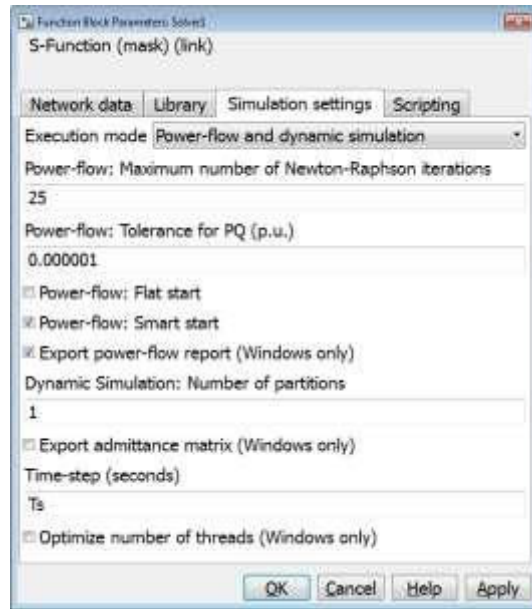


Figura 2.20 Configuración SOLVER de RT LAB – Settings de la simulación

2.5.6. Creación de FMUs

Los Functional Mock-Up Unit o mejor conocidos como FMU también deben cumplir varias condiciones de manera conjunta con los modelos de los controladores:

- Las variables deben tener el mismo nombre tanto en PowerFactory como en OpenModelica.
- Deben ser generados mediante el FMUCreator en función de la versión en la que se vaya a simular cuando sea fuera de línea.
- Cuando la simulación sea en tiempo real el FMUCreator debe estar conectado en red con el simulador y con las respectivas configuraciones de la red de comunicaciones.

Los controladores de la red deben estar dentro de la librería de OpenModelica como se muestra en la Figura 2.21, estos modelos ya se encuentran predefinidos para la simulación en el programa ePHASORsim. En el caso que se desee crear un nuevo controlador que no se encontrara en la librería, éste debe ser creado tanto en PowerFactory (programación DSL DlgSILENT Simulation Language) como en OpenModelica, además de definir el modelo y las variables en el archivo FMUGlossary de RT LAB. La creación de los FMUs se la realiza mediante el FMUCreator como se muestra en la Figura 2.22.



Figura 2.21 Librería de Controladores OpenModelica

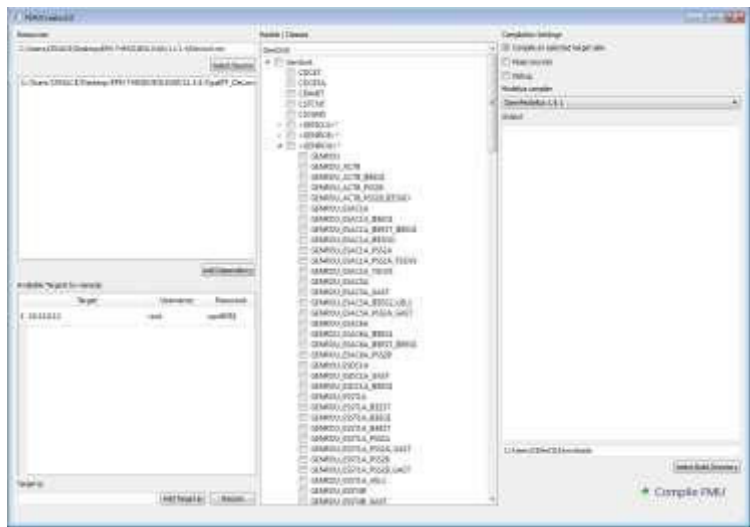


Figura 2.22 FMUCreator

Para la creación se debe seleccionar el origen del archivo creado en OpenModelica, se debe indicar si existen otras librerías de las cuales dependan este modelo, y debe ser compilado también para la TARGET del sistema para la simulación en tiempo real. El compilador que se va a utilizar es OpenModélica1.9.1, versión que es compatible con el FMUCreator, una vez generados todos los FMUs que se requieren para el modelo se almacenan en una carpeta en la misma ubicación donde se va a crear el archivo de Simulink.

2.5.7. Creación de la Red en Simulink de Matlab.

La compatibilidad de las versiones de RT LAB está limitada a la utilización de versiones de MATLAB de 32 bits debido a que los FMUs son creados en OpenModelica1.9.1 y éste

permite la compilación solo para 32 bits, si se desea trabajar con una versión de 64 bits se debe trabajar con DYMOLA, software que posee licenciamiento pagado.

Para la elaboración de la simulación se requiere abrir MATLAB desde RT LAB como se muestra en la Figura 2.23 y después se procede a abrir Simulink en una ventana vacía, esto es necesario para tener acceso a los modelos de RT LAB de la librería como se muestra en la Figura 2.24.

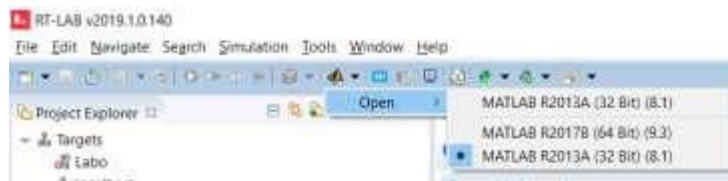


Figura 2.23 Apertura de MATLAB desde RT LAB

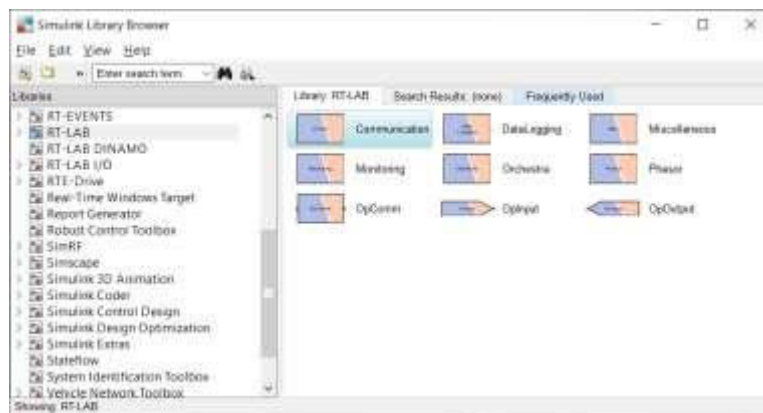


Figura 2.24 Librería de OPAL RT

Se continúa con la apertura de un archivo vacío de Simulink, OPAL RT tiene definido el funcionamiento del simulador mediante mínimo dos subsistemas un master y un subsistema de consola, como se muestra en la Figura 2.25. Primero se realiza el subsistema máster (sm_master) que consta de todos los elementos operativos del sistema mientras que en el subsistema de consola (sc_console) aparecen los elementos que se desean mostrar o los que pueden ser modificados como tiempos de eventos o resultados.

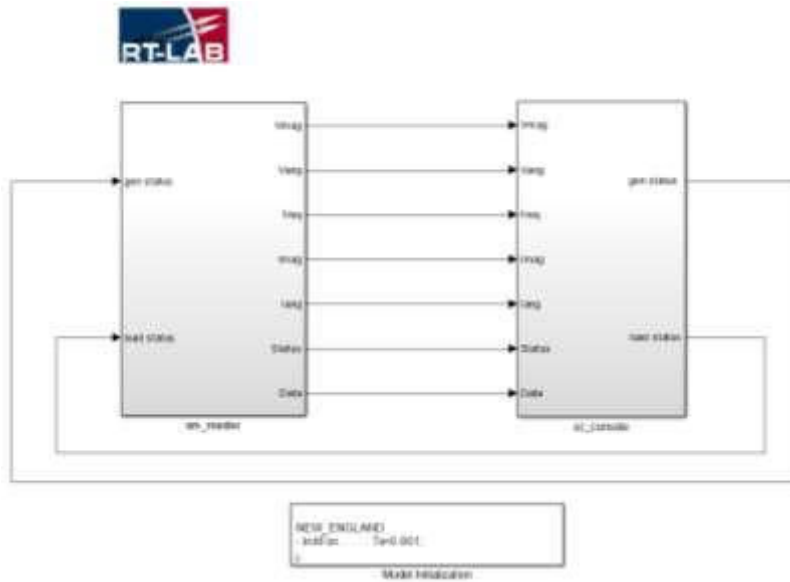


Figura 2.25 Composición Simulación en RT LAB

En el sm_master se agrega desde la biblioteca el bloque “Solver”, el cual se configura como se muestra en la sección 2.5.5, el bloque Solver requiere un archivo de Excel en el cual se deben configurar las entradas y salidas como se muestra en la Figura 2.27, para conocer más sobre la configuración de entradas y salidas se puede revisar la ayuda de RT LAB.

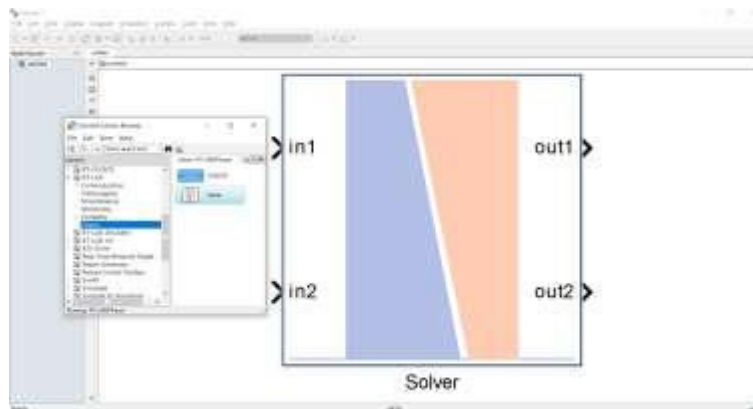


Figura 2.26 Bloque SOLVER

	in1	in2	out1	out2
1	10000	700000	10000	700000
2	10000	700000	10000	700000
3	10000	700000	10000	700000
4	10000	700000	10000	700000
5	10000	700000	10000	700000
6	10000	700000	10000	700000
7	10000	700000	10000	700000
8	10000	700000	10000	700000
9	10000	700000	10000	700000
10	10000	700000	10000	700000

Figura 2.27 Configuración archivo Excel

Como se había mencionado, el `sc_console` tiene la función de presentar resultados de forma numérica y gráfica. Para esto, se utiliza el bloque “OpComm” que es importado de la librería de RT LAB en Simulink, la presentación de estos datos se la realiza mediante Scopes o Displays, como se muestra en la Figura 2.28. Si se requiere la modificación de parámetros que permitan la ejecución de eventos en tiempo real, éstos deben estar en `sc_console` y deben ser enviados al `sm_master` el cual también debe tener un bloque “OpComm”, esta configuración se la puede observar en la Figura 2.29.

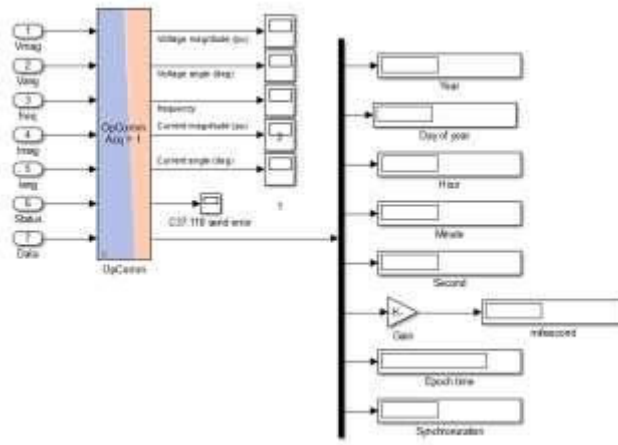


Figura 2.28 Monitoreo de Resultados - RT LAB

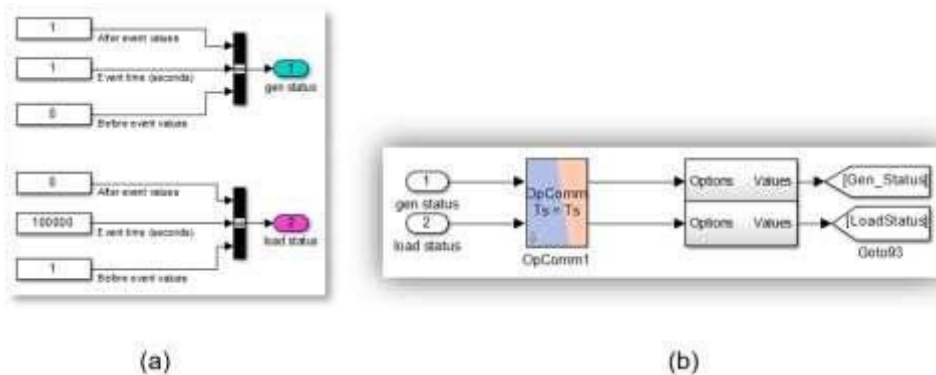


Figura 2.29 Señales de Generación de Eventos. (a) `sc_console`, (b) `sm_master`

Una vez estructurado todo el circuito, se debe guardar el archivo en una carpeta la cual debe contener la carpeta de FMUs creados y el archivo Excel, después se procede a importar el archivo generando un proyecto vacío desde RT LAB, para finalizar se importa el archivo generado. Para abrir el proyecto se debe editar desde RT LAB ya que ya está redireccionado a otra carpeta, todo el procedimiento se lo puede observar en la Figura 2.30.

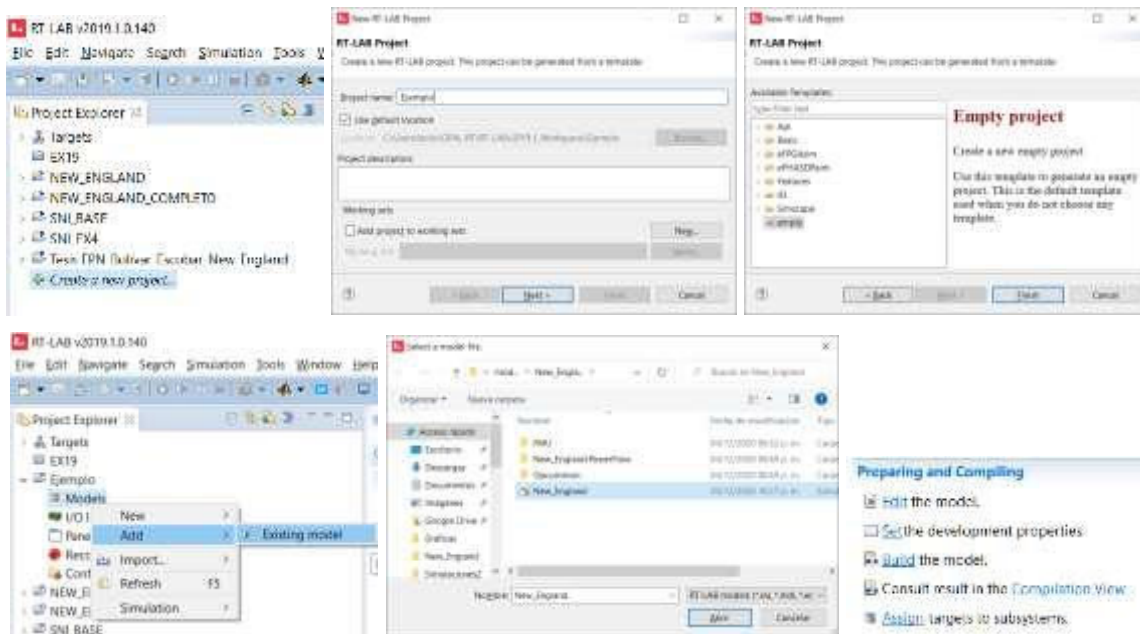


Figura 2.30 Creación de Proyecto RT LAB

Todo el procedimiento anterior permite realizar una simulación tanto fuera de línea como online pero solo visible para OPAL RT, además de esto se ha incorporado el envío de las señales de voltaje, frecuencia, desviación de la frecuencia y valores de cargas que van a ser desconectadas durante el evento de deslastre de carga, esto se lo realiza con PMUs virtuales implementadas en ePHASORSim, como se explica en la siguiente sección.

2.6. PMUs virtuales y la Comunicación entre RT LAB y Unifusion.

RT LAB posee un módulo denominado OpC37_118AsyncSlaveCtrl, el cual permite la simulación de una PMU virtual mediante el envío de señales a través del protocolo IEEE C37.118.2-2011 en modalidad maestro – esclavo.

Se debe considerar la cantidad de entradas, el nombre de las entradas, el tipo de presentación del dato, el tipo de y las unidades de las entradas. Las señales que van a ser enviadas desde ePHASORSim hacia WAProtector (a través de protocolo de comunicación C37.118) son Voltajes de las Barras Piloto, Corrientes de las Barras Piloto, Frecuencia de las Barras Piloto, variación de la frecuencia en el tiempo y la carga de las potencias que pueden ser desconectadas durante algún evento de salida de generación.

En las Figura 2.31 y Figura 2.32 se muestra la estructuración tanto de salida del bloque SOLVER como de ingreso al bloque de la PMU virtual.

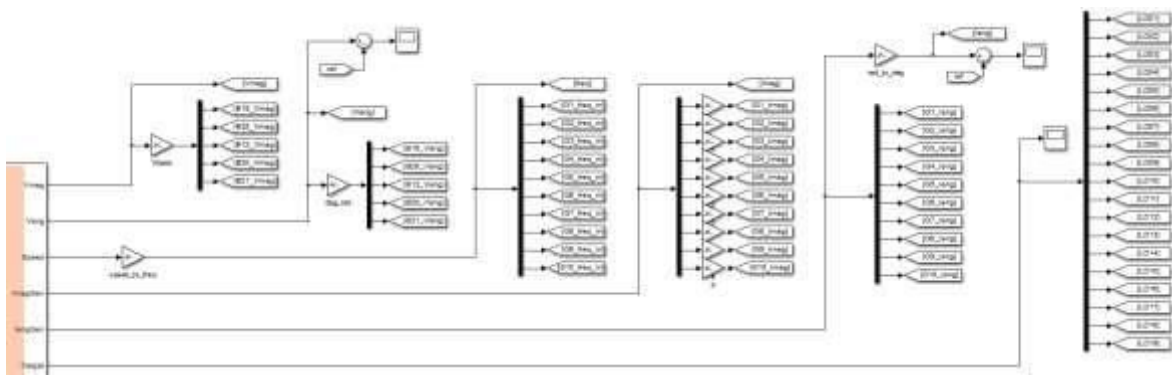


Figura 2.31 Estructuración Voltaje, Frecuencia y Cargas para PMU – SOLVER

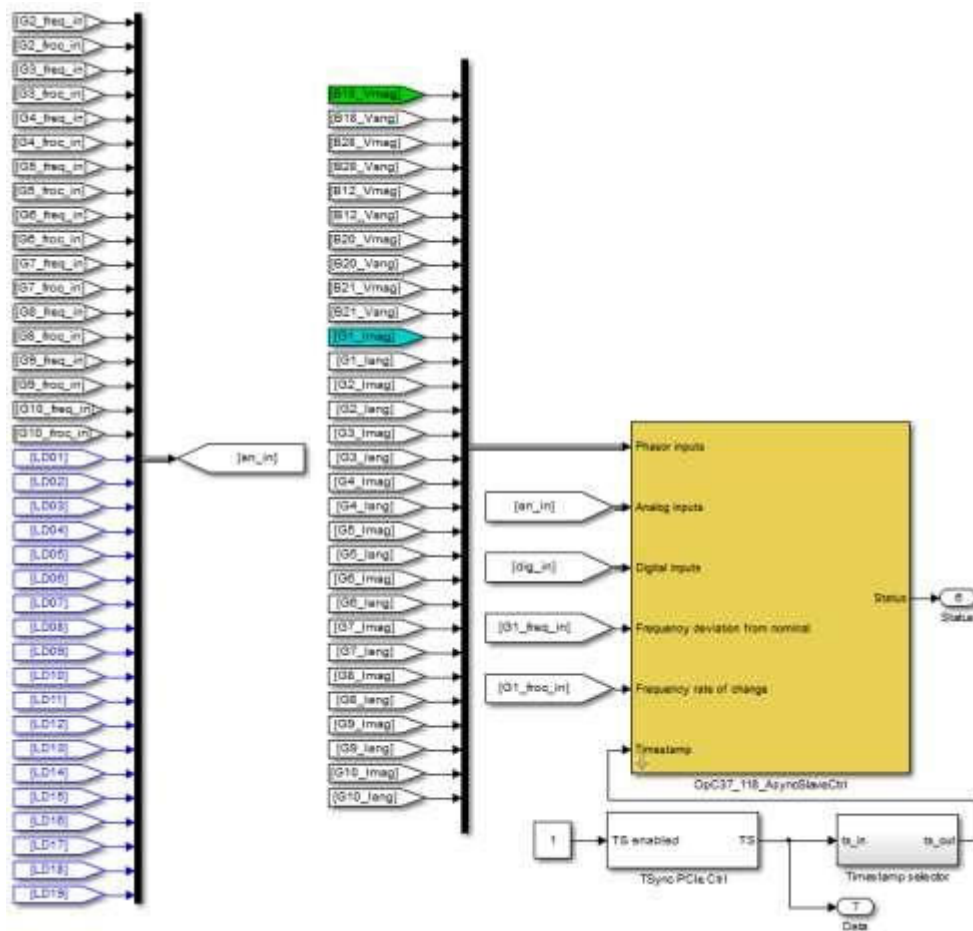


Figura 2.32 Estructuración Voltaje, Frecuencia y Cargas para PMU – PMU Virtual

Al tratarse de un SIL se debe considerar tanto la comunicación desde el simulador hacia Unifusion como viceversa (con DNP3).

Para realizar esta comunicación se debe realizar la selección de los datos que van a ser enviados y darles la correcta estructuración que requieren.

La configuración del bloque se encuentra en la Figura 2.33, Figura 2.34 y la Figura 2.35, si se desea conocer más detalle de la configuración se encuentra disponible en el manual de contenido de ayuda de RT LAB.

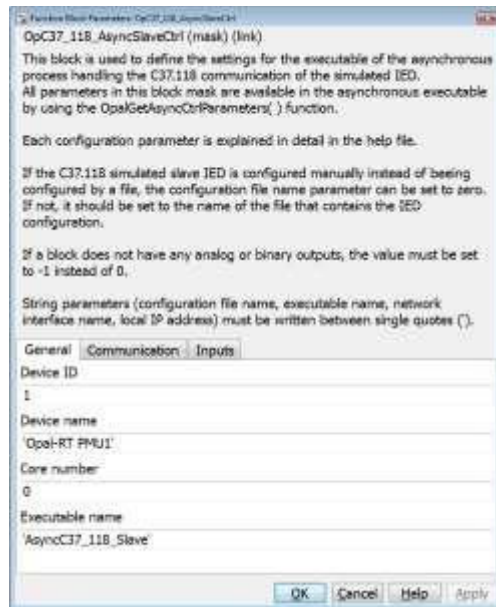


Figura 2.33 Configuración PMU Virtual - General

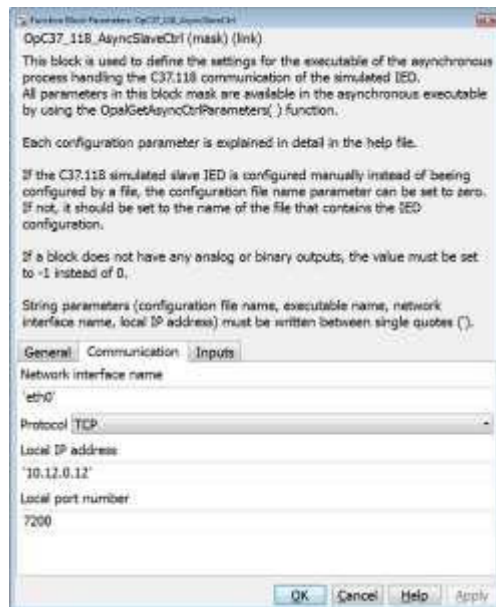


Figura 2.34 Configuración PMU Virtual - Comunicaciones

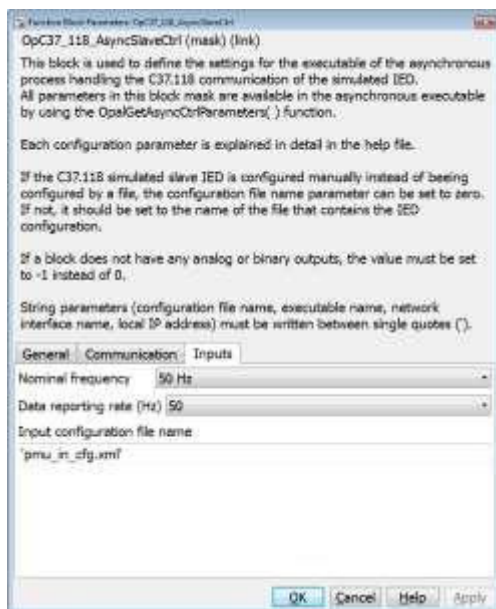


Figura 2.35 Configuración PMU Virtual – Señales de Entrada

2.7. Comunicación entre UNIFUSION de WAProtector y ePHASORsim de RT LAB - Estructuración de la simulación SIL.

El simulador en tiempo real ePHASORsim, si bien es una herramienta muy poderosa para simulaciones en tiempo real, algunas de las limitaciones que se evidencian son la maniobrabilidad de la configuración de los módulos de comunicación y el funcionamiento de éstos. En este sentido, se ha considerado la utilización del protocolo de comunicación DNP3.

Para completar el SIL se requiere la recepción de las señales de disparo que se monitorean en WAProtector, para lo cual se debe agregar el bloque “OpInput” que permite la configuración de las señales de entrada y que son obtenidas por DNP3 como se muestra en la Figura 2.36, las señales recibidas reemplazan a las que modifican manualmente el estado de conexión de las cargas después de la perturbación que vienen desde el `sc_console`.

En total, el proyecto modelado de forma completa se lo observa Figura 2.37 donde consta la simulación del circuito eléctrico, la generación de las señales, el envío de señales a través de la PMU virtual y la recepción de las señales mediante DNP3.

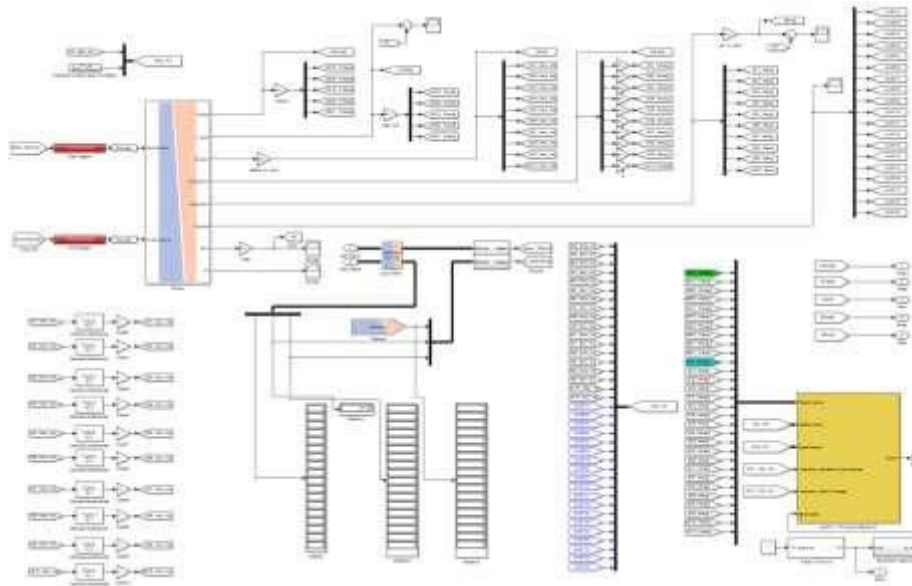


Figura 2.37 Circuito completo, simulación, PMU Virtual, DNP3

Folders

- General
 - Slaves (1)
 - Slave_1
 - Analog inputs (2)
 - Binary inputs (18)
 - Analog outputs (2)
 - Binary outputs (2)

General / Slaves / Slave_1

Parameter	Value
Link address	1
Channel name	OpalRT-DNP3-SLAVE
NIC name	eth0
IP address	10.12.0.34
TCP port	20000
Read mode	Unsolicited responses
Analog write rate (ms)	50
Binary write rate (ms)	30
Promiscuous	True

Figura 2.38 Configuración DNP3 ePHASORsim

DNP3 Master Configuration

Associated subsystem: DNP3 Master/sm_dnp3_master I/O Interfaces are available for connection in the Configuration panel.

Folders

- General
 - Slaves (1)
 - Slave_1
 - Analog inputs (2)
 - Binary inputs (18)
 - Analog outputs (2)
 - Binary outputs (2)

General / Slaves / Slave_1 / Binary inputs

#	Address	Default value
1	0	0
2	1	0
3	2	0
4	3	0
5	4	0
6	5	0
7	6	0
8	7	0
9	8	0
10	9	0
11	10	0
12	11	0
13	12	0

Figura 2.39 Creación de Señales de Entrada Binarias en DNP3

Por otro lado, la herramienta de monitoreo Unifusion posee módulos de comunicación que, de igual forma, deben ser configurados desde canales de comunicación hasta las señales que van a ser enviadas hacia el simulador, la configuración general se la puede observar en la Figura 2.42. Con el propósito de no interferir con el sistema WAProtector de producción que se usa para la operación del S.N.I., se usa un gemelo digital de este en ambiente de laboratorio, disponible a través de un PDC local instalado en el laboratorio de simulación digital de tiempo real de CENACE.

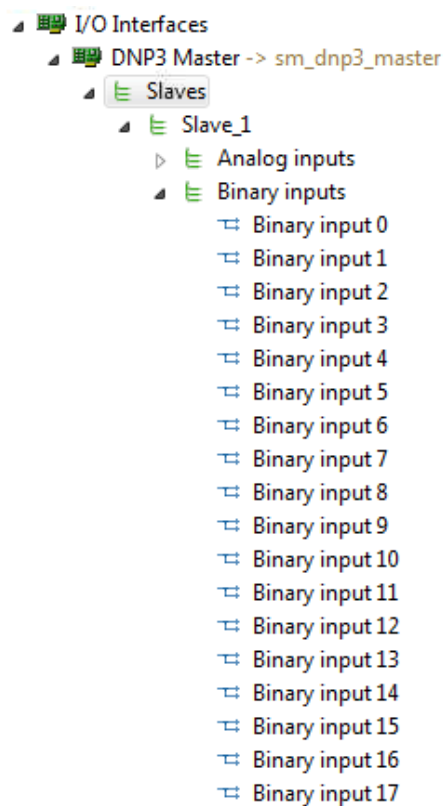


Figura 2.40 Verificación de la creación de Entradas Binarias en DNP3

I/O Interfaces	
DNP3 Master	(24)
Slaves	(24)
Slave_1	(24)
Analog inputs	(2)
Binary inputs	(18)
Binary input 0	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[0] (as Binary_from_slave)
Binary input 1	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[1] (as Binary_from_slave)
Binary input 2	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[2] (as Binary_from_slave)
Binary input 3	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[3] (as Binary_from_slave)
Binary input 4	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[4] (as Binary_from_slave)
Binary input 5	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[5] (as Binary_from_slave)
Binary input 6	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[6] (as Binary_from_slave)
Binary input 7	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[7] (as Binary_from_slave)
Binary input 8	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[8] (as Binary_from_slave)
Binary input 9	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[9] (as Binary_from_slave)
Binary input 10	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[10] (as Binary_from_slave)
Binary input 11	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[11] (as Binary_from_slave)
Binary input 12	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[12] (as Binary_from_slave)
Binary input 13	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[13] (as Binary_from_slave)
Binary input 14	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[14] (as Binary_from_slave)
Binary input 15	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[15] (as Binary_from_slave)
Binary input 16	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[16] (as Binary_from_slave)
Binary input 17	⇒ DNP3_Master_Example/sm_dnp3_master/Binary_from_slave/In1/Value[17] (as Binary_from_slave)

Figura 2.41 Conexión de entradas binarias y las variables de la simulación en DNP3

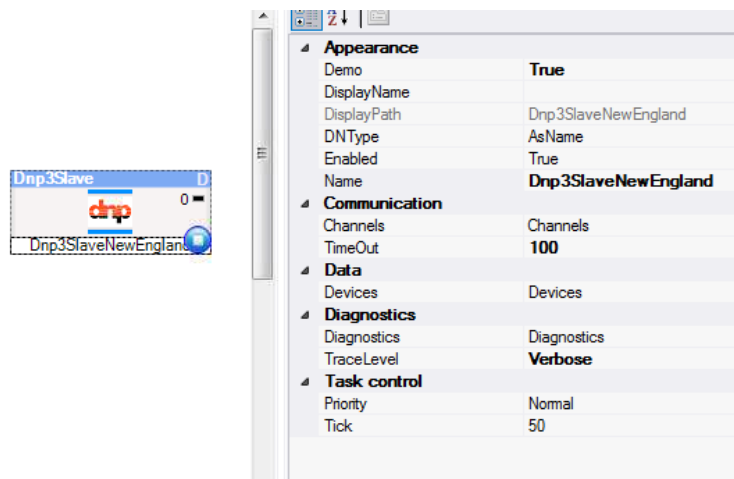


Figura 2.42 Configuraciones Generales Bloque DNP3

Para la configuración del canal de comunicación de debe tomar en cuenta que el puerto utilizado por el protocolo de comunicación es el 20000, esta configuración se muestra en la Figura 2.43, y por último se debe crear cada una de las señales que van a ser enviadas hacia el simulador en tiempo y además cada una de estas señales debe ser configurada con su ID y la clase como se muestra en la Figura 2.44.

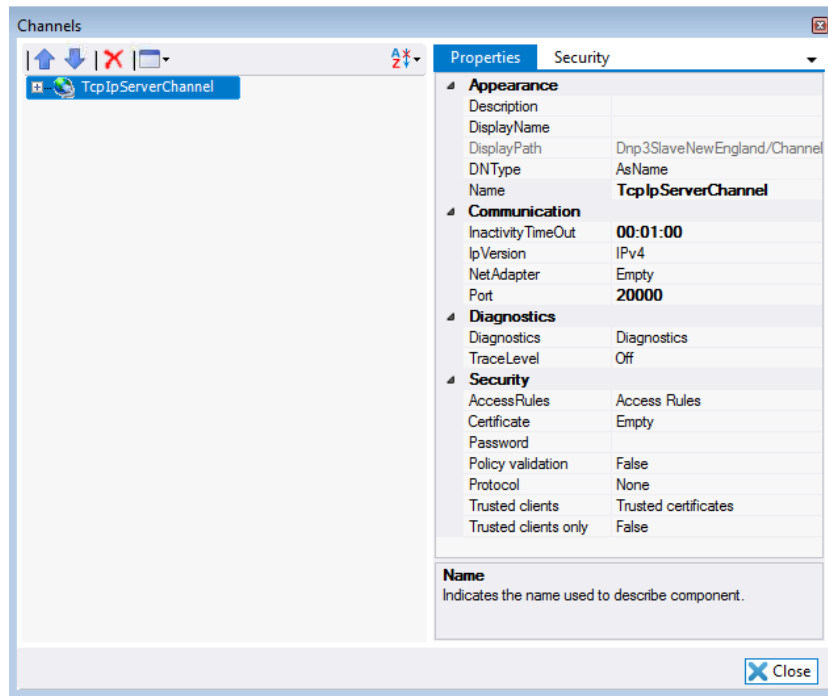


Figura 2.43 Configuración de Canal de Comunicación DNP3

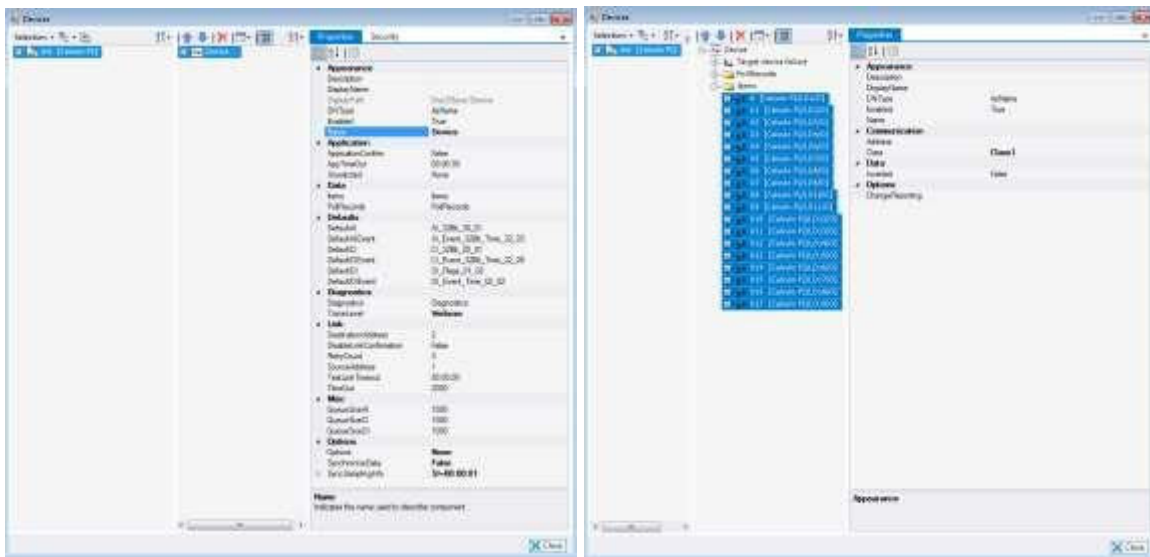


Figura 2.44 Configuración de señales de envío DNP3

2.8. Lectura y visualización de indicadores en WAProtector

La determinación de los parámetros de los indicadores se los realiza mediante una regresión lineal, estos indicadores permiten el cálculo de la cantidad de carga que requiere ser desconectada en función de las señales del voltaje, la frecuencia y la desviación de la frecuencia, para lo cual se utilizan los bloques matemáticos disponibles en Unifusion. En la Figura 2.45 se puede observar la estructura del cálculo del indicador y en la Figura 2.46, se presenta la misma estructura con las señales de la PMU y las constantes del indicador de una de las zonas de voltaje de la red de prueba New England en Unifusion.

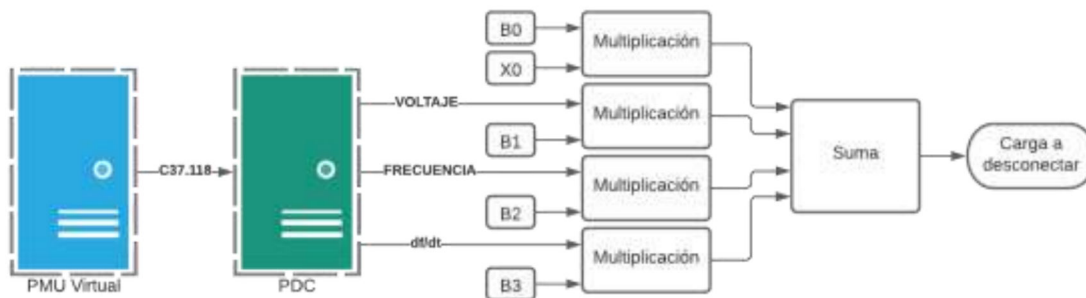


Figura 2.45 Cálculo de la Carga a ser Desconectada

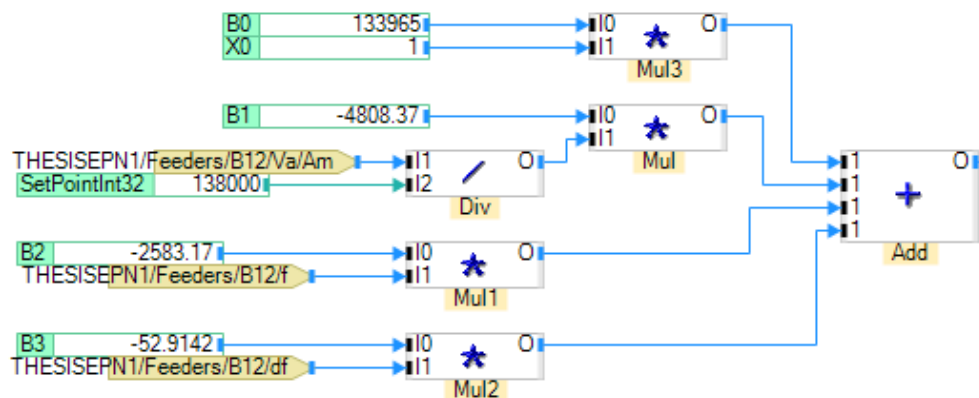


Figura 2.46 Indicador implementado en Unifusion

2.9. Toma de acciones correctivas mediante el módulo de control de WAProtector

Unifusion de WAProtector, plataforma de monitoreo de sistemas eléctricos de potencia en tiempo real, permite determinar el estado de los interruptores de cada una de las cargas en cada escenario de simulación, es decir se actualiza a cada momento ya que estas

señales son importadas desde el PDC que a su vez las recibe de la PMU virtual al igual que para las señales de voltajes, frecuencia y desviación de la frecuencia.

El cálculo para determinar si un evento requiere o no desconectar cargas se lo muestra en la Figura 2.47

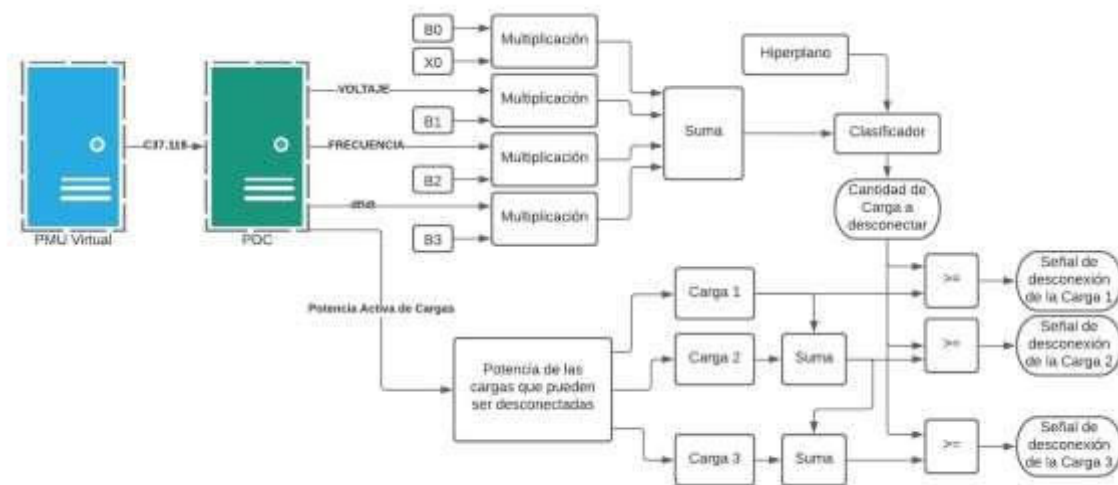


Figura 2.47 Diagrama de señales de desconexión de cargas

2.10. Medición de datos en tiempo real.

El presente proyecto utiliza un instante de tiempo para realizar el entrenamiento tanto del clasificador como de los indicadores, por lo cual el SIL debe considerar solo los datos 500 milisegundos de haber empezado la perturbación. Para esto se han utilizado bloques propios del módulo “Engineering Studio” de WAProtector que permiten la adquisición de datos de un breve instante de tiempo y bloquea cualquier cambio posterior a estos evitando un mal funcionamiento del clasificador y regresor debido a la evolución del voltaje y la frecuencia en el tiempo. Los bloques que se utilizan son CommandActivator, Command y Time pulse.

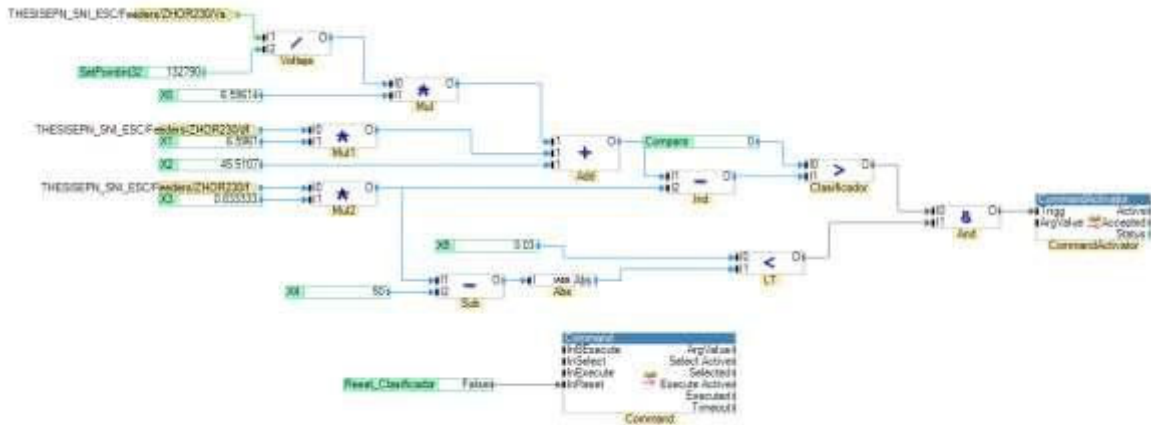


Figura 2.48 Lectura de datos en tiempo real - Clasificador

En el clasificador se utilizan los bloques CommanActivator y Command como se muestra en la Figura 2.48, el primero es el que recibe la señal de activación del segundo bloque con el cual se permite que se procesen las señales de los indicadores para calcular la carga que se requiere desconectar.

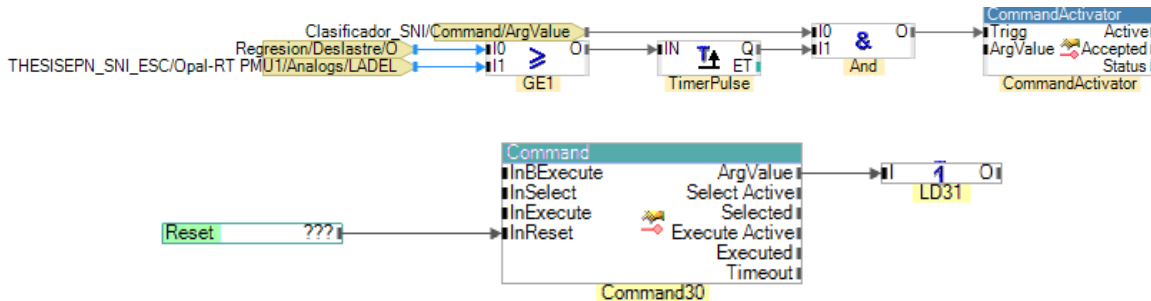


Figura 2.49 Señal de deslaste en tiempo real

Para el disparo de las cargas se utilizan los tres bloques, TimePulse es utilizado para que la señal de disparo permanezca por un intervalo de tiempo, esta señal junto con la del clasificador envían un pulso al CommandActivator el cual activa el módulo Command y este mantiene la señal de disparo independiente de los nuevos valores de entrada hasta que sea reseteado mediante una señal manual como se observa en la Figura 2.49. En el caso que el escenario no presente ninguna señal de disparo el TimePulse bloquea señales posteriores a la perturbación que puedan dar señales de disparo erróneas.

2.11. Comparación del desempeño del ESC propuesto respecto del ESC convencional para ambos sistemas de prueba.

Para la comparación de los esquemas de seccionamiento de carga se considera la metodología propuesta en este proyecto y los pasos de desconexión de carga por baja frecuencia establecidos en la Regulación No. CONELEC 006/00 “Procedimientos de Despacho y Operación” donde se presentan los pasos de la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Esquema de Alivio de Carga Por Baja Frecuencia Diseñado [32]

PORCENTAJES DE DESCONEXIÓN DE CARGA				
Paso	Frecuencia (Hz)	Tiempos de actuación (ciclos)	Desconexión de carga (%)	Desconexión acumulada de carga (%)
1	59.4	12	6 %	6 %
2	59.2	12	7 %	13 %
3	59.1	12	9 %	22 %
4	59.0	12	9 %	31 %
5	58.8	12	9 %	40 %
6	56.6	12	5 %	45 %
7	58.4	12	5 %	50 %



Figura 2.50 Relé de Deslaste de Carga por Baja Frecuencia - PowerFactory de DigSILENT

La implementación de los pasos de desconexión se los realiza mediante la incorporación de relés de deslastre de carga por baja frecuencia como el mostrado en la Figura 2.50. Se han colocado relés de baja frecuencia en cada una de las barras donde se encuentran conectadas las cargas, esto es debido a que en [32] los pasos de deslastre de carga se dan a nivel de las empresas distribuidoras.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología integral. Así, se presentan los resultados de la determinación de nodos piloto y generación de datos, aplicada a las redes de prueba New England y a la red del SNI reducida. Los resultados de los clasificadores y regresores para cada una de las redes de prueba, así como la comparación de éstos con técnicas avanzadas de minería de datos como redes neuronales artificiales, árboles de decisión y máquinas de soporte vectorial. Finalmente, se compara la metodología propuesta con los pasos de deslastre de carga por baja frecuencia que aparecen en la Regulación No. CONELEC 006/00 “Procedimientos de Despacho y Operación”.

3.1. Resultados New England

3.1.1. Determinación de Nodos piloto

Para la red de prueba New England, el análisis de sensibilidad de PowerFactory de DlgSILENT da como resultado la Tabla 3.1 de la cual se obtiene la variable dV/dQ como resultado del Power Flow Sensitivities.

Tabla 3.1 Resultados Load Flow Sensitivities

Barra	dV/dQ Sensitivity [p.u./Mvar]	Barra	dV/dQ Sensitivity [p.u./Mvar]	Barra	dV/dQ Sensitivity [p.u./Mvar]
B_01	0.000172624	B_18	0.000139531	B_35	1.17726E-05
B_02	0.000123453	B_19	8.43964E-05	B_36	1.10046E-05
B_03	0.00012594	B_20	0.000107897	B_37	1.13488E-05
B_04	0.000118923	B_21	0.000129795	B_38	1.05485E-05
B_05	0.00010604	B_22	8.78017E-05	B_39	8.61353E-06
B_06	9.81717E-05	B_23	0.000105046	B_40	0.000299217
B_07	0.000138837	B_24	0.00012494	B_41	0
B_08	0.000134722	B_25	0.000111054	B_42	0
B_09	0.000172197	B_26	0.000157018	B_43	0
B_10	0.000102477	B_27	0.000172492	B_44	0
B_11	0.00011037	B_28	0.000213446	B_45	0
B_12	0.000313432	B_29	0.00012899	B_46	0
B_13	0.000117957	B_30	0.000284574	B_47	0
B_14	0.000121857	B_31	1.18508E-05	B_48	0
B_15	0.000132373	B_32	1.18433E-05	B_49	0
B_16	8.65789E-05	B_33	1.15783E-05		
B_17	0.000113881	B_34	1.153E-05		

Considerando que las áreas de la red New England se encuentran definidas en [3], se agrupan las barras en función de estas áreas previamente definidas y se identifican los nodos pilotos de las 5 zonas identificadas en Tabla 3.2 y Tabla 3.3.

Tabla 3.2 Nodos pilotos y Áreas de la Red New England Zonas 1, 2 y 3

ZONA 1		ZONA 2		ZONA 3	
Barra	dV/dQ Sensitivity [p.u./Mvar]	Barra	dV/dQ Sensitivity [p.u./Mvar]	Barra	dV/dQ Sensitivity [p.u./Mvar]
B_02	0.000123453	B_26	0.000157018	B_01	0.000172624
B_03	0.00012594	B_27	0.000172492	B_04	0.000118923
B_18	0.000139531	B_28	0.000213446	B_05	0.00010604
B_25	0.000111054	B_29	0.00012899	B_06	9.81717E-05
B_30	0.000284574	B_38	1.05485E-05	B_07	0.000138837
B_37	1.13488E-05			B_08	0.000134722
				B_09	0.000172198
				B_10	0.000102477
				B_11	0.00011037
				B_12	0.000313432
				B_13	0.000117957
				B_14	0.000121857
				B_31	1.18508E-05
				B_32	1.18433E-05
				B_39	8.61353E-06

Tabla 3.3 Nodos pilotos y Áreas de la Red New England Zonas 4 y 5

ZONA 4		ZONA 5	
Barra	dV/dQ Sensitivity p.u./Mvar	Barra	dV/dQ Sensitivity p.u./Mvar
B_19	8.43964E-05	B_15	0.000132373
B_20	0.000107897	B_16	8.65789E-05
B_33	1.15783E-05	B_17	0.000113881
B_34	1.153E-05	B_21	0.000129795
		B_22	8.78017E-05
		B_23	0.000105046
		B_24	0.00012494
		B_35	1.17726E-05
		B_36	1.10046E-05

3.1.2. Clasificador de eventos

Después de la generación de la base de datos, se requiere realizar una clasificación de escenarios para identificar los que no requieren una desconexión de carga, esto se lo determina aplicando el modelo de clasificación basado en un Hiperplano Óptimo, descrito en la sección 2.3.1.

En este sentido, se ha identificado el Hiperplano Óptimo con la estructura de la ecuación (3.1)

$$C + \alpha \cdot V + \beta \cdot df/dt - f \geq 0 \Rightarrow y = 1 \quad (3.1)$$

$$C + \alpha \cdot V + \beta \cdot df/dt - f < 0 \Rightarrow y = 0 \quad (3.2)$$

Donde:

α, β, C : Coeficientes del Hiperplano

V : Magnitud de voltaje

f : Magnitud de frecuencia

df/dt : Magnitud de la desviación de la frecuencia en el tiempo

y : clasificador, cuando es 1 existe desconexión de carga, caso contrario es 0

El cálculo de los coeficientes se lo realiza para cada zona de voltaje, los coeficientes se encuentran en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Coeficientes del Clasificador – New England

Zona \ Coeficiente	α	β	C
Zona 1	3.26772	15.50296	50.22156
Zona 2	99.72836	99.6939	-34.9095
Zona 3	-26.4922	88.0568	100
Zona 4	14.53718	14.53712	39.91745
Zona 5	20.8773	96.7776	51.5911

El porcentaje de estimaciones correctamente (precisión de la clasificación) predichas se encuentran en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Estimaciones correctamente predichas – New England

Zona	<i>Estimaciones correctamente predichas</i> [%]
Zona 1	98.5
Zona 2	95.5
Zona 3	88.5
Zona 4	94.2
Zona 5	87.1

La Figura 3.1 presenta un diagrama de dispersión 3D del resultado de un proceso de clasificación realizado con la metodología de clasificación binaria basada en la identificación del Hiperplano Lineal Óptimo mediante la optimización con MVMO de la función objetivo definida. En la figura, es posible determinar la región (puntos rojos) en la que es necesario el seccionamiento de carga, así como la zona (puntos azules) que no requiere de seccionamiento de carga. Asimismo, se puede apreciar el Hiperplano Óptimo determinado (puntos verdes).

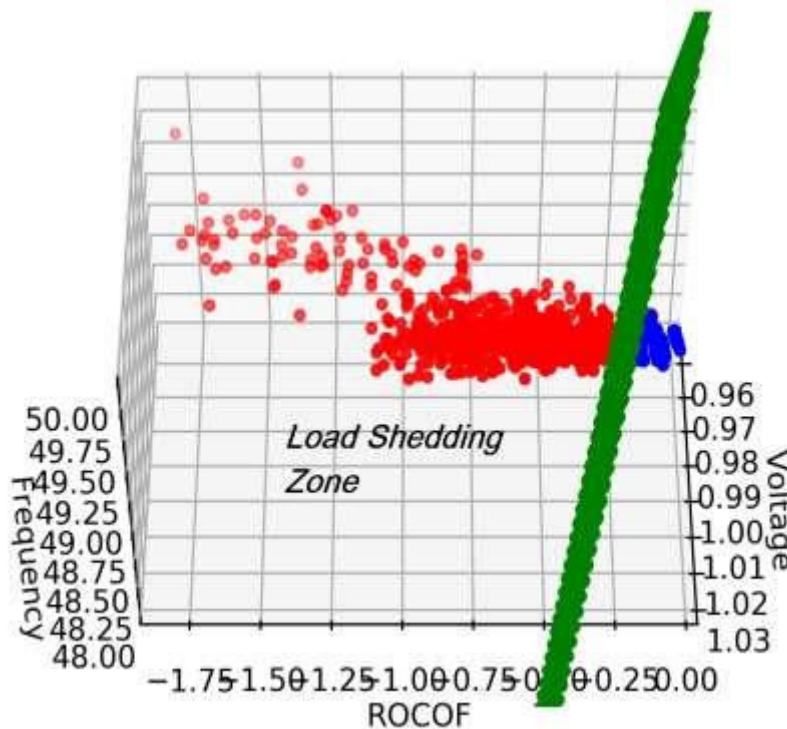


Figura 3.1 Diagrama de dispersión de un ejercicio de clasificación, usando el Hiperplano Lineal Óptimo

3.1.2.1. Cálculo de indicadores

El siguiente paso a la clasificación de los escenarios es la regresión lineal para el cálculo de los indicadores en cada zona, se ha establecido los indicadores con la estructura de la ecuación (3.3).

$$\text{Indicador} = \Delta P = \lambda \cdot V + \theta \cdot f + \rho \cdot df/dt + A \quad (3.3)$$

Donde:

λ, θ, ρ, A : Coeficientes del regresor

V : Magnitud de voltaje

f : Magnitud de frecuencia

df/dt : Magnitud de la desviación de la frecuencia en el tiempo

El cálculo de los coeficientes se lo realiza para cada zona de voltaje, mismos que se encuentran en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Indicadores – New England

Coeficiente				
Zona	λ	θ	ρ	A
Zona 1	-4808.37	-2583.17	-52.9142	133965
Zona 2	-6835.21	-2376.79	-72.1946	125881
Zona 3	-3732.51	-2365.85	-102.007	121910
Zona 4	-6786.13	-2577.64	-122.571	135459
Zona 5	-6418.21	-2281.28	-127.797	120413

Se han calculado los errores MSE y RMSE que se muestran en la Tabla 3.7 y en la Tabla 3.8, respectivamente.

Tabla 3.7 Mean Square Error – New England

MSE			
Zona	MCO	DT	ANN
Zona 1	1361.57	2743	4007
Zona 2	1591.50	2385	1933
Zona 3	1573.72	2986	8957
Zona 4	3837.85	4353	13927
Zona 5	1325.09	3449	1685

Tabla 3.8 Root Mean Square Error – New England

RMSE Zona	MCO	DT	ANN
Zona 1	36.89	52.37366	63.30087
Zona 2	39.89	48.83646	43.9659
Zona 3	39.67	54.6443	94.64143
Zona 4	61.95	65.97727	118.0127
Zona 5	36.40	58.72819	41.04875

Adicionalmente, se calculan los coeficientes de determinación R^2 para cada zona de voltaje, mismos que reflejan la bondad del ajuste de un modelo, que se muestran en la Tabla 3.9. De estos valores, es posible apreciar que el modelo de regresión lineal múltiple presenta los mejores resultados (sin considerar un exhaustivo proceso de identificación de parámetros para los otros regresores). Esto, constituye un importante resultado puesto que todas las premisas de implementación en WAProtector, relacionadas con la limitación de disponer de un módulo de inteligencia artificial, quedan subsanadas y se verifica que el regresor lineal resulta ser el más adecuado para el problema planteado.

Tabla 3.9 Coeficiente de Determinación – New England

R² Zona	MCO [%]	DT [%]	ANN [%]
Zona 1	97.33%	94.25%	91.59%
Zona 2	96.88%	95.00%	95.94%
Zona 3	96.93%	93.74%	81.21%
Zona 4	92.47%	90.87%	70.79%
Zona 5	97.40%	92.77%	96.47%

3.1.3. Comparación de Resultados entre PowerFactory y ePHASORsim

Las condiciones iniciales de la simulación dinámica, es decir el flujo de potencia, es uno de los principales responsables de la forma de evolución dinámica de las variables del sistema. En este contexto, PowerFactory de DlgSILENT y ePHASORsim de OPAL RT tienen sus propios métodos de resolución de flujos de potencia, pero para poder ser comparados se requiere calcular diferencias absolutas y relativas, mientras que para simulación dinámica se calcula el (PEMA) porcentaje de error medio absoluto, esto se calcula como se observa en las ecuaciones (3.4), (3.5) y (3.6) respectivamente[16].

$$\varepsilon_{abs} = |X_{ePHASORsim} - X_{PowerFactory DigSILENT}| \quad (3.4)$$

$$\varepsilon_{rel(\%)} = \frac{|X_{ePHASORsim} - X_{PowerFactory DigSILENT}|}{X_{PowerFactory DigSILENT}} \times 100\% \quad (3.5)$$

$$\varepsilon_{PEMA(\%)} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{|X_{ePHASORsim} - X_{PowerFactory DigSILENT}|}{X_{PowerFactory DigSILENT}}}{n} \times 100\% \quad (3.6)$$

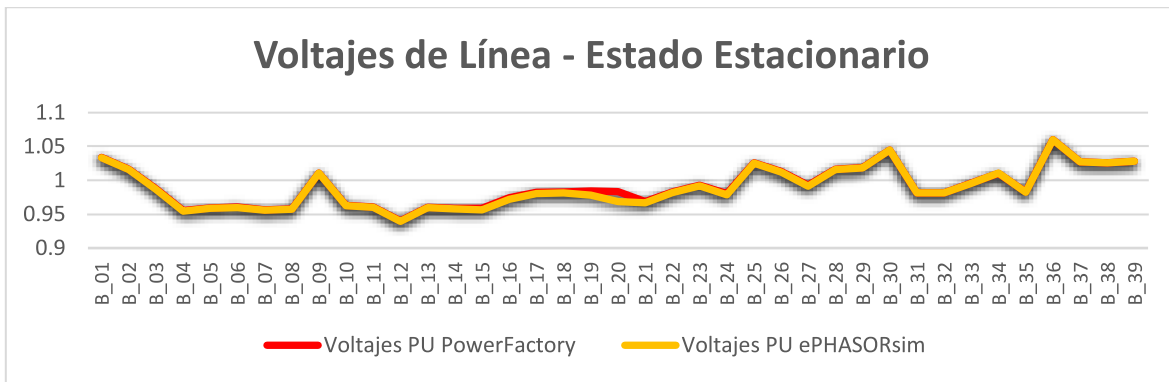


Figura 3.2 Voltajes de Línea - Estado Estacionario

En la Figura 3.2 se observan los voltajes en PowerFactory de DigSILENT y de ePHASORsim de OPAL RT en por unidad, en la Tabla 3.10 se encuentran los errores absolutos y relativos de cada una de las barras de la red de prueba New England, se puede evidenciar que no existen valores de errores relativos superiores a 1.492%, esto puede deberse a los modelos de cada uno de los elementos que considera cada programa.

Tabla 3.10 Cálculo de Errores - Estado Estacionario - Voltajes

Barras	V PowerFactory PU	V ePHASORsim PU	Error Absoluto	Error Relativo (%)
B_01	1.033834755	1.0336	-2E-04	0.023%
B_02	1.016435131	1.0159	-5E-04	0.053%
B_03	0.987738154	0.9867	-1E-03	0.105%
B_04	0.955289945	0.9543	-1E-03	0.104%
B_05	0.959246517	0.9586	-6E-04	0.067%
B_06	0.960411447	0.9598	-6E-04	0.064%
B_07	0.956601558	0.956	-6E-04	0.063%
B_08	0.957754268	0.9571	-7E-04	0.068%
B_09	1.010946461	1.0107	-2E-04	0.024%
B_10	0.962951497	0.9623	-7E-04	0.068%

B_11	0.960761974	0.9601	-7E-04	0.069%
B_12	0.940139318	0.9394	-7E-04	0.079%
B_13	0.960362828	0.9595	-9E-04	0.090%
B_14	0.958815866	0.9577	-1E-03	0.116%
B_15	0.958596947	0.9564	-2E-03	0.229%
B_16	0.974353251	0.9718	-3E-03	0.262%
B_17	0.982464287	0.9805	-2E-03	0.200%
B_18	0.982987798	0.9814	-2E-03	0.162%
B_19	0.984469136	0.9781	-6E-03	0.647%
B_20	0.983272696	0.9686	-1E-02	1.492%
B_21	0.968802804	0.967	-2E-03	0.186%
B_22	0.983092085	0.9821	-1E-03	0.101%
B_23	0.99292344	0.9919	-1E-03	0.103%
B_24	0.980702364	0.9784	-2E-03	0.235%
B_25	1.025773124	1.0253	-5E-04	0.046%
B_26	1.013077454	1.0121	-1E-03	0.096%
B_27	0.992786433	0.9914	-1E-03	0.140%
B_28	1.016639623	1.0161	-5E-04	0.053%
B_29	1.018779057	1.0184	-4E-04	0.037%
B_30	1.044799535	1.0448	5E-07	0.000%
B_31	0.981566214	0.9815	-7E-05	0.007%
B_32	0.981430291	0.9814	-3E-05	0.003%
B_33	0.996216416	0.9957	-5E-04	0.052%
B_34	1.01050908	1.0106	9E-05	0.009%
B_35	0.98272864	0.9826	-1E-04	0.013%
B_36	1.060198233	1.0601	-1E-04	0.009%
B_37	1.027491227	1.0275	9E-06	0.001%
B_38	1.025877967	1.0258	-8E-05	0.008%
B_39	1.02837362	1.0283	-7E-05	0.007%

Para las potencias activa y aparente de cada generador se puede observar en la Figura 3.3 los valores de las potencias de todos los generadores considerando que cada uno ha sido dividido en 5 para considerar un escenario un poco más realista en cuanto a los eventos de salida de generación.

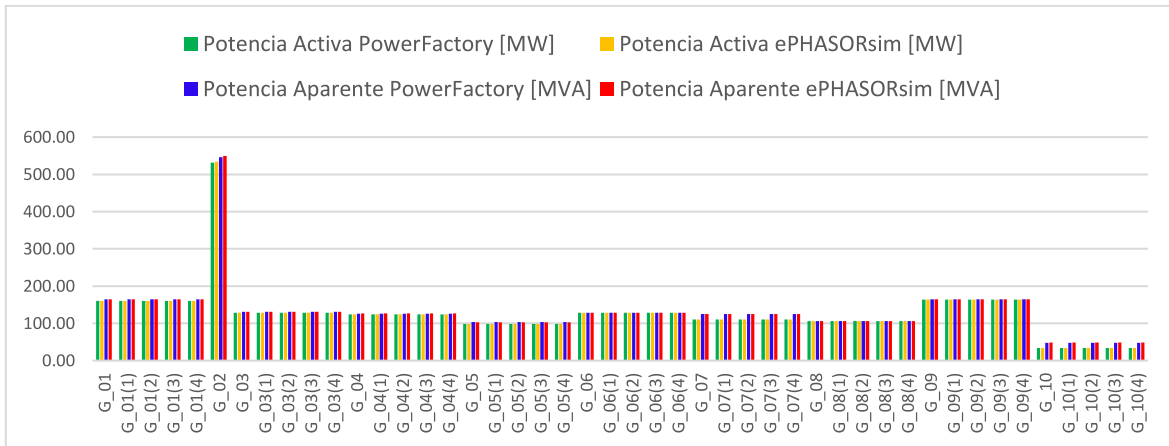


Figura 3.3 Potencia Activa - New England

Los errores de potencia activa y aparente evidenciadas en la Tabla 3.11 dan como resultados errores no superiores a 0.514% y 1.08% respectivamente.

Tabla 3.11 Cálculo de Errores - Estado Estacionario – Potencias Activa y Aparente

Generadores	Potencia Activa Error Absoluto [MW]	Potencia Activa Error Relativo [%]	Potencia Aparente Error Relativo [MVA]	Potencia Aparente Error Relativo [%]
G_01	-3.112E-05	0.000019%	0.086579597	0.05%
G_01(1)	-3.11E-05	0.000019%	0.086583599	0.05%
G_01(2)	-3.11E-05	0.000019%	0.086583599	0.05%
G_01(3)	-3.11E-05	0.000019%	0.086583599	0.05%
G_01(4)	-3.11E-05	0.000019%	0.061300123	0.04%
G_02	2.73336532	0.514601%	3.2934949	0.60%
G_03	-2.71E-05	0.000021%	0.127880784	0.10%
G_03(1)	-2.71E-05	0.000021%	0.127885909	0.10%
G_03(2)	-2.71E-05	0.000021%	0.127885909	0.10%
G_03(3)	-2.71E-05	0.000021%	0.127885909	0.10%
G_03(4)	-2.71E-05	0.000021%	0.13512598	0.10%
G_04	-3.626E-05	0.000029%	1.362559529	1.08%
G_04(1)	-3.625E-05	0.000029%	1.362560023	1.08%
G_04(2)	-3.625E-05	0.000029%	1.362560023	1.08%
G_04(3)	-3.625E-05	0.000029%	1.362560023	1.08%
G_04(4)	-3.625E-05	0.000029%	1.362560023	1.08%
G_05	-3.4913E-05	0.000035%	-0.705244535	0.68%
G_05(1)	-3.4912E-05	0.000035%	-0.705238224	0.68%
G_05(2)	-3.4912E-05	0.000035%	-0.705238224	0.68%
G_05(3)	-3.4912E-05	0.000035%	-0.705238224	0.68%
G_05(4)	-3.4912E-05	0.000035%	-0.711114299	0.69%
G_06	-2.71E-05	0.000021%	0.067597832	0.05%

G_06(1)	-2.71E-05	0.000021%	0.067597706	0.05%
G_06(2)	-2.71E-05	0.000021%	0.067597706	0.05%
G_06(3)	-2.71E-05	0.000021%	0.067597706	0.05%
G_06(4)	-2.71E-05	0.000021%	0.078240996	0.06%
G_07	-3.473E-05	0.000032%	0.358109538	0.29%
G_07(1)	-3.473E-05	0.000032%	0.358100181	0.29%
G_07(2)	-3.473E-05	0.000032%	0.358100181	0.29%
G_07(3)	-3.473E-05	0.000032%	0.358100181	0.29%
G_07(4)	-3.473E-05	0.000032%	0.381041115	0.31%
G_08	-3.473E-05	0.000033%	0.023652661	0.02%
G_08(1)	-3.473E-05	0.000033%	0.02365253	0.02%
G_08(2)	-3.473E-05	0.000033%	0.02365253	0.02%
G_08(3)	-3.473E-05	0.000033%	0.02365253	0.02%
G_08(4)	-3.473E-05	0.000033%	0.013270114	0.01%
G_09	-2.976E-05	0.000018%	0.029777856	0.02%
G_09(1)	-2.976E-05	0.000018%	0.029777496	0.02%
G_09(2)	-2.976E-05	0.000018%	0.029777496	0.02%
G_09(3)	-2.976E-05	0.000018%	0.029777496	0.02%
G_09(4)	-2.976E-05	0.000018%	0.036650555	0.02%
G_10	3.2398E-05	0.000094%	0.38138089	0.80%
G_10(1)	2.8595E-05	0.000083%	0.380855088	0.80%
G_10(2)	2.8595E-05	0.000083%	0.380855088	0.80%
G_10(3)	2.8595E-05	0.000083%	0.380855088	0.80%
G_10(4)	2.8595E-05	0.000083%	0.360455909	0.75%

Para el análisis dinámico se considera una contingencia de la salida de una unidad de generación G_01(1), se realiza el monitoreo de las variables que voltaje y frecuencia de las barras piloto identificadas en el literal 2.1 de la Metodología para determinar los nodos pilotos de las áreas de voltaje mediante un análisis de sensibilidad por voltaje.

En las gráficas correspondientes desde la Figura 3.4 hasta la Figura 3.13 se pueden evidenciar las diferencias que existen en la simulación dinámica de la frecuencia de los generadores entre PowerFactory de DigSILENT y ePHASORsim de RT Lab, el cálculo de los errores PEMA de cada generador se observan en la Tabla 3.12 donde se observa que el error no supera el 0.039%.

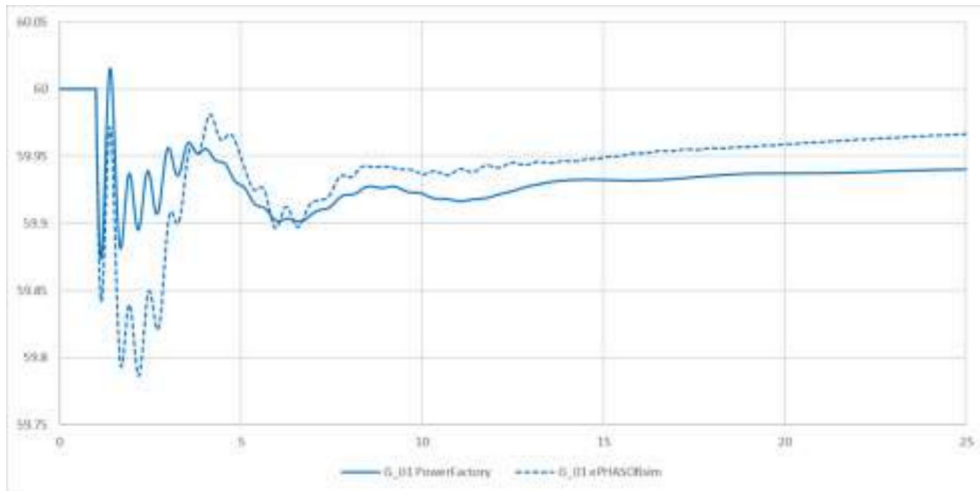


Figura 3.4 Frecuencia Generador 1

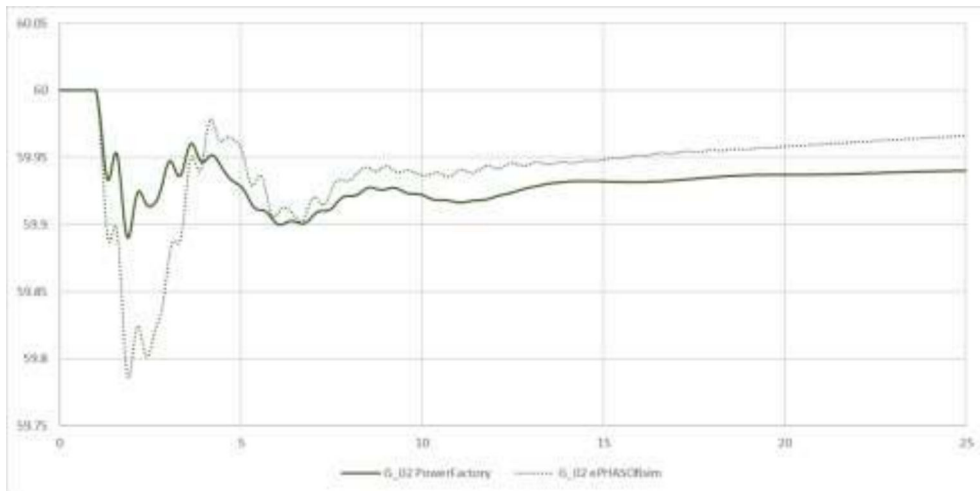


Figura 3.5 Frecuencia Generador 2

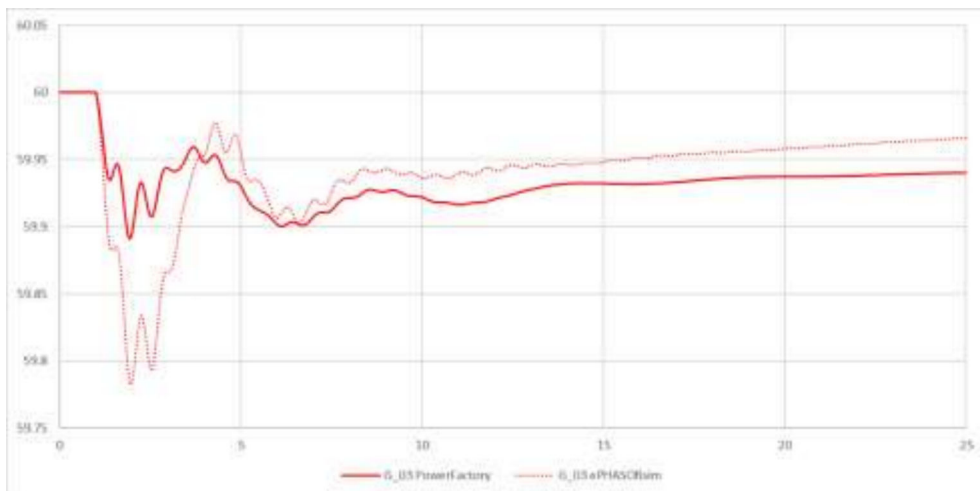


Figura 3.6 Frecuencia Generador 3

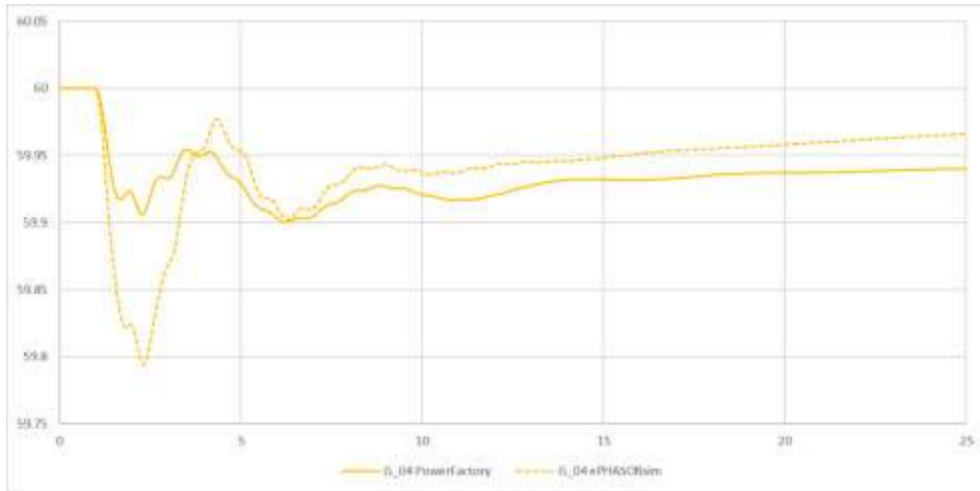


Figura 3.7 Frecuencia Generador 4

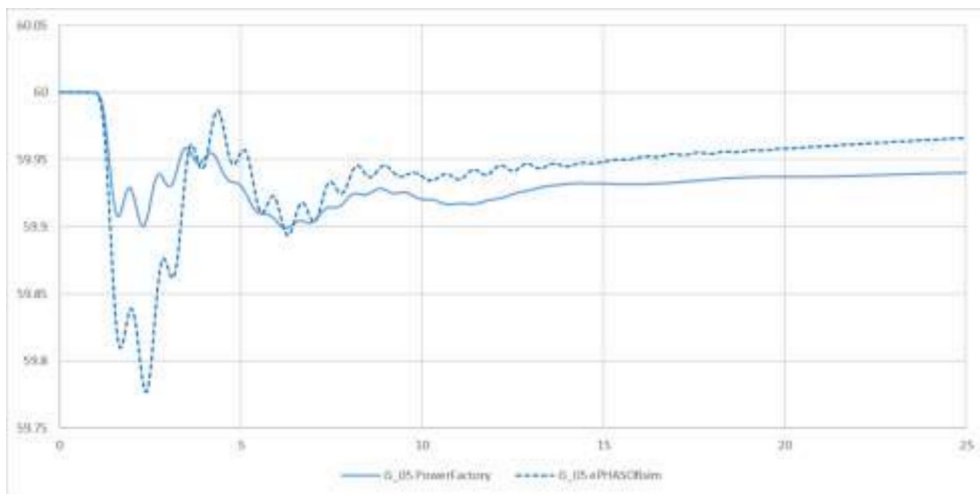


Figura 3.8 Frecuencia Generador 5

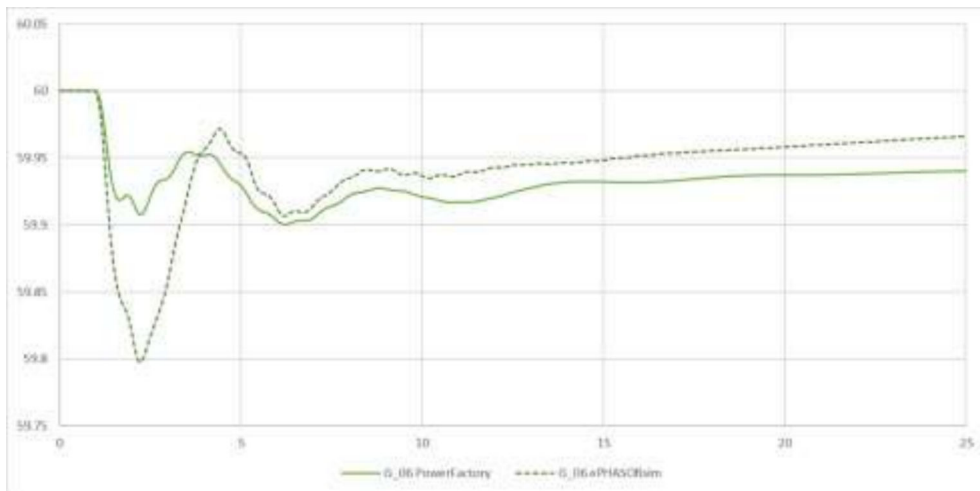


Figura 3.9 Frecuencia Generador 6

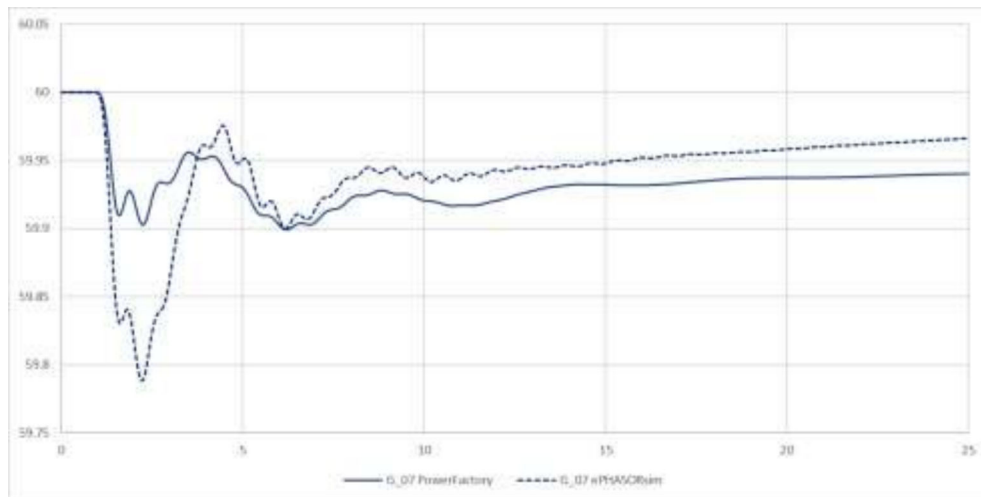


Figura 3.10 Frecuencia Generador 7

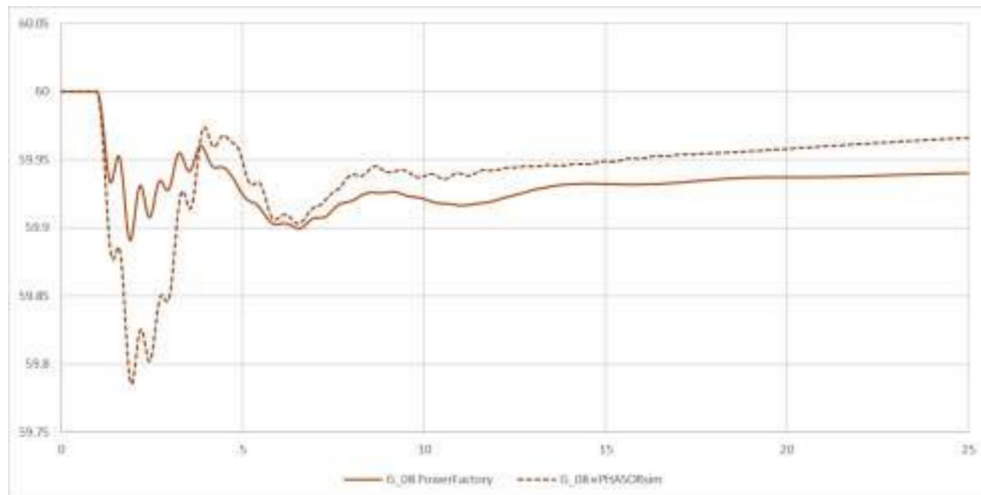


Figura 3.11 Frecuencia Generador 8

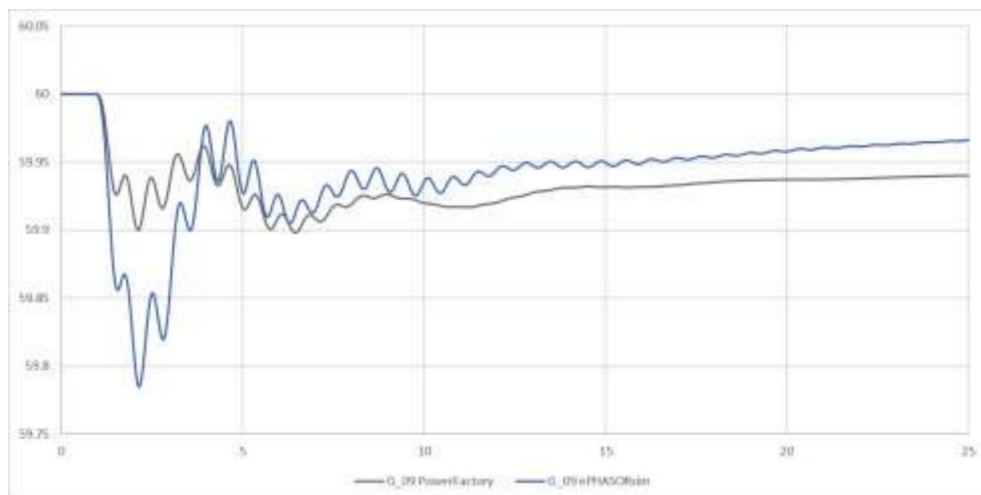


Figura 3.12 Frecuencia Generador 9

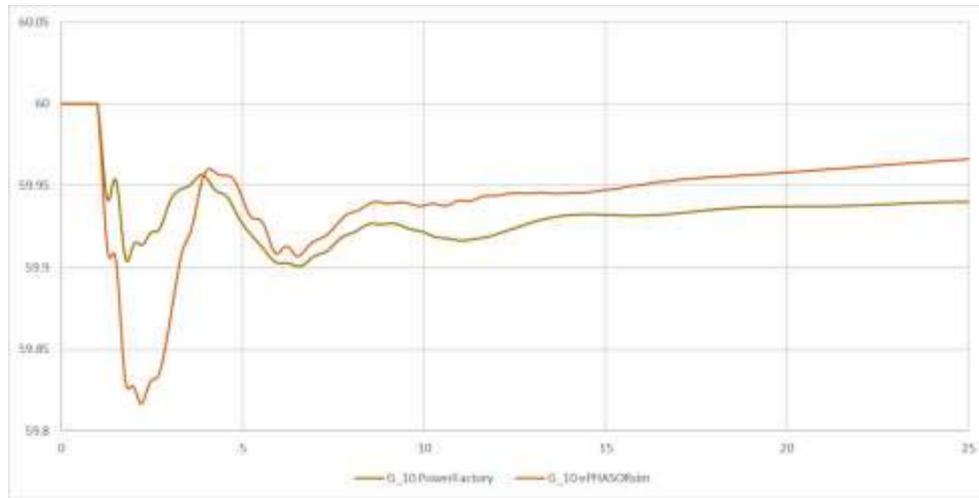


Figura 3.13 Frecuencia Generador 10

Tabla 3.12 Errores PEMA - Frecuencia Generadores

GENERADOR	PEMA [%]
G_01	0.038%
G_02	0.039%
G_03	0.039%
G_04	0.038%
G_05	0.038%
G_06	0.039%
G_07	0.038%
G_08	0.039%
G_09	0.038%
G_10	0.037%

3.1.4. Comparación entre Metodología de este proyecto y el EAC establecido por el ARCONEL

La comparación entre la metodología propuesta durante la realización de este proyecto y el esquema de alivio de carga establecido en [32], se la realiza considerando las contingencias establecidas en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13 Contingencias - New England

# de Escenario	Contingencia
1	Salida de una unidad de generación
2	Salida de tres unidades de generación
3	Salida de cinco unidades de generación

Tabla 3.14 Comparación - New England

Escenario	Potencia de Generadores desconectados [MW]	Potencia de Cargas desconectadas		Frecuencia mínima		Frecuencia final	
		Metodología [MW]	Regulación [MW]	Metodología [Hz]	Regulación [Hz]	Metodología [MW]	Regulación [MW]
1	106.0965	0	0	59.856	59.856	59.859	59.859
2	591.6293	556.732	580.3554	59.597	59.358	59.84	59.749
3	636.3097	772.752	533.34	59.481	59.144	59.888	59.696

La evolución de la frecuencia en el tiempo de los escenarios dos y tres se encuentran en la Figura 3.14 y Figura 3.15 respectivamente.

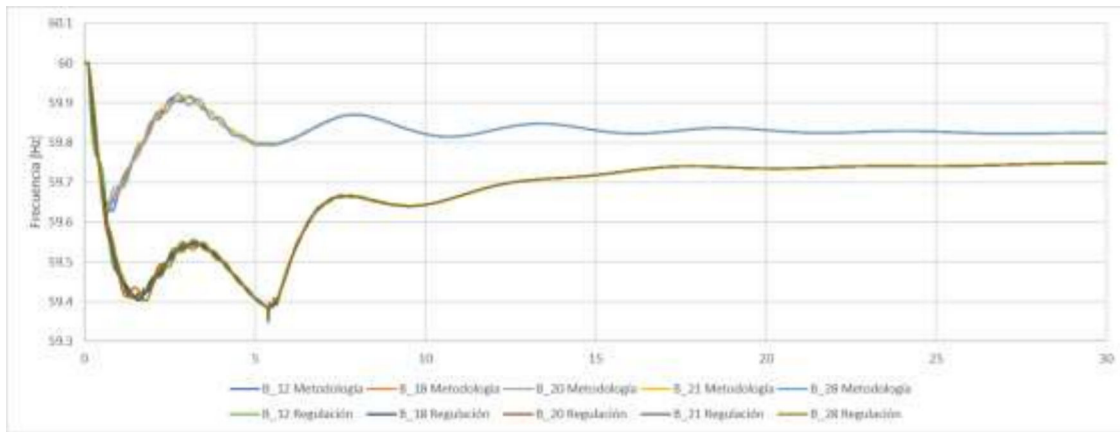


Figura 3.14 Frecuencia en el Escenario 2 – New England

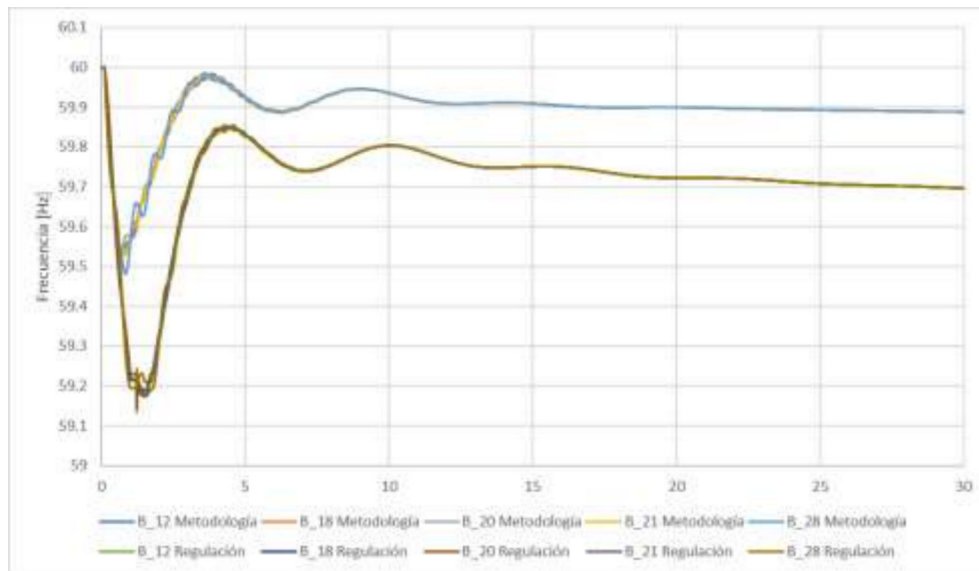


Figura 3.15 Frecuencia en el Escenario 3 – New England

3.2. Resultados Sistema Nacional de Transmisión

Para el Sistema Nacional de Transmisión se ha considerado las zonas de voltaje establecidas en [33]. Para una mejor apreciación se puede observar en la Figura 3.16 el mapa del Ecuador con las respectivas zonas de voltaje.

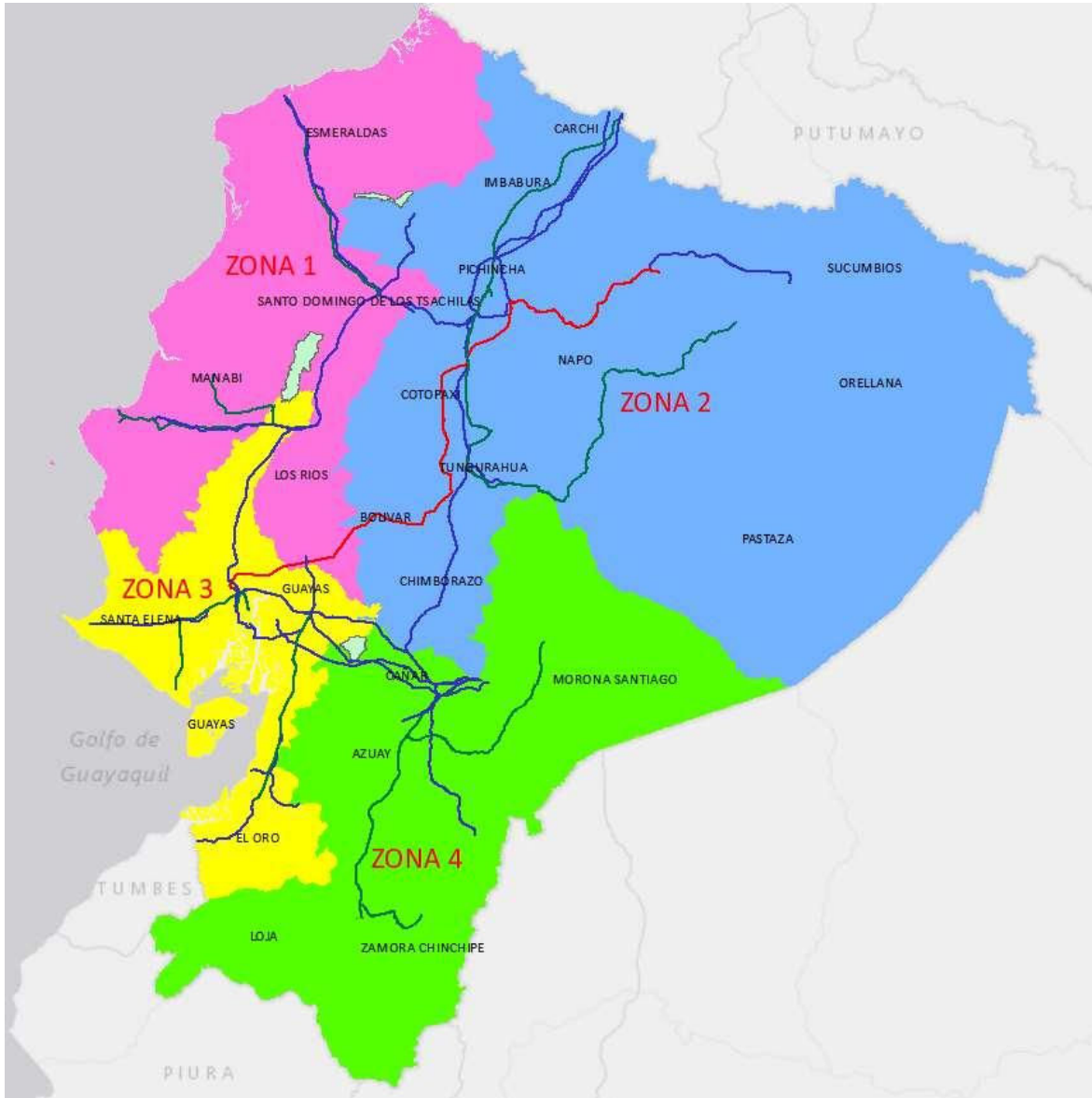


Figura 3.16 Zonas de Voltaje SNI

Utilizando la misma metodología utilizada para la red de prueba New England se ha procedido a aplicar al Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano, teniendo los siguientes resultados.

3.2.1. Determinación de Nodos piloto

De igual manera que en la red de prueba New England se ha utilizado el Load Flow Sensitivities aplicado al SNI y se definen los nodos pilotos que se muestran en la Tabla 3.15.

Tabla 3.15 Nodos Piloto – SNI

Barra	Zona de voltaje	dV/dQ Sensitivity
		p.u./Mvar
BABA230	Zona 1	0.0004273336
RIOB230	Zona 2	0.00049220555
POSO138	Zona 3	0.000302101
ZHOR230	Zona 4	0.000125636202

3.2.2. Clasificador de eventos

De igual forma que para la red de prueba New England se ha establecido un clasificador con la estructura de la ecuación (3.1).

El cálculo de los coeficientes se lo realiza para cada zona de voltaje, los coeficientes se encuentran en la Tabla 3.16.

Tabla 3.16 Coeficientes del Clasificador – SNI

Zona \ Coeficiente	α	β	c
Zona 1	-17.3987	116.7913	108.7292
Zona 2	6.59614	6.5961	45.5107
Zona 3	-16.4621	98.2225	100
Zona 4	100.0	11.3262	-48.6932

El porcentaje de estimaciones correctamente predichas se encuentran en la Tabla 3.17.

Tabla 3.17 Estimaciones correctamente predichas – SNI

Zona	<i>Estimaciones correctamente predichas</i> [%]
Zona 1	99.0
Zona 2	98.0
Zona 3	99.0
Zona 4	97.5

3.2.3. Cálculo de indicadores

Continuando con los resultados, el siguiente paso a la clasificación de los escenarios es la regresión lineal para el cálculo de los indicadores en cada zona, se ha establecido los indicadores con la estructura de la ecuación (3.3).

El cálculo de los coeficientes se lo realiza para cada zona de voltaje, mismos que se encuentran en la Tabla 3.18.

Tabla 3.18 Indicadores – SNI

Zona \ Coefficiente	λ	θ	ρ	A
Zona 1	-2289.40	-2289.40	-208.14	12694
Zona 2	-3677.59	-21.25	-158.89	4768
Zona 3	-1577.50	-135.933	-84.3188	8412
Zona 4	-6747.88	358.99	-211.44	-10966

Se han calculado los errores MSE y RMSE que se muestran en la Tabla 3.19 y en la

Tabla 3.20, respectivamente.

Tabla 3.19 Mean Square Error – SNI

Zona \ MSE	<i>MCO</i>	<i>DT</i>	<i>ANN</i>
Zona 1	1755	1805	1502
Zona 2	2367	5069	1858
Zona 3	859	2348	994
Zona 4	3706	3381	3463

Tabla 3.20 Root Mean Square Error – SNI

Zona \ RMSE	<i>MCO</i>	<i>DT</i>	<i>ANN</i>
Zona 1	41.89272	42.48529	38.75564
Zona 2	48.65182	71.19691	43.10452
Zona 3	29.30870	48.45616	31.52776
Zona 4	60.87693	58.14637	58.84726

Adicionalmente, se calculó los coeficientes de determinación R^2 para cada zona de voltaje, mismos que reflejan la bondad del ajuste de un modelo, que se muestran en la Tabla 3.21.

Tabla 3.21 Coeficiente de Determinación – SNI

Zona \ R^2	<i>MCO</i> [%]	<i>DT</i> [%]	<i>ANN</i> [%]
Zona 1	89.61%	82.96%	85.82%
Zona 2	85.99%	52.16%	82.46%
Zona 3	89.70%	53.86%	80.46%
Zona 4	78.06%	68.09%	67.31%

3.2.4. Resultados entre PowerFactory y ePHASORsim

De la misma forma que en la red de prueba New England, se realiza un análisis de los datos del flujo de potencia establecido tanto el PowerFactory de DiGSILENT como de ePHASORsim de RT Lab. En la Figura 3.17 se puede observar el perfil del voltaje de las barras del SNI, salvo algunos casos puntuales, los niveles de voltaje son prácticamente iguales, esta variación se produce debido al método de resolución que se utiliza para el cálculo del flujo de potencia.

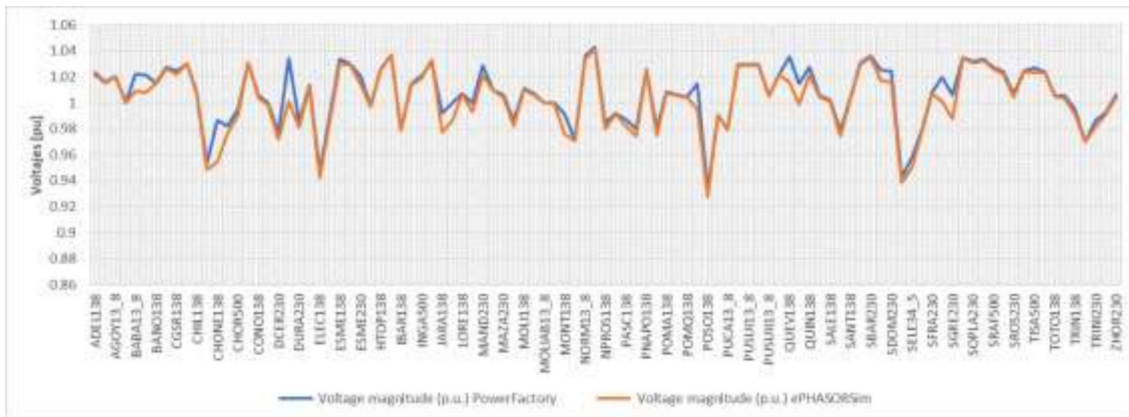


Figura 3.17 Voltajes [pu] - Estado Estacionario – SNI

Se calcula el error absoluto y relativo de cada una de las barras se muestran en la **Tabla 3.22**

Tabla 3.22 Errores de Voltaje -SNI

Bus name	Voltage magnitude (p.u.) PowerFactory	Voltage magnitude (p.u.) ePHASORsim	Error Absoluto	Error Relativo
ADEL138	1.0236	1.021540293	0.00206	0.20%

AGOY138	1.0159	1.015310811	0.000589	0.06%
AGOY13_8	1.02	1.019941822	5.82E-05	0.01%
AMBA138	1.0008	0.999799446	0.001001	0.10%
BABA13_8	1.0221	1.009122109	0.012978	1.27%
BABA230	1.0213	1.008301528	0.012998	1.27%
BANO138	1.0153	1.01467765	0.000622	0.06%
CCS500	1.0277	1.026177283	0.001523	0.15%
CGSR138	1.0243	1.022242516	0.002057	0.20%
CGSR13_8	1.03	1.029811906	0.000188	0.02%
CHIL138	1.0088	1.00713	0.00167	0.17%
CHON138	0.9535	0.948685807	0.004814	0.50%
CHONE138	0.9864	0.954723755	0.031676	3.21%
CHOR230	0.9821	0.976553513	0.005546	0.56%
CHOR500	0.995	0.989992725	0.005007	0.50%
COLO_1	1.031	1.031252278	0.000252	0.02%
CONO138	1.0057	1.004017884	0.001682	0.17%
COTO	0.9998	0.998416411	0.001384	0.14%
DCER230	0.9771	0.971761403	0.005339	0.55%
DPER138	1.0345	1.001222561	0.033277	3.22%
DURA230	0.9856	0.980855465	0.004745	0.48%
EESP138	1.0133	1.011488485	0.001812	0.18%
ELEC138	0.947	0.942188723	0.004811	0.51%
ESCL230	0.9883	0.983506353	0.004794	0.49%
ESME138	1.034	1.029452308	0.004548	0.44%
ESME13_8	1.03	1.029688761	0.000311	0.03%
ESME230	1.0206	1.014712723	0.005887	0.58%
GUAL138	0.9984	0.997201552	0.001198	0.12%
HTOP138	1.0262	1.025565865	0.000634	0.06%
HTOP13_8	1.0368	1.036100361	0.0007	0.07%
IBAR138	0.9793	0.978269752	0.00103	0.11%
INGA230	1.015	1.013242526	0.001757	0.17%
INGA500	1.0211	1.019125788	0.001974	0.19%
JAMO230	1.0314	1.033277534	0.001878	0.18%
JARA138	0.9923	0.97758223	0.014718	1.48%
JARA13_8	1	0.98638864	0.013611	1.36%
LORE138	1.0075	1.006976738	0.000523	0.05%
MAND13_8	1	0.993288286	0.006712	0.67%
MAND230	1.0288	1.020858429	0.007942	0.77%
MAZA13_8	1.01	1.009946065	5.39E-05	0.01%
MAZA230	1.0061	1.004314283	0.001786	0.18%
MILA230	0.9866	0.98194461	0.004655	0.47%
MOLI138	1.0108	1.009592427	0.001208	0.12%
MOLI230	1.0077	1.006151129	0.001549	0.15%
MOLIAB13_8	1	0.999740848	0.000259	0.03%
MOLIC13_8	1	0.999682596	0.000317	0.03%

MONT138	0.9913	0.975915873	0.015384	1.55%
MULA138	0.9717	0.9707483	0.000952	0.10%
NORM13_8	1.036	1.034042234	0.001958	0.19%
NORM230	1.0431	1.041997691	0.001102	0.11%
NPROS138	0.9845	0.980034314	0.004466	0.45%
OREL138	0.992	0.991498849	0.000501	0.05%
PASC138	0.9873	0.982227677	0.005072	0.51%
PASC230	0.9798	0.974388176	0.005412	0.55%
PNAPO138	1.0256	1.025061256	0.000539	0.05%
POLI138	0.9797	0.974673392	0.005027	0.51%
POMA138	1.0084	1.007324476	0.001076	0.11%
POMA230	1.0064	1.005603381	0.000797	0.08%
POMQ138	1.0052	1.004063669	0.001136	0.11%
PORT138	1.0145	0.995064575	0.019435	1.92%
POSO138	0.9326	0.927859788	0.00474	0.51%
PUCA138	0.9909	0.99006762	0.000832	0.08%
PUCA13_8	0.98	0.979354096	0.000646	0.07%
PUSUI138	1.0293	1.028733038	0.000567	0.06%
PUSUI13_8	1.0298	1.029040718	0.000759	0.07%
PUSUII138	1.0294	1.028858105	0.000542	0.05%
PUSUII13_8	1.0057	1.004990056	0.00071	0.07%
PUYO138	1.022	1.021455195	0.000545	0.05%
QUEV138	1.0356	1.016092995	0.019507	1.88%
QUEV230	1.0145	0.998611143	0.015889	1.57%
QUIN138	1.0279	1.021704071	0.006196	0.60%
RIOB230	1.0054	1.004106816	0.001293	0.13%
SALE138	1.0027	1.001188885	0.001511	0.15%
SALI138	0.9788	0.974480212	0.00432	0.44%
SANT138	1.0049	1.003905814	0.000994	0.10%
SBAR13_8	1.0309	1.029758075	0.001142	0.11%
SBAR230	1.0362	1.03514379	0.001056	0.10%
SDOM138	1.0251	1.017230055	0.00787	0.77%
SDOM230	1.0245	1.016267614	0.008232	0.80%
SELE138	0.9432	0.938439963	0.00476	0.50%
SELE34_5	0.9574	0.950613755	0.006786	0.71%
SFRA13_8	0.98	0.978622201	0.001378	0.14%
SFRA230	1.0082	1.006853256	0.001347	0.13%
SGRE138	1.0195	1.00136551	0.018134	1.78%
SGRE230	1.0061	0.987578211	0.018522	1.84%
SOPLA13_8	1.035	1.034593843	0.000406	0.04%
SOPLA230	1.0317	1.030677092	0.001023	0.10%
SRAF230	1.0339	1.032383516	0.001516	0.15%
SRAF500	1.0277	1.026200658	0.001499	0.15%
SROS138	1.0242	1.022115746	0.002084	0.20%
SROS230	1.0068	1.004480314	0.00232	0.23%

TENA138	1.0243	1.023695821	0.000604	0.06%
TISA500	1.0272	1.02360323	0.003597	0.35%
TOPO138	1.0242	1.02360008	0.0006	0.06%
TOTO138	1.0057	1.004750171	0.00095	0.09%
TOTO230	1.0053	1.003909386	0.001391	0.14%
TRIN138	0.9949	0.991335704	0.003564	0.36%
TRIN13_8	0.97	0.969919122	8.09E-05	0.01%
TRINI230	0.9863	0.981605822	0.004694	0.48%
VICE138	0.9927	0.991475849	0.001224	0.12%
ZHOR230	1.006	1.004184024	0.001816	0.18%

La potencia activa y reactiva de los generadores se muestran en la Figura 3.18 y Figura 3.19 respectivamente. De igual manera se calculan los errores en estado estacionario de las potencias activa y reactiva, las que se encuentran en la Tabla 3.23.

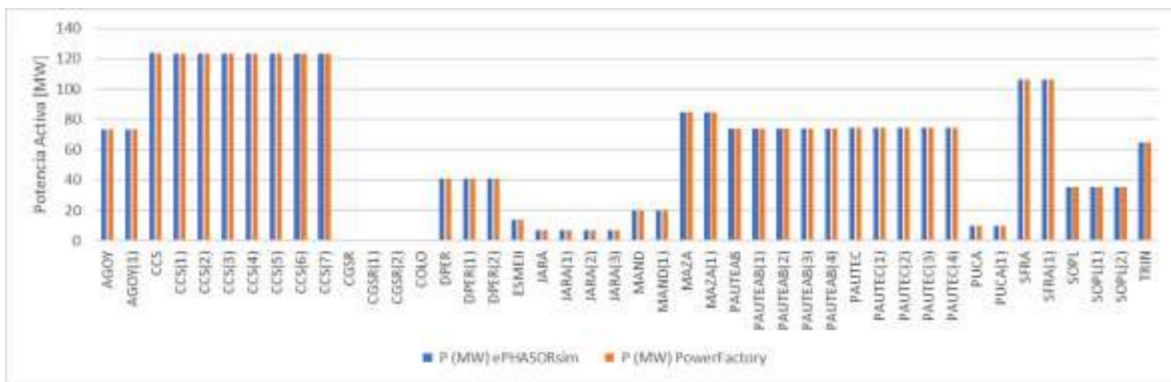


Figura 3.18 Potencia Activa – SNI

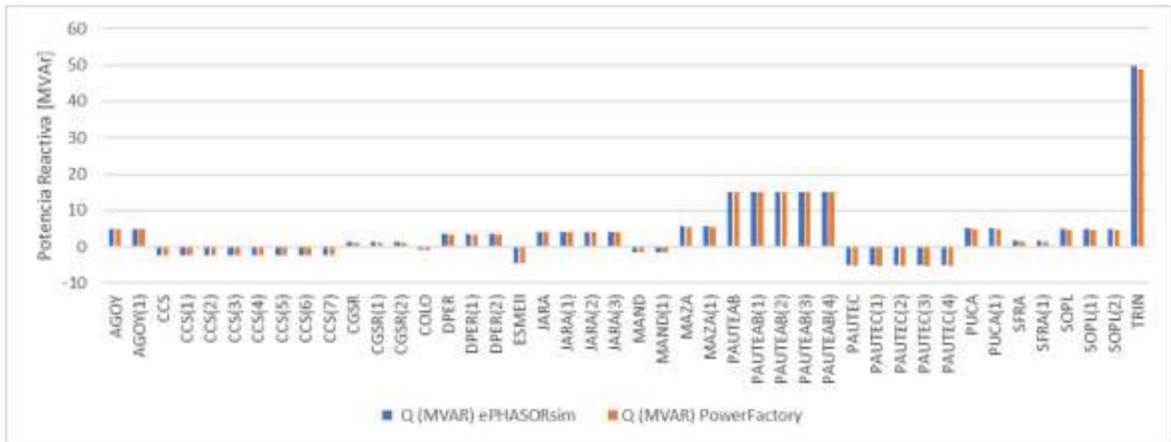


Figura 3.19 Potencia Reactiva – SNI

Tabla 3.23 Errores de Potencia Activa y Reactiva

Machine name	Potencia Activa	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia Reactiva
	Error Absoluto	Error Relativo [%]	Error Absoluto	Error Relativo [%]
AGOY	0.00	0%	0.01411686	0%
AGOY(1)	0.00	0%	0.01411686	0%
CCS	0.32	0%	0.13959065	-6%
CCS(1)	0.00	0%	0.122252799	-5%
CCS(2)	0.00	0%	0.122252799	-5%
CCS(3)	0.00	0%	0.122252799	-5%
CCS(4)	0.00	0%	0.122252799	-5%
CCS(5)	0.00	0%	0.122252799	-5%
CCS(6)	0.00	0%	0.122252799	-5%
CCS(7)	0.00	0%	0.122252799	-5%
CGSR	0.00	0%	0.077977814	7%
CGSR(1)	0.00	0%	0.077977814	7%
CGSR(2)	0.00	0%	0.077977814	7%
COLO	0.00	0%	0.392349139	-38%
DPER	0.00	0%	0.11468001	3%
DPER(1)	0.00	0%	0.11468001	3%
DPER(2)	0.00	0%	0.11468001	3%
ESMEII	0.00	0%	0.017071723	0%
JARA	0.00	0%	3.14233E-05	0%
JARA(1)	0.00	0%	3.14233E-05	0%
JARA(2)	0.00	0%	3.14233E-05	0%
JARA(3)	0.00	0%	3.14233E-05	0%
MAND	0.00	0%	0.060452416	-4%
MAND(1)	0.00	0%	0.060452416	-4%
MAZA	0.00	0%	0.145707487	3%
MAZA(1)	0.00	0%	0.145707487	3%
PAUTEAB	0.00	0%	0.070482421	0%
PAUTEAB(1)	0.00	0%	0.070482421	0%
PAUTEAB(2)	0.00	0%	0.070482421	0%
PAUTEAB(3)	0.00	0%	0.070482421	0%
PAUTEAB(4)	0.00	0%	0.070482421	0%
PAUTEC	0.00	0%	0.118968721	-2%
PAUTEC(1)	0.00	0%	0.118968721	-2%
PAUTEC(2)	0.00	0%	0.118968721	-2%
PAUTEC(3)	0.00	0%	0.118968721	-2%
PAUTEC(4)	0.00	0%	0.118968721	-2%
PUCA	0.00	0%	0.069170424	1%

PUCA(1)	0.00	0%	0.069170424	1%
SFRA	0.00	0%	0.095859745	6%
SFRA(1)	0.00	0%	0.095859745	6%
SOPL	0.00	0%	0.103536126	2%
SOPL(1)	0.00	0%	0.103536126	2%
SOPL(2)	0.00	0%	0.103536126	2%
TRIN	0.00	0%	0.786325556	2%

La simulación dinámica tanto de PowerFactory como de ePHASORsim presentan variaciones debido a varios factores como: modelación dinámica de los elementos, parámetros que no se pueden variar en el modelo, método de solución de las ecuaciones algebraico-diferenciales, para el SNI, se presentan el caso de análisis de desconexión de dos unidades de generación de Coca Codo Sinclair más la interconexión con Colombia sin desconexión de carga y con desconexión de carga.

Para la evaluación de la simulación dinámica se utiliza en indicador PEMA.

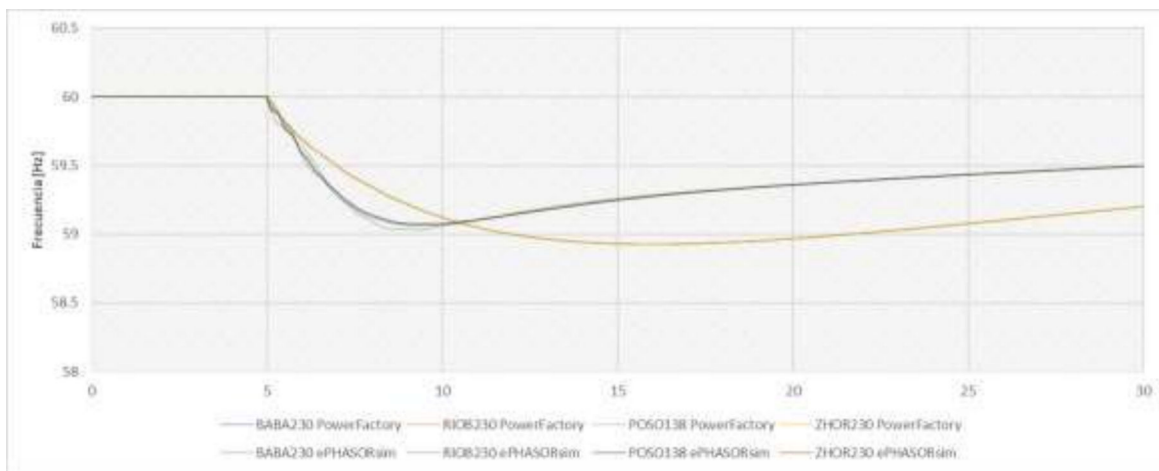


Figura 3.20 Desconexión de Generadores

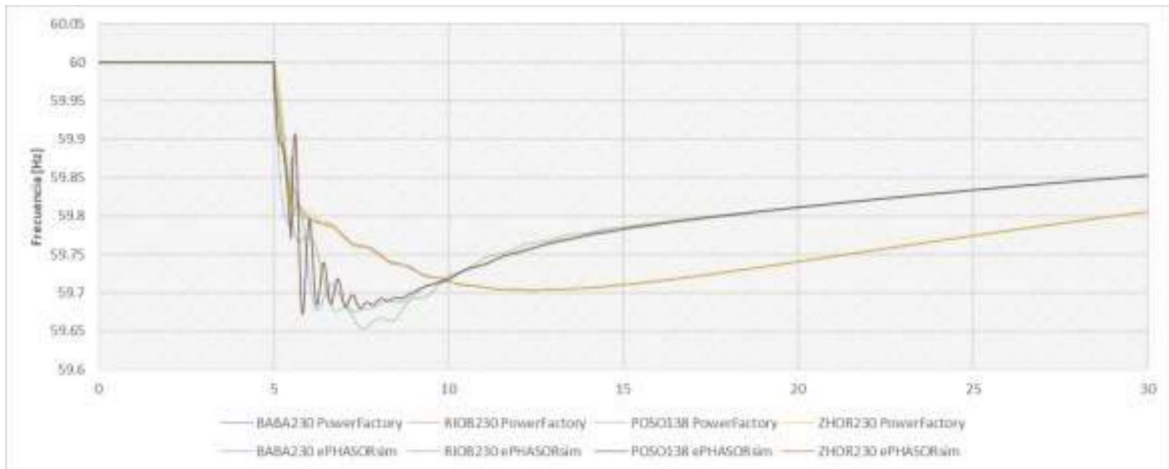


Figura 3.21 Desconexión de generadores + Deslaste de Carga

Tabla 3.24 Errores PEMA - Frecuencia - Nodos Piloto

GENERADOR	PEMA [%]
BABA230	0.973%
RIOB230	0.983%
POSO138	0.980%
ZHOR230	0.957%

Se realiza el análisis también para el voltaje de las barras piloto, la evolución de los voltajes en el tiempo se puede observar en la Figura 3.22. Los errores PEMA calculados se observan en la Tabla 3.25.

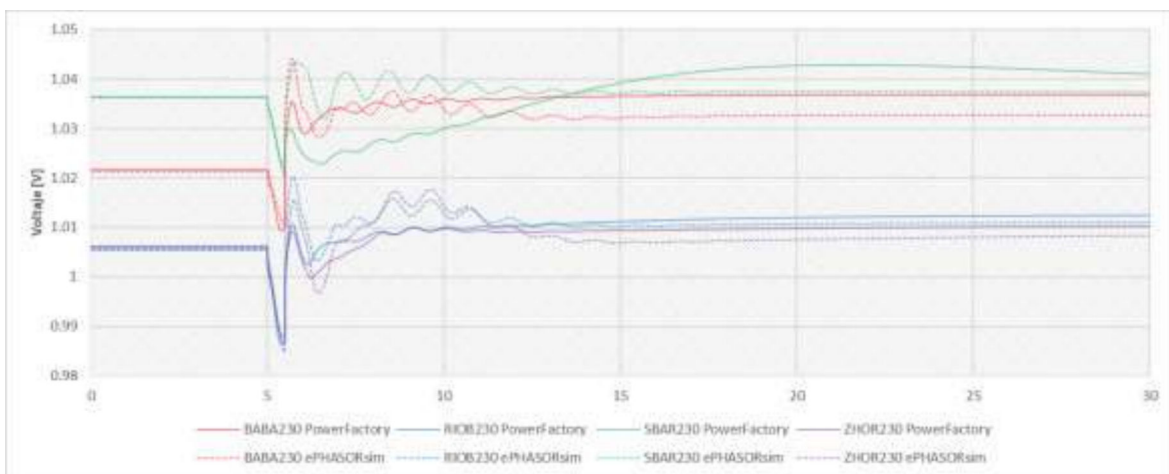


Figura 3.22 Voltajes Barras Piloto

Tabla 3.25 Errores PEMA - Voltaje - Nodos Piloto

GENERADOR	PEMA [%]
-----------	----------

BABA230	2.983%
RIOB230	1.559%
POSO138	4.528%
ZHOR230	2.172%

3.2.5. Comparación entre Metodología de este proyecto y el EAC establecido por el ARCONEL

La comparación entre la metodología propuesta durante la realización de este proyecto y el esquema de alivio de carga establecido en [32], se la realiza considerando las contingencias establecidas en la Tabla 3.26.

Tabla 3.26 Contingencias - SNI

# de Escenario	Contingencia
1	Salida de una unidad de generación
2	Salida de tres unidades de generación
3	Salida de ocho unidades de generación
4	Salida de una unidad de generación + interconexión
5	Salida de tres unidades de generación + interconexión
6	Salida de cinco unidades de generación + interconexión

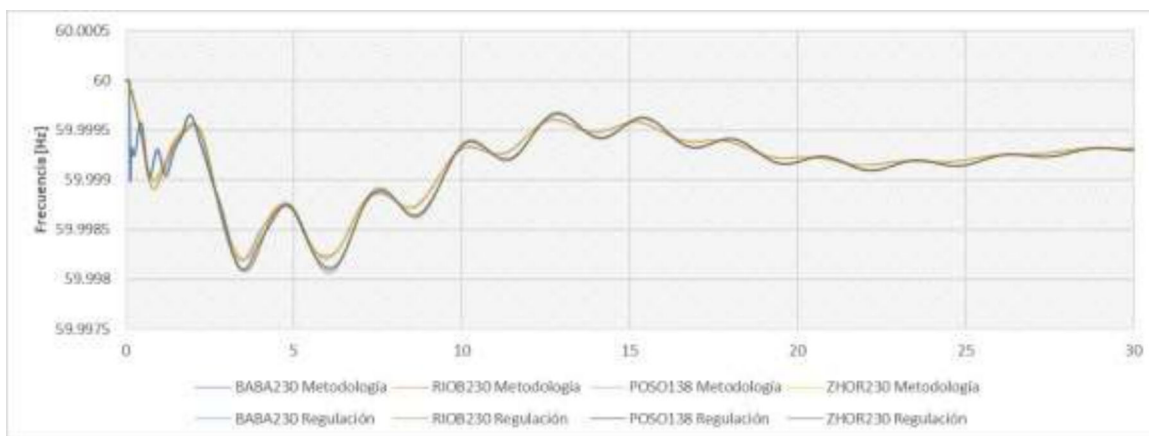


Figura 3.23 Escenario 1 - Frecuencia

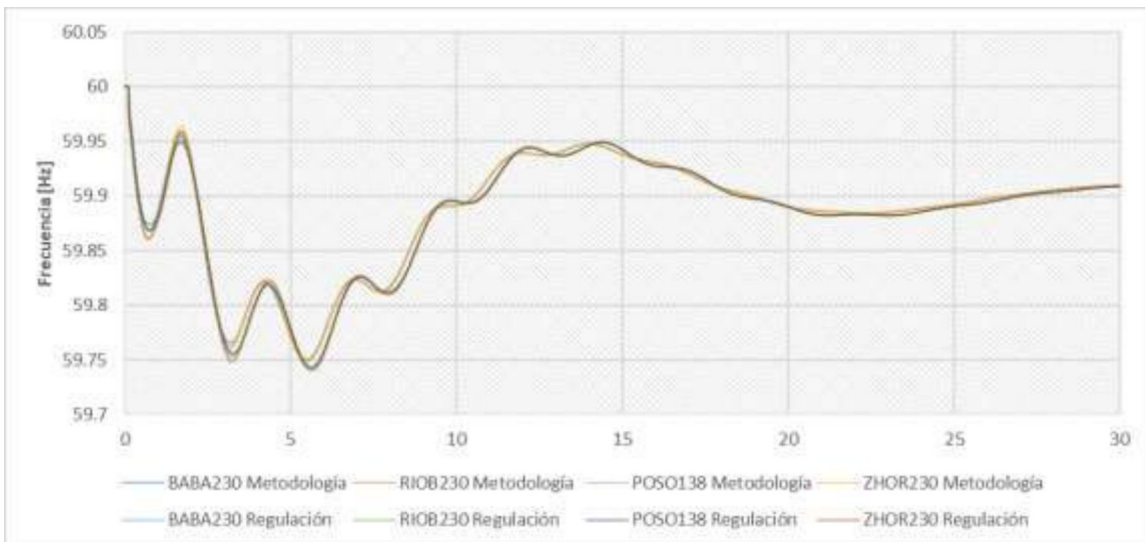


Figura 3.24 Escenario 2 - Frecuencia

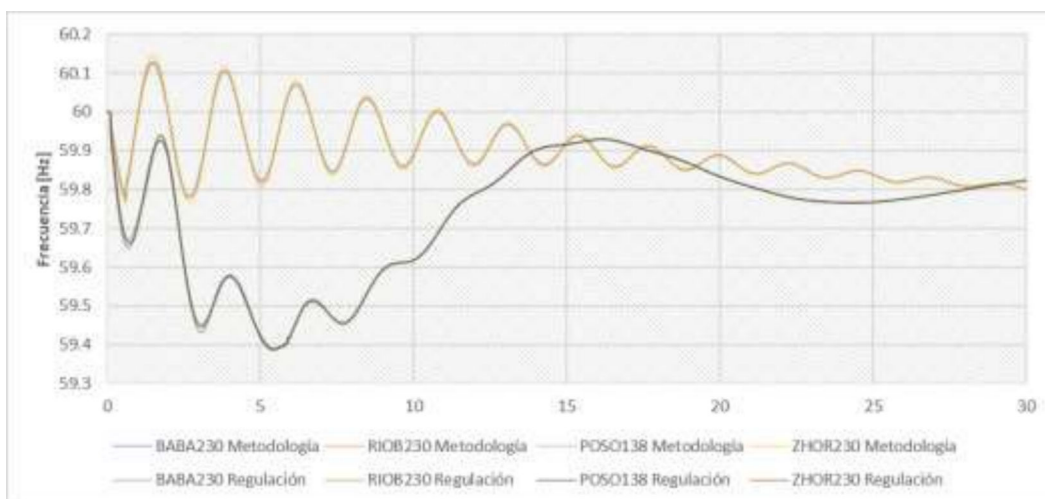


Figura 3.25 Escenario 3 - Frecuencia

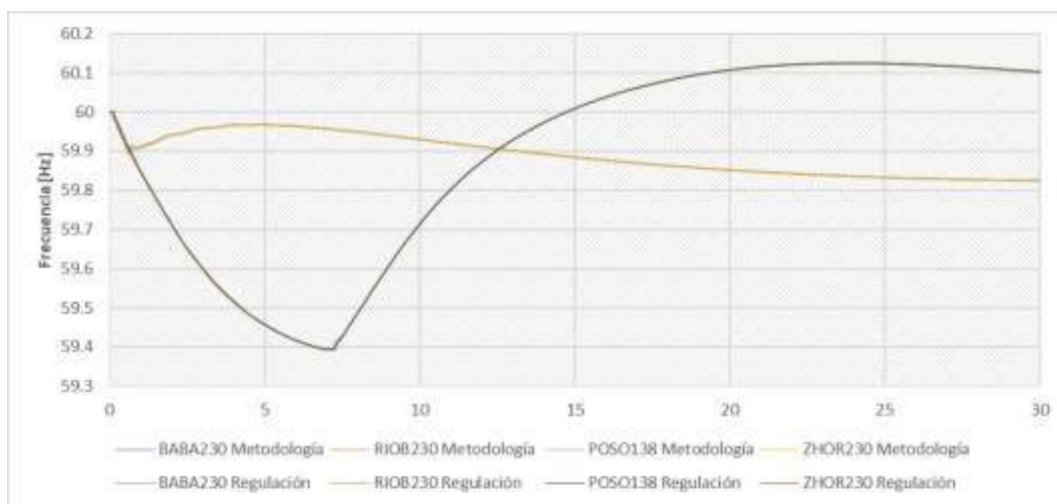


Figura 3.26 Escenario 4 - Frecuencia

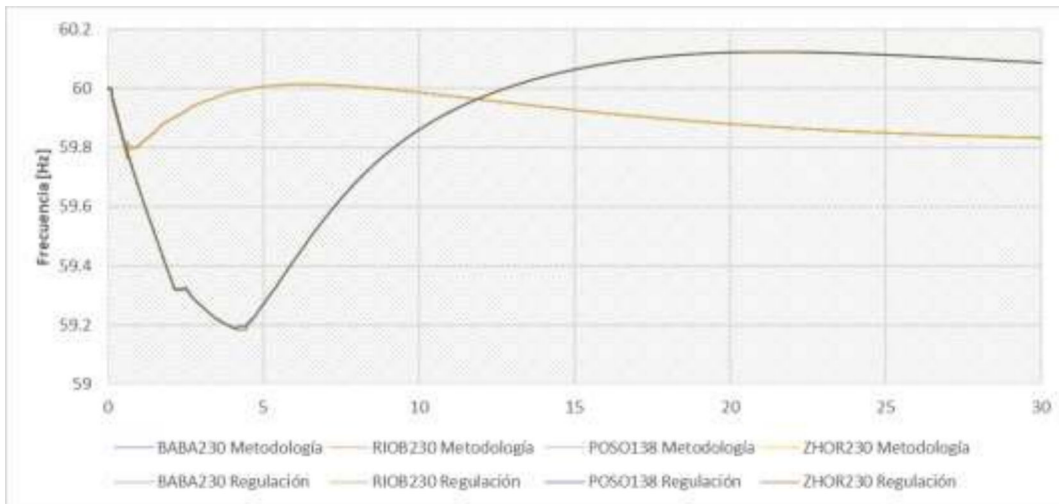


Figura 3.27 Escenario 5 – Frecuencia

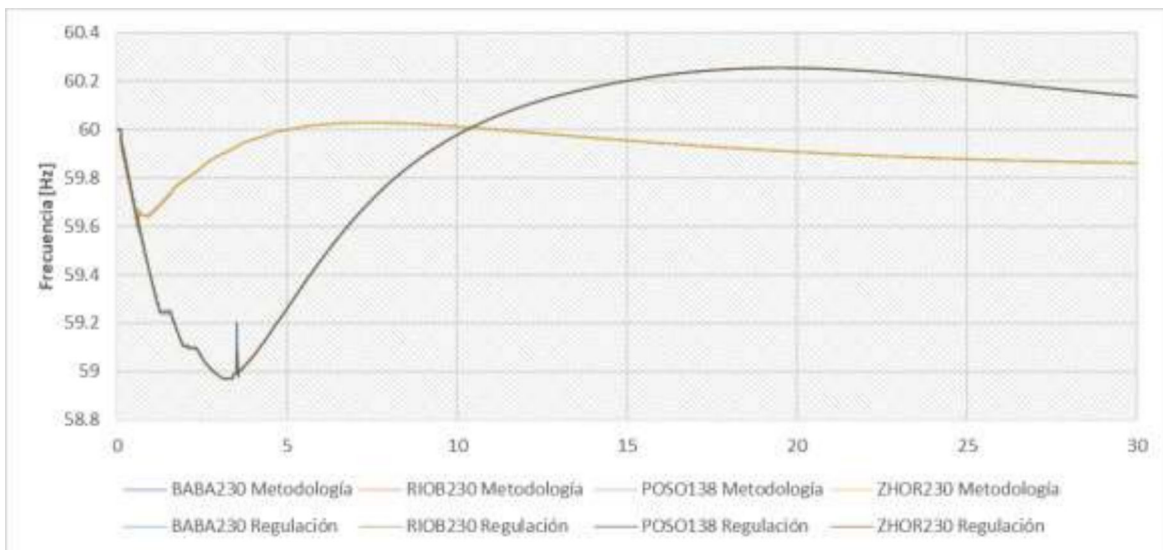


Figura 3.28 Escenario 6 - Frecuencia

Tabla 3.27 Comparación entre Metodología Propuesta y EAC Convencional - SNI

Escenario	Potencia de Generadores desconectados [MW]	Potencia de Cargas desconectadas		Frecuencia mínima		Frecuencia final	
		Metodología [MW]	Regulación [MW]	Metodología [Hz]	Regulación [Hz]	Metodología [MW]	Regulación [MW]
1	6.96	0	0	59.99	59.99	59.999	59.999
2	270.24	0	0	59.74	59.74	59.91	59.91
3	677.04	165.636	372.62	59.70	59.388	59.804	59.825
4	123.38	90.42	99.04	59.82	59.394	59.82	60.1

5	271.65	202.14	221.16	59.76	59.185	59.834	60.084
6	452.17	346.83	392.81	59.6	58.973	59.862	60.12

La comparación entre la metodología propuesta y el esquema de alivio de carga que propone el ARCONEL se encuentra en la Tabla 3.27 y ha dado como resultado lo siguiente:

- Los pasos establecidos por el ente regulador se basan en colocar límites de frecuencia en pasos con tiempo definido evitando que estos superen valores que puedan provocar un disparo en las protecciones de los generadores por baja frecuencia.
- Por otra parte, el presente proyecto se centra en encontrar un nuevo punto final de operación, estableciendo una franja permitida para la frecuencia sin permitir que la frecuencia supere la frecuencia nominal del sistema, lo que lo vuelve mucho más robusto.

En las figuras de la frecuencia de los diferentes escenarios propuestos para la comparación se puede observar la evolución del mismo sistema para los dos métodos, apreciándose que los resultados obtenidos con la metodología propuesta muestran una respuesta mucho más apropiada que la obtenida con la metodología tradicional de disparo de pasos de carga considerando la frecuencia tanto en el final resultante como la mínima durante el evento.

3.3. Discusión

Los grandes eventos de desconexión de generación, que en gran cantidad de ocasiones tienen como resultado la salida total de grandes sistemas de potencia (blackouts) han sido el pilar fundamental para desarrollar una metodología integral que permite definir un ESC adaptativo. Esta metodología hace uso de la tecnología de mediciones sincrofasoriales de las PMUs, minería de datos, inteligencia computacional y de programas de simulación considerando conceptos de vulnerabilidad en sistemas eléctricos de potencia. La metodología definida se basa en clasificar los escenarios en aquellos que requieren y no del ESC, determinar la cantidad de carga y tomar acciones ante la contingencia que se presente.

Las contingencias consideradas en el presente trabajo son de aplicación teórica. A futuro, se ha planteado el proyecto de implementación de un esquema piloto en algún alimentador del SNI, para lo cual se requiere un análisis histórico de salidas de unidades de generación de tal manera de poder tener escenarios más reales, incluso se puede incorporar salidas

de líneas de transmisión ante fallas, respetando el modelamiento de los elementos y tomando en consideración las limitaciones que presenta el simulador en tiempo real.

Tomando en cuenta lo mencionado, la determinación de los nodos pilotos no se ve afectado debido que de acuerdo con el análisis de sensibilidad por voltaje ante salidas de las unidades de generación no se ve afectado ya que depende del jacobiano y este solo cambia su valor si se modificaran las conexiones del sistema (líneas de transmisión).

La configuración del simulador en tiempo real de forma conjunta con el sistema WAProtector ha sido un arduo trabajo realizado junto con los equipos de soporte de cada una de las plataformas y el personal a cargo del laboratorio de simulación digital en tiempo real de CENACE, pero con resultados muy satisfactorios. Los protocolos de comunicación requieren de un manual más explicativo que permitan la integración con otros sistemas.

La utilización de señales de voltaje, frecuencia y la desviación de la frecuencia han permitido tener errores aceptables, considerando las unidades en Megavatios en los cuales se encuentran las cargas. El uso de desconexión de cargas y no el realizar eventos de reducción de carga permite dar una respuesta más real de cómo se produce en la vida real los esquemas de alivio de carga.

El esquema de alivio de carga establecido en la Regulación No. CONELEC 006/00 "Procedimientos de Despacho y Operación", presenta desconexiones significativas de carga, en las cuales el sistema puede verse afectado drásticamente e incluso ocurrir una salida total del sistema. Por otro lado, la metodología propuesta considera casos en los cuales la frecuencia final sea menor a 59.8 Hz con lo cual se incluyen eventos drásticos.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

- La metodología propuesta en el presente trabajo para un esquema de seccionamiento de carga en función del voltaje, frecuencia y la desviación de la frecuencia, mediante un proceso de simulación tipo Software In the Loop, ha permitido la interacción entre herramientas de simulación conocidas como PowerFactory de DlgSILENT, sistema de monitoreo como WAProtector, el simulador en tiempo real ePHASORSim de Opal RT, la inclusión de protocolos de comunicación como DNP3 y C37.118 y la aplicación de minería de datos mediante Python.
- PowerFactory de DlgSILENT y ePHASORSim de Opal RT son herramientas de simulación que en el presente proyecto trabajan y se relacionan en un nivel minucioso, en cuanto a que tanto el modelo estacionario como el modelo dinámico deben entregar resultados lo más cercano posible para poder aplicar la metodología, considerando que de PowerFactory se obtiene el archivo DGS de la red que va a ser simulada en ePHASORSim se debe tener muy en cuenta las consideraciones de estructuración de los elementos, principalmente generadores ya que se requiere tener un Composite Model el cual contenga el modelo del generador y los controladores o solo el modelo del generador sin controladores, en el presente proyecto se ha utilizado modelos de controladores ya definidos en los modelos dinámicos de OpenModelica.
- El presente proyecto ha permitido la configuración de dos protocolos de comunicación DNP3 y el C37.118 dentro de un SIL. DNP3 ha sido utilizado debido a las limitantes que existe dentro del simulador y C37.118 es el protocolo de comunicación definido para la comunicación entre PMUs y PDCs que interactúa simulando una PMU virtual y enviando los datos hacia WAProtector, de tal manera que la estructura del SIL se asemeje a un sistema real.
- La metodología del esquema de seccionamiento de carga propuesto ha permitido determinar la cantidad de carga necesaria que se requiere desconectar para regresar al sistema a una nueva condición aceptable de operación, tomando en consideración que esta desconexión se realiza 500 ms después de producido el evento de pérdida de generación. El valor de carga ΔP corresponde a los

indicadores que son calculados con un modelo de regresión múltiple en función del voltaje, frecuencia y la desviación de la frecuencia. Si bien los valores determinados de carga son similares a los del esquema de alivio de carga convencional definido en la resolución del ARCONEL para el Sistema Nacional Interconectado, se ha determinado que presentan un mejor desempeño, lográndose mejores comportamientos dinámicos de la frecuencia.

- La determinación de los clasificadores que establecen los escenarios en los que se debe desconectar carga en tiempo real se ha logrado empleando el algoritmo de optimización heurística llamado optimización de mapeo de media-varianza (MVMO), el cual establece un hiperplano lineal óptimo para la separación de los casos clasificándolos con alta precisión de hasta 98.5% en la red de prueba New England y de 99.5% en la red del SNI.
- La modificación de los modelos base de las redes de prueba para la etapa de entrenamiento se la ha realizado con el objetivo de simular eventos más cercanos a la realidad de un sistema de potencia, tomando como consideración la potencia inicial de los generadores.
- El simulador en tiempo real ePHASORsim de Opal RT, si bien es una herramienta muy poderosa, aún se encuentra en desarrollo. Por esto, durante la ejecución de este trabajo se evidenciaron varios inconvenientes para lograr obtener un funcionamiento del SIL, si bien el equipo de soporte de ePHASORsim siempre estuvo al pendiente para solucionar los inconvenientes, algunos solo pudieron ser solventados mediante la actualización a una versión que considere la corrección de errores por parte del equipo de desarrollo de la herramienta.
- La interconexión entre el Sistema Nacional Interconectado con Colombia requirió la búsqueda exhaustiva de modelos tanto de generador como de los controladores del equivalente de Colombia de tal manera de lograr tener una simulación lo más cercana a la realidad tomando como referencia un evento de salida de generación real de una de las unidades de Coca Codo Sinclair.
- Durante la determinación de los nodos pilotos se utilizó la herramienta de PowerFactory de DlgSILENT, Load Flow Sensitivities. Debido al modelamiento que se le dio a las redes de prueba y a las contingencias definidas en el alcance del presente proyecto se identificó que ante salidas de unidades de generación, los nodos pilotos no cambian esto debido a que el análisis de sensibilidad de voltaje

depende del jacobiano reducido, el cual depende de la solución del flujo de potencia, siendo la mayor influencia en el análisis de sensibilidad la topología del sistema y esta no cambia considerando las contingencias de salida de unidades de generación.

- La metodología para la selección de las unidades de generación debe considerar un patrón de selección diferente al utilizado en el presente proyecto, la metodología actual no considera un comportamiento real de la red respecto a la ubicación de la desconexión de generadores.
- La aplicación de los cuatro métodos en el cálculo de los indicadores muestra que, los resultados obtenidos mediante MCO reflejan una mejor bondad de ajuste que va desde el 92.46% hasta el 97.39% en comparación con DT que van desde el 90.86% hasta el 94.99% y ANN que van desde el 70.78% hasta el 96.46%. Asimismo, MCO presenta el menor error en comparación a los otros métodos, con lo cual se logró validar que la implementación de modelos lineales se adapta perfectamente a este tipo de problemas. Esta conclusión resulta de gran relevancia en virtud que valida el uso del módulo de cálculo de WAProtector, el cual no dispone de herramientas más sofisticadas como las de inteligencia artificial.
- Mediante este trabajo, se ha definido un esquema de seccionamiento de carga, que adapta sus parámetros en tiempo real, frente a pérdidas de generación (o apertura de interconexiones) empleando modelos de regresión que consideran la evolución dinámica del voltaje, la frecuencia y la desviación de la frecuencia en el tiempo.
- En el Sistema Nacional Interconectado se notó una latencia debido a la utilización del protocolo de comunicación DNP3, el cual no es el indicado para el envío de señales de control con un tiempo de actuación extremadamente corto, la utilización de DNP3 se debe a la disponibilidad de licenciamiento del mismo en el simulador en tiempo real.

4.2. Trabajos Futuros

El desarrollo del presente proyecto ha permitido identificar posibles futuros trabajos de investigación como:

- Determinación óptima de la cantidad de carga que se requiere desconectar para mantener las variables del sistema dentro del límite permitido de operación, mediante una modelación más detallada de las cargas.
- Determinación óptima del tiempo de desconexión de carga considerando valores de cargas fijo para mantener las variables del sistema dentro del límite permitido de operación.
- Determinación de una metodología para un esquema de seccionamiento de carga, considerando diferentes contingencias como salidas de líneas, cortocircuitos, etc.
- Implementación de un esquema de seccionamiento de carga utilizando mediciones reales de PMUs mediante un proceso de simulación tipo Hardware In the Loop y disparos de relés reales.
- Aplicación del protocolo IEC 61850 en reemplazo del DNP3, con el propósito de valorar la efectividad en la acción de control y disminuir los tiempos de latencia.
- La generación de datos en el dominio de tiempo se ha realizado considerando primero la verificación de los límites de frecuencia y posteriormente los de voltaje, en el futuro se puede considerar la verificación de ambas variables al mismo tiempo.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. M. Aman, M. Arshad, H. K. Zuberi, and J. A. Laghari, "A hybrid scheme of load shedding using globalized frequency and localized voltage (GFLV) controller," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 113, no. April, pp. 674–685, 2019.
- [2] Y. Tang, M. Li, J. Wang, F. Li, and J. Ning, "An Optimization Method of UFLS / UVLS Considering the Interaction of System State Information," *IEEJ Trans. Electr. Electron. Eng.*, pp. 1–10, 2018.
- [3] J. C. Cepeda, "Evaluación de la Vulnerabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia en Tiempo Real usando Tecnología de Medición Sincrofasorial," Universidad Nacional de San Juan, 2013.
- [4] J. L. Rueda Torres and F. González Longatt, *Dynamic Vulnerability Assessment and Intelligent Control for Sustainable Power Systems*, vol. 1. JohnWiley & Sons, 2018.
- [5] K. G. Ravikumar and A. K. Srivastava, "Designing centralised and distributed system integrity protection schemes for enhanced electric grid resiliency," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, no. 8, pp. 1194–1203, 2018.
- [6] K. G. Ravikumar and A. K. Srivastava, "Designing centralised and distributed system integrity protection schemes for enhanced electric grid resiliency," no. 1, pp. 1–10.
- [7] F. A. Z. Jianjun, S. B. Z. Dong, G. Yang, and T. C. Y. Zhihong, "Load Shedding control Strategy for power system Based on the system frequency and voltage stability," *China Int. Conf. Electr. Distrib.*, pp. 1352–1356, 2018.
- [8] Y. Tofis, S. Member, S. Timotheou, and E. Kyriakides, "Minimal load shedding using the swing equation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 2466–2467, 2016.
- [9] T. N. Le, H. A. Quyen, T. Thanh, B. Phan, N. A. Nguyen, and T. P. Trieu, "Select Location for Load Shedding In Power System," *Int. Conf. Green Technol. Sustain. Dev.*, vol. 4, pp. 13–17, 2018.
- [10] L. E. I. Junzhe, L. I. Ye, Z. Baohui, and L. I. U. Wei, "A WAMS based adaptive load shedding control strategy using a novel index of transient voltage stability," *Chinese Control Conf.*, vol. 33, pp. 8164–8169, 2014.

- [11] L. I. Ye, Z. Baohui, S. Member, B. O. Zhiqian, and L. Junzhe, "An Adaptive Load shedding Method Based on the Underfrequency and Undervoltage Combined Relay," *Chinese Control Conf.*, vol. 34, pp. 9020–9024, 2015.
- [12] J. Tang, G. S. Member, J. Liu, and G. S. Member, "Adaptive Load Shedding Based on Combined Frequency and Voltage Stability Assessment Using Synchrophasor Measurements," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 2035–2047, 2013.
- [13] J. Wang, D. Jin, H. Zhang, H. Sun, and Q. He, "The Existing Investigation and Prospect of Under-Frequency and Under-Voltage Load Shedding in Power Systems," *Trans Tech Publ. Switz.*, vol. 350, pp. 1293–1297, 2013.
- [14] K. Mehrabi, S. Afsharnia, and S. Golshannavaz, "Toward a wide - area load shedding scheme : Adaptive determination of frequency threshold and shed load values," *Int Trans Electr Energ Syst.*, no. July, pp. 1–14, 2017.
- [15] A. De la Torre and J. Herrera, "Análisis Técnico para la Implementación de un Sistema de Monitoreo de Área Extendida (WAMS) en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador," Universidad Politécnica Salesiana, 2013.
- [16] D. Aguas, J. Cepeda, and N. Granda, "Implementación de una plataforma de Simulación Digital en Tiempo Real para entrenamiento de operadores ante fenómenos dinámicos.," Escuela Politécnica Nacional, 2020.
- [17] R. Aguilar and J. Cepeda, "Análisis Técnico Comercial del Colapso Nacional del 1 de Marzo de 2003," Escuela Politécnica Nacional, 2003.
- [18] D. Aguas and J. Tamayo, "Esquema de Alivio de Carga Óptimo por Bajo Voltaje para el Sistema Nacional Interconectado Mediante PowerFactory de DlgSILENT y Programación en MATLAB," Escuela Politécnica Nacional, 2014.
- [19] L. Bai *et al.*, "Confidence interval estimates for loading margin sensitivity for voltage stability monitoring in the presence of renewable energy," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 9, pp. 1–5, 2016.
- [20] A. Q. Santos, R. M. Monaro, D. V. Coury, and M. Oleskovicz, "A new real-time multi-agent system for under frequency load shedding in a smart grid context," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 174, no. May, p. 105851, 2019.
- [21] P. Kundur *et al.*, "Definition and classification of power system stability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.

- [22] HEADQUARTERS OPAL-RT CORPORATE, "FROM IMAGINATION ... TO REAL-TIME," Montréal, Québec, Canadá, 2019.
- [23] F. Tusell, *Análisis de Regresión. Introducción Teórica y Práctica basada en R*. Bilbao, 2011.
- [24] N. Bhargava and G. Sharma, "Decision Tree Analysis on J48 Algorithm for Data Mining," vol. 3, no. 6, pp. 1114–1119, 2013.
- [25] W. V. Acevedo, J. López, and D. G. Colomé, "Voltage Stability Margin Index Estimation Using a Hybrid Kernel Extreme Learning Machine Approach," no. February, p. 21, 2020.
- [26] T. H. Khoa, P. M. Vasant, M. S. B. Singh, and V. N. Dieu, "Swarm Based Mean-Variance Mapping Optimization (MVMOS) for Economic Dispatch Problem with Valve - Point Effects," no. 1, pp. 59–63, 2014.
- [27] A. Mohemmed and R. Mickey, "Open Source Implementation of IEEE C37 . 118-2011 Protocol and Serial Communication Interface for an FPGA based Phasor Measurement Unit," p. 6, 2017.
- [28] C. Gordon, D. Reynders, and W. Edwin, *Practical Modern SCADA Protocols*, 8th ed. Great Britain, 2004.
- [29] D. Gujarati and D. Porter, *Econometría*, Quinta Edi. México, 2010.
- [30] B. Hoseinzadeh, F. Faria, and D. Silva, "Power System Stability Using Decentralized Under Frequency and Voltage Load Shedding," in *IEEE PES General Meeting*, 2014, pp. 1–5.
- [31] DlgSILENT, *User Manual PowerFactory 2018*, Online Edi. Gomaringen / Germany: DlgSILENT GmbH, 2018.
- [32] G. Marisa et al., *Implantación del Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia - Período Octubre 2020 - Marzo 2021*. 2020, p. 9.
- [33] D. E. Echeverría, V. M. Flores, W. M. Villa, and J. C. Cepeda, "Identificación de Áreas de Control de Voltaje en el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador utilizando Minería de Datos," *Rev. Técnica Energía*, vol. 13, pp. 70–78, 2017.

ORDEN DE EMPASTADO