



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

**IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO MULTIOBJETIVO PARA LA  
COMPENSACIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA REACTIVA EN EL SISTEMA  
ELÉCTRICO ECUATORIANO.**

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico

**Autores:**

Vega Herrera Denilson Joel

Venegas Salazar Juan Daniel

**Tutor Académico:**

Ing. Gabriel Pesántez MSc.

**LATACUNGA – ECUADOR**

**2023**



## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo **VEGA HERRERA DENILSON JOEL** con cedula de ciudadanía No. **1725305872** y **VENEGAS SALAZAR JUAN DANIEL** con cedula de ciudadanía No. **0504421348**, declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: “**IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO MULTI OBJETIVO PARA LA COMPENSACIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA REACTIVA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO**”, siendo **Ing. GABRIEL PESÁNTEZ** tutor (a) del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

.....

**Vega Herrera Denilson Joel**

**C.I. 1725305972**

.....

**Venegas Salazar Juan Daniel**

**C.I. 0504421348**



## **AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN**

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación con el título:

**“IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO MULTI OBJETIVO PARA LA COMPENSACIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA REACTIVA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO”**, de los estudiantes **VEGA HERRERA DENILSON JOEL** y **VENEGAS SALAZAR JUAN DANIEL**, de la carrera Ingeniería en Electricidad, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

**Latacunga, agosto, 2023**

El Tutor

.....  
**Ing. Gabriel Napoleón Pesantez Palacios MSc.**

**CC:0301893889**



## APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la facultad de ciencias de la ingeniería y aplicadas; por cuanto, el o los postulantes: **VEGA HERRERA DENILSON JOEL** y **VENEGAS SALAZAR JUAN DANIEL**, con el título de Proyecto de titulación “**IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO MULTIOBJETIVO PARA LA COMPENSACIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA REACTIVA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO**”, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

**Latacunga, agosto 2023**

**Para constancia firman:**

---

**Lector 1 (Presidente)**

Ing. Wilian Patricio Guamán Cuenca MSc.

CC: 060357895-6

---

**Lector 2**

Ing. Marco Aníbal León Segovia MSc.

CC: 05230540-2

---

**Lector 3**

Ing. Edgar Roberto Salazar Achig MSc.

CC: 050284761-9

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco sinceramente a mis padres y tíos por su constante apoyo moral y económico, gracias a ellos tuve la posibilidad de realizar mi sueño de ser profesional.

Mi gratitud se extiende a todas las personas que conocí y que de diversas formas me alentaron en mi búsqueda de formación universitaria.

Finalmente, deseo expresar mi profundo estima al Ingeniero Gabriel Pesantes, mi tutor, y al Señor Ingeniero Wilian Guamán, por su orientación y enseñanzas.

**Vega Herrera Denilson Joel**

## **AGRADECIMIENTO**

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que han sido parte fundamental de mi trayectoria en la carrera de Ingeniería en Eléctrica. A todos mis familiares, cuyo apoyo cariño y afecto fueron indispensables para lograr este objetivo. A mis compañeros de clase, por compartir desafíos y logros a lo largo de este camino. A mis amigos, por su constante apoyo, aliento y paciencia en especial a Paul Zapata una amistad cuya amistad incondicional me acompaña desde el colegio. A mis docentes, cuyo compromiso y dedicación en la enseñanza han sido invaluable para mi formación. Agradezco a cada persona que de alguna manera contribuyó a mi crecimiento académico y personal. Este logro no hubiera sido posible sin su influencia positiva y respaldo constante.

**Venegas Salazar Juan Daniel**

## **DEDICATORIA**

**Vega Herrera Denilson Joel**

## **DEDICATORIA**

A mis queridos padres, Maritza y José, cuyo amor incondicional, sacrificio y apoyo constante han sido la base de mi camino hacia la culminación de esta etapa. Su aliento constante y ejemplo de perseverancia me han inspirado a esforzarme cada día.

A mi amada Andrea Zapata, quien ha estado a mi lado brindándome su apoyo, comprensión y motivación en cada paso de este viaje. Su presencia ha sido una fuente de inspiración y fortaleza en los momentos de desafío.

**Venegas Salazar Juan Daniel**



## ÍNDICE DE CONTENIDO

1.	INFORMACIÓN GENERAL .....	1
2.	INTRODUCCIÓN.....	2
2.1.	ANTECEDENTES .....	2
2.2.	EL PROBLEMA.....	4
2.2.1.	Situación Problémica.....	4
2.2.2.	Formulación del Problema.....	5
2.3.	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y DOCUMENTAL.....	5
2.3.1.	Objeto y Campo de Acción .....	5
2.3.2.	Beneficiarios.....	5
2.4.	JUSTIFICACIÓN.....	5
2.5.	HIPÓTESIS .....	6
2.6.	OBJETIVOS .....	6
2.6.1.	General.....	6
2.6.2.	Específicos.....	6
2.7.	SISTEMA DE TAREAS .....	7
3.	FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA Y TÉCNICA.....	8
3.1.	ANTECEDENTES .....	8
3.2.	MODELADO MATEMÁTICO .....	9
3.2.1.	Formulación.....	9
3.2.2.	Restricciones.....	10
3.3.	ENFOQUES DE MODELADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	11
3.4.	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA.....	13

3.4.1.	Funciones Objetivo.....	13
3.4.2.	Restricciones del OPF .....	14
3.5.	OPTIMIZACION MULTIOBJETIVO.....	15
3.6.	MÉTODOS DE RESOLUCIÓN .....	17
3.6.1.	Métodos Convencionales.....	17
3.6.2.	Métodos Avanzados .....	18
3.6.3.	Región Factible.....	18
3.7.	APLICACIÓN .....	19
4.	MATERIALES Y MÉTODOS.....	21
4.1.	ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN .....	21
4.1.1.	Funciones Objetivo.....	23
4.1.2.	Restricciones Operativas .....	24
4.1.3.	Restricciones de Compensación Reactiva .....	26
4.2.	ANÁLISIS DE COSTOS .....	28
4.2.1.	Funciones de Costo de Bancos de Compensación Reactiva.....	28
4.2.2.	Función de Costo de Compensación Dinámica “SVC” .....	29
4.3.	CASOS DE ESTUDIO.....	30
4.3.1.	Sistema IEEE 14 Barras. ....	30
4.3.2.	Sistema IEEE 30 Barras .....	31
4.3.3.	Sistema Eléctrico Ecuatoriano.....	31
5.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	34
5.1.	IEEE 14 BARRAS.....	34
5.2.	IEEE 30 BARRAS.....	35
5.3.	IEEE 30 BARRAS MODIFICADO (DEMANDA MÁXIMA).....	36

5.4.	IEEE 30 BARRAS MODIFICADO (DEMANDA MÍNIMA) .....	37
5.5.	SNI.....	38
5.5.1.	Escenario de Demanda Máxima .....	39
5.5.2.	Escenario de Demanda Mínima.....	45
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	53
6.1.	Conclusiones.....	53
6.2.	Recomendaciones .....	54
7.	REFERENCIAS .....	55
8.	ANEXOS .....	59

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Diferente soluciones al problema de ORLP .....	20
Tabla 2 Pseudocódigo del algoritmo multiobjetivo.....	23
Tabla 3 Costos de Compensación Capacitiva.....	29
Tabla 4 Costos de Compensación Inductiva.....	29
Tabla 5 Variación de perfiles de tensión en el caso IEEE 14 barras .....	34
Tabla 6 Compensación necesaria en el caso IEEE 14 barras .....	34
Tabla 7 Perfiles de voltaje del caso Sistema IEEE 30.....	35
Tabla 8 Costo y ubicación optima de potencia reactiva en el caso IEEE 30 Barras comparado con [21].....	36
Tabla 9 Perfiles de tensión cuando el sistema IEEE30 Barras está a máxima carga .....	36
Tabla 10 Compensación necesaria para un escenario de máxima demanda del sistema IEEE 30 Barras.....	37
Tabla 11 Perfiles de tensión cuando el sistema IEEE30 Barras está a mínima carga .....	37
Tabla 12 Compensación necesaria para un escenario de mínima demanda del sistema IEEE 30 Barras.....	38
Tabla 13 Perdidas de potencia activa en caso máxima demanda .....	44
Tabla 14 Bancos de capacitores operativos y su ubicación.....	44
Tabla 15 Compensación capacitiva para caso de máxima demanda .....	45
Tabla 16 Perdidas de potencia activa en caso mínima demanda.....	51
Tabla 17 Bancos de capacitores e inductivos operativos y su ubicación .....	51
Tabla 18 Compensación capacitiva para el caso de mínima demanda.....	52
Tabla 19 Compensación inductiva para el caso mínima demanda.....	52

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Bus Injection Model BIM .....	12
Figura 2 Funciones objetivo para solución de OPF .....	13
Figura 3 Soluciones de una función multi objetivo .....	16
Figura 4 Métodos de resolución del problema OLRP .....	17
Figura 5 Diagrama de flujo del algoritmo multi objetivo.....	22
Figura 6 Modelo $\pi$ del transformador .....	23
Figura 7 SEP IEEE 14 Barras .....	30
Figura 8 SEP IEEE 30 Barras.....	31
Figura 9 Comparativa Voltaje carga máxima barra 1-59 .....	40
Figura 10 Comparativa Voltaje carga máxima barra 60-118 .....	41
Figura 11 Comparativa de generación activa en máxima demanda .....	42
Figura 12 Comparativa de generación reactiva en máxima demanda .....	43
Figura 13 Comparativa Voltaje carga mínima barra 1-59.....	47
Figura 14 Comparativa Voltaje carga mínima barra 60-118.....	48
Figura 15 Comparativa de generación activa en mínima demanda.....	49
Figura 16 Comparativa de generación reactiva en mínima demanda.....	50

## **RESUMEN**

**TÍTULO:**” IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO MULTI OBJETIVO PARA LA COMPENSACIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA REACTIVA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO”

**Autores:**

VEGA HERRERA DENILSON JOEL

VENEGAS SALAZAR JUAN DANIEL

Este proyecto de investigación se centró en la optimización de la ubicación de la compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos con el objetivo de mejorar tanto la eficiencia como la estabilidad del suministro de energía. Para lograrlo, se ha desarrollado un algoritmo multiobjetivo que busca minimizar las pérdidas de potencia activa y los costos asociados a la ubicación de dispositivos de compensación reactiva. Este enfoque considera una variedad de criterios y restricciones técnicas para lograr la óptima ubicación y dimensionamiento de estos dispositivos.

La validación del algoritmo se lleva a cabo utilizando el sistema IEEE 30 Barras, donde se generan distintos escenarios de demanda para evaluar su rendimiento. Una vez que el algoritmo se ha validado, se procede a aplicarlo en escenarios de demanda para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano utilizando el software DIgSILENT PowerFactory tomando como referencia los trabajos anteriores. En este caso el sistema se ha simplificado, considerando datos esenciales de barras, generadores, transformadores y líneas de transmisión.

Palabras clave: Compensación reactiva, multiobjetivo, restricciones, Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano.

## **ABSTRACT**

**TITLE:** "IMPLEMENTATION OF A MULTI-OBJECTIVE ALGORITHM FOR OPTIMAL REACTIVE POWER COMPENSATION IN THE ECUADORIAN ELECTRICAL SYSTEM"

**Authors:**

VEGA HERRERA DENILSON JOEL

VENEGAS SALAZAR JUAN DANIEL

This research project is centered around optimizing the placement of reactive power compensation in electrical systems to enhance efficiency and power supply stability. To achieve this, a multi-objective algorithm has been developed to minimize active power losses and costs linked to the positioning of reactive compensation devices. This approach considers various criteria and technical constraints to achieve these devices optimal placement and sizing.

The algorithm's validation uses the IEEE 30 Bus system, where different demand scenarios are generated to assess its performance. Once the algorithm's validation is completed, it is applied to demand scenarios for the Ecuadorian National Interconnected System, utilizing the DIgSILENT PowerFactory software and referring to previous research. The system has been simplified in this case, considering essential data concerning buses, generators, transformers, and transmission lines.

**Key words:** Reactive compensation, multi-objective, constraints, Ecuadorian National Interconnected System.



## ***AVAL DE TRADUCCIÓN***

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en forma legal **CERTIFICO** que:

La traducción del resumen al idioma Inglés del proyecto de investigación cuyo título versa: **“IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO MULTIOBJETIVO PARA LA COMPENSACIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA REACTIVA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO”** presentado por: **Vega Herrera Denilson Joel y Venegas Salazar Juan Daniel**, egresados de la Carrera de Ingeniería en Electricidad perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**, lo realizaron bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a las peticionarios hacer uso del presente aval para los fines académicos legales.

Latacunga, agosto del 2023

Atentamente,

**MSc. Blanca Gladys Sánchez Avila**  
**DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC**  
**CI: 2100275375**



## NOMENCLATURA

Conjuntos	Descripción
$OB$	Conjunto de barras del sistema
$OL$	Conjunto de líneas del sistema
Parámetros	Descripción
$SBase$	Parámetro de potencia base del sistema (100MVA)
$Nombre_i$	Nombre de la barra $i$
$Tb$	Tipo de barras (0-PQ,2-PV,3-SLACK)
$V0$	Voltaje inicial en la barra $i$
$th0$	Ángulo inicial de la barra $i$
$Pg0_i$	Potencia activa inicial demandada en la barra $i$
$Qg0_i$	Potencia reactiva inicial demandada en la barra $i$
$Pd_i$	Potencia activa demandada en la barra $i$
$Qd_i$	Potencia reactiva demandada en la barra $i$
$Vg$	Voltaje de generación en la barra
$Pgmax_i$	Límite máximo de potencia activa del generador $i$
$Pgmin_i$	Límite mínimo de potencia activa del generador $i$
$Qgmax_i$	Límite máximo de potencia reactiva del generador $i$
$Qgmin_i$	Límite mínimo de potencia reactiva del generador $i$
$Qcinsmax_i$	Capacidad máxima del banco capacitivo instalado en la barra $i$
$Qrinsmax_i$	Capacidad máxima del banco inductivo instalado en la barra $i$
$Vmax_i$	Límite de voltaje máximo en la barra $i$
$Vmin_i$	Límite de voltaje mínimo en la barra $i$
$Qcmax_i$	Límite máximo del banco de compensación capacitivo en la barra $i$
$Qrmax_i$	Límite máximo del banco de compensación inductivo en la barra $i$
$Qdmax_i$	Límite máximo del equipo SVC en la barra $i$
$Qdmin_i$	Límite mínimo del equipo SVC en la barra $i$
$ac_i$	Costo de instalación del banco capacitivo en la barra $i$
$ar_i$	Costo de instalación del banco inductivo en la barra $i$
$bc_i$	Costo por $kVAr$ del banco de compensación en la barra $i$
$ad_i$	Costo de instalación del equipo SVC en la barra $i$
$bd_i$	Costo por $kVAr$ del equipo SVC en la barra $i$
$cd_i$	Componente cuadrático de costos variables del equipo SVC en la barra $i$
$Tr$	Tipo de ramal (0-LT,1-Transformador)
$r_{k,i,j}$	Resistencia del ramal $k$ en el tramo $i - j$
$x_{k,i,j}$	Reactancia del ramal $k$ en el tramo $i - j$
$bshl_{k,i,j}$	Susceptancia shunt del ramal $k$ en el tramo $i - j$

$a$	Relación de transformación (en el caso de ser un transformador)
$amax$	Límite máximo de la relación de transformación
$amin$	Límite mínimo de la relación de transformación
$f_{k,i,j}$	Angulo de desfase (si es un transformador desfasador de ángulo)
$Smax_{k,i,j}$	Potencia máxima aparente del ramal $k$ en el tramo $i - j$
$g_{k,i,j}$	Conductancia del ramal $k$ en el tramo $i - j$
$b_{k,i,j}$	Susceptancia del ramal $k$ en el tramo $i - j$
$Paso_i$	Cantidad de MVAr que tiene un banco de compensación en cada paso
$Cnmax_i$	Número máximo de pasos un banco de compensación en la barra $i$

<b>Variable</b>	<b>Descripción</b>
$V_i$	Voltaje en la barra $i$
$th_i$	Angulo del voltaje en la barra $i$
$Pg_i$	Potencia activa generada en la barra $i$
$Qg_i$	Potencia reactiva generada en la barra $i$
$Pde_{k,i,j}$	Flujo de potencia activa del ramal $k$ en el tramo $i - j$
$Qde_{k,i,j}$	Flujo de potencia reactiva del ramal $k$ en el tramo $i - j$
$Ppa_{k,i,j}$	Flujo de potencia activa del ramal $k$ en el tramo $i - j$
$Qpa_{k,i,j}$	Flujo de potencia reactiva del ramal $k$ en el tramo $i - j$
$Qcins_i$	Potencia reactiva suministrada por un banco capacitivo instalado en la barra $i$
$Qrins_i$	Potencia reactiva suministrada por un banco inductivo instalado en la barra $i$
$Qcompc_i$	Potencia reactiva suministrada por un banco capacitivo en la barra $i$
$Qcompr_i$	Potencia reactiva suministrada por un banco inductivo en la barra $i$
$Qcompd_i$	Potencia reactiva suministrada por el equipo SVC en la barra $i$
$Wc_i$	Variable binaria de decisión para la instalación del banco capacitivo en la barra $i$
$Wr_i$	Variable binaria de decisión para la instalación del banco inductivo en la barra $i$
$Wd_i$	Variable binaria de decisión para la instalación del equipo SVC en la barra $i$
$CnCI_i$	Variable entera para la cantidad de pasos del banco de compensación capacitiva instalado en la barra $i$
$CnRI_i$	Variable entera para la cantidad de pasos del banco de compensación reactiva instalado en la barra $i$
$CnC_i$	Variable entera para la cantidad de pasos en un banco de compensación capacitiva en la barra $i$
$CnR_i$	Variable entera para la cantidad de pasos en un banco de compensación reactiva en la barra $i$
$Qcostc_i$	Costo total del banco capacitivo instalado en la barra $i$
$Qcostr_i$	Costo total del banco inductivo instalado en la barra $i$
$Qcostd_i$	Costo total del equipo SVC instalado en la barra $i$
$Qcostcins_i$	Costo operativo del banco capacitivo ubicado en la barra $i$
$Qcostrins_i$	Costo operativo del banco inductivo ubicado en la barra $i$

## 1. INFORMACIÓN GENERAL

**Título:** Implementación de un algoritmo multiobjetivo para la compensación óptima de potencia reactiva en el sistema eléctrico ecuatoriano.

**Fecha de inicio:** abril 2023

**Fecha de finalización:** agosto 2023

**Lugar de ejecución:** Universidad Técnica de Cotopaxi.

**Facultad que auspicia:** Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

**Carrera que auspicia:** Carrera de Ingeniería en Electricidad.

**Proyecto Macro Asociado:** Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional.

**Equipo de Trabajo:**

**Tutor de Titulación:** Ing. Gabriel Pesántez MSc.

**Estudiantes:** Vega Herrera Denilson Joel

Venegas Salazar Juan Daniel

**Grupo de investigación:** Sistemas Eléctricos de Potencia

**Área de Conocimiento:** 07 Ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

**Línea de investigación:** Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

**Sublíneas de investigación de la Carrera:** Explotación y Diseño de Sistemas Eléctricos de Potencia

## **2. INTRODUCCIÓN**

### **2.1. ANTECEDENTES**

La compensación de potencia reactiva y la ubicación óptima de los dispositivos de compensación han sido ampliamente investigadas en el campo de la ingeniería eléctrica. En la literatura, se han propuesto diversas técnicas y algoritmos para abordar este desafío, tales como algoritmos genéticos, enjambre de partículas y técnicas de programación lineal, no lineal, mixtas, entre otras. Estas metodologías han sido aplicadas con éxito en la resolución del problema de ubicación óptima de dispositivos de compensación en diferentes tipos de sistemas eléctricos de potencia, abarcando tanto sistemas de distribución como sistemas de transmisión de alta tensión.

En [1], se presenta un método computacional basado en el cálculo de Gauss-Seidel para seleccionar el tamaño y la ubicación óptimos de los compensadores reactivos en un sistema de potencia. Este método permite dimensionar la compensación de manera precisa, manteniendo perfiles de tensión aceptables con una precisión del 0.001 con restricciones operativas de voltaje y potencia reactiva. Los resultados demuestran que este método es más eficaz, ya que logra converger en solo 2 o 3 iteraciones en comparación con las 10 iteraciones requeridas por el sistema original.

En [2], se aborda la minimización de las pérdidas de energía en los alimentadores de distribución, ya que estas pérdidas representaban el 15% de la energía eléctrica del país en ese entonces. Para resolver este problema, se implementaron bancos de capacitores en las subestaciones y alimentadores primarios. Esto permitió reducir las pérdidas en el sistema, aumentar su capacidad y mantener un voltaje uniforme a lo largo del alimentador. Los resultados indican que los mayores beneficios se obtienen al ubicar el capacitor a 2/3 de la longitud del alimentador, partiendo desde la fuente de energía, y que estos deben estar conectados las 24 horas del día.

En [3], se aborda la asignación óptima de potencia reactiva en los sistemas eléctricos, teniendo en cuenta que los límites de tensión que pueden causar problemas de estabilidad. Se formula un problema MINLP (programación no lineal entera mixta) utilizando el algoritmo de ubicación de Potencia Reactiva, el cual maximiza las transferencias de potencia activa y considera los costos totales de inversión de la compensación en serie y en derivación. Aplicando la técnica

de branch and bound al sistema de IEEE de 9 barras, se logra mejorar significativamente la capacidad del sistema y se obtiene la compensación en serie de las líneas 1-4, 5-6 y 9-4, así como la compensación en derivación en las barras 6 y 8.

En [4], se propone la ubicación óptima de equipos de compensación reactiva en el sistema nacional interconectado ecuatoriano. El objetivo es minimizar los costos de inversión en la instalación de bancos de condensadores utilizando un problema lineal entero mixto (MILP), al mismo tiempo que se cumplen criterios de tensión y balance de potencia. La solución obtenida indica que las barras Milagro, Pomasqui, San Idelfonso y Trinitaria deben ser compensadas con 50, 25, 25 y 60 MVar respectivamente, demostrando la relación de dependencia entre el voltaje y la potencia reactiva.

En [5], se enfoca en encontrar la ubicación óptima de compensación reactiva usando bancos de capacitores, con el fin de mitigar las pérdidas de potencia activa en el Alimentador Piñal– CNEL EP Guayas Los Ríos. Se utilizan métodos heurísticos como la colonia de hormigas y el algoritmo genético. Los resultados muestran que las pérdidas se reducen un 4.57% con 11 bancos de capacitores aplicando los cálculos de colonias de hormigas por otra parte, el algoritmo genético aminora en 4.61% con la inclusión de 14 bancos de capacitores.

En [6], se aborda la búsqueda de la ubicación y dimensionamiento óptimo de los Compensadores Estáticos de Voltaje (SVC) para la compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos de potencia, con el objetivo de mejorar los perfiles de tensión. Se utiliza una metodología de programación no lineal entera mixta (MINLP) teniendo en cuenta los costos unitarios de cada equipo y su implementación. La solución obtenida para el sistema IEEE de 14 barras muestra que la ubicación de 6 dispositivos SVC en las barras adecuadas proporciona un mayor beneficio, reduciendo las pérdidas y los tiempos de procesamiento en comparación con otros escenarios, demostrando la importancia de una ubicación estratégica para optimizar el desempeño del sistema eléctrico.

En [7], se presenta un procedimiento para determinar la ubicación óptima y el tamaño de los SVC en la red de 30 barras del IEEE. El problema de optimización considera tres funciones objetivo diferentes: minimizar un Índice de Desempeño de Voltaje, minimizar las pérdidas totales de potencia activa y reducir el costo de inversión de los compensadores SVC. El procedimiento busca definir las áreas de influencia de los SVC, lo cual permite una comprensión visual para verificar si la solución proporcionada por el algoritmo es correcta.

Además, los resultados obtenidos analizan la influencia de los SVC en función del objetivo esto indica que las barras 14-17 mejoran el rendimiento del voltaje en la red. Por otro lado, las barras 26-30 pueden reducir los costos de instalación y las pérdidas de potencia.

## **2.2. EL PROBLEMA**

### **2.2.1. Situación Problemática**

A nivel global la energía eléctrica se ha convertido en un importante servicio para el ser humano, también en un factor determinante dentro del desarrollo y crecimiento económico de la sociedad, de esta forma la compensación de potencia reactiva es un tema crucial en los sistemas eléctricos de potencia, ya que la potencia reactiva desempeña un papel importante en la estabilidad y eficiencia de la red eléctrica. Los sistemas eléctricos de potencia están diseñados para suministrar energía eléctrica a los usuarios de manera confiable y eficiente.

En el ámbito académico, los análisis de ubicación óptima de potencia reactiva suelen basarse en casos de estudio establecidos por instituciones reconocidas como el IEEE, los cuales incluyen sistemas de 14, 30 barras, entre otros. No obstante, es fundamental examinar el sistema eléctrico nacional, en este caso el Sistema Nacional Interconectado (SNI), y evaluar su comportamiento ante una implementación óptima de potencia reactiva.

El tener una compensación reactiva deficiente en el SNI provoca pérdidas en el sistema de transmisión según la ARCERNNR [8], alrededor de un 4,3% de la energía eléctrica en el Ecuador es mermada, dicho porcentaje desencadena en dispersión de la energía térmica creando un entorno hostil que, en última instancia, reduce la vida útil del equipo y conduce a la falla del aislamiento [9].

A medida que cambian las condiciones de demanda en la red eléctrica el flujo de potencia reactiva disminuye sumado a, una ubicación inadecuada de los dispositivos de compensación resultan, en un conjunto de alteraciones en el sistema que pueden provocar diferentes perturbaciones como: inestabilidad de voltaje, pérdidas de potencia, lo que afecta la calidad del suministro eléctrico y ponen en riesgo la operación del sistema dado que, existe una relación directa entre la potencia reactiva y el módulo del voltaje [10].

La falta de compensación reactiva dificultara el mantener un perfil de tensión adecuado bajo la normativa ARCERNNR-17/2020 [11], debido a que, el crecimiento de la demanda ocasiona que los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) trabajen cada vez más cerca de sus límites de estabilidad desencadenando, la salida en cascada de componentes del sistema, lo cual, agrava

aún más el déficit llevando al colapso de los sistemas eléctricos de transmisión y el impedimento de sincronismo entre SEP.

La falta de compensación reactiva adecuada en el sistema eléctrico ecuatoriano ha generado una serie de problemas que afectan su estabilidad y confiabilidad. En épocas de alta demanda, la falta de compensación adecuada puede provocar una inestabilidad del perfil de tensión, déficit del sistema y pérdidas de potencia. Además, la falta de coordinación entre los dispositivos de compensación y los sistemas de protección puede generar sobretensiones, sobre corrientes y daños en los equipos [12].

### **2.2.2. Formulación del Problema**

El incumplimiento de los niveles de tensión en los sistemas eléctricos de potencia está vinculado de forma directa con la potencia reactiva, por lo que es necesario dimensionar adecuadamente este recurso.

## **2.3. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y DOCUMENTAL**

### **2.3.1. Objeto y Campo de Acción**

330000 Ciencias Tecnológicas /3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.05 Aplicaciones Eléctricas

### **2.3.2. Beneficiarios**

**Beneficiarios directos:** Estudiantes que estén cursando materias relacionadas con el análisis de sistemas eléctricos de potencia.

**Beneficiarios indirectos:** Estudiantes y profesionales de carreras afines.

## **2.4. JUSTIFICACIÓN**

El presente proyecto de investigación se realiza como parte del proceso de obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Técnica de Cotopaxi. Este documento se alinea con los objetivos de los proyectos macro formativos de la carrera de Electricidad, centrándose en las áreas de "Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental", específicamente en la sublínea de "Explotación y Diseño de Sistemas Eléctricos de Potencia".

En relación a los datos proporcionados por [11], aproximadamente el 4.23% de las pérdidas en el sistema eléctrico se deben a una ineficiente compensación de potencia reactiva. Esta

ineficiencia está influenciada por diversas variables, siendo una de ellas la naturaleza variable y en constante crecimiento de la demanda eléctrica. Con el objetivo de reducir costos y pérdidas de potencia activa, resulta conveniente desarrollar un algoritmo que permita determinar la ubicación óptima y el tamaño adecuado de los compensadores en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

Por lo tanto, la aplicación de un algoritmo que permita optimizar la ubicación y tamaño de los compensadores de potencia reactiva en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano puede contribuir significativamente a mejorar los perfiles de tensión del sistema y, como resultado, reducir las caídas de voltaje. Esto implica un manejo eficiente y responsable de la energía eléctrica.

## **2.5. HIPÓTESIS**

¿Podría el criterio de ubicación óptima de compensación reactiva mejorar el perfil de tensión dentro del Sistema Eléctrico Ecuatoriano?

## **2.6. OBJETIVOS**

### **2.6.1. General**

Implementar un algoritmo multiobjetivo para la compensación óptima de potencia reactiva en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano, considerando la mejora del perfil de tensión, la minimización de pérdidas y el cumplimiento de las restricciones operativas y regulatorias.

### **2.6.2. Específicos**

Realizar una revisión del estado del arte referente a la ubicación y dimensionamiento óptimo de dispositivos de compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos de potencia.

Aplicar un algoritmo de optimización multiobjetivo basado en modelos matemáticos para la ubicación óptima de dispositivos de compensación de potencia reactiva en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

Evaluar el algoritmo mediante casos de estudio seleccionados, así como, el sistema eléctrico ecuatoriano, analizando los resultados obtenidos.



**2.7. SISTEMA DE TAREAS**

Objetivos específicos	Actividades (tareas)	Resultados esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
Realizar una revisión del estado del arte referente a la ubicación y dimensionamiento óptimo de dispositivos de compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos de potencia.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Revisión de trabajos relacionados con ubicación optima de potencia reactiva.</li> <li>• Recopilación de modelos matemáticos utilizados para OLRP.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Antecedentes del trabajo de titulación.</li> <li>• Información referente a la temática para construcción del marco teórico.</li> </ul>	Artículos, publicaciones, tesis.
Adaptar un algoritmo de optimización multiobjetivo basado en modelos matemáticos para la ubicación óptima de dispositivos de compensación de potencia reactiva en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Adaptación de modelos matemáticos que representen adecuadamente el OLRP.</li> <li>• Estructuración de un algoritmo multiobjetivo enfocado en reducción de pérdidas y minimización de costos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Algoritmo de optimización utilizado en el trabajo de titulación.</li> </ul>	Software especializado en optimización.
Evaluar el algoritmo en diferentes casos de estudio, para analizar su comportamiento, así como, el sistema eléctrico ecuatoriano, analizando los resultados obtenidos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Preparación de casos de estudio.</li> <li>• Aplicación del algoritmo de optimización al Sistema Eléctrico Ecuatoriano.</li> <li>• Evaluación de los resultados de la aplicación del algoritmo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Caso IEEE 30 Barras e IEEE 30 Barras modificado.</li> <li>• Caso SNI reducido basado en el unifilar CELEC-EP del año 2020.</li> <li>• Cuadros comparativos de los perfiles de tensión en las barras antes y después de la compensación.</li> <li>• Análisis de resultados.</li> </ul>	DiGSILENT Power Factory. Software especializado en optimización. Word Excel

### **3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA Y TÉCNICA**

Al hablar de la ubicación óptima de la compensación reactiva, es fundamental realizar una revisión exhaustiva del estado del arte en cuanto a los conceptos básicos y los diferentes algoritmos que permiten abordar este problema de optimización.

La ubicación óptima de la compensación reactiva juega un papel crucial en la planificación y operación de sistemas eléctricos de potencia. La correcta ubicación de los dispositivos de compensación reactiva puede mejorar significativamente la eficiencia del sistema, reducir las pérdidas de energía y mejorar la calidad del suministro eléctrico. Sin embargo, es importante tener en cuenta que este problema es de naturaleza multiobjetivo, ya que implica considerar múltiples objetivos, como la reducción de pérdidas, la mejora de los niveles de voltaje y la optimización de costos.

#### **3.1. ANTECEDENTES**

En el ámbito eléctrico, es de vital importancia encontrar la ubicación óptima para la instalación de sistemas de compensación, con el objetivo de mejorar la eficiencia energética y reducir las pérdidas de energía. Para lograr este objetivo, es necesario analizar una serie de factores técnicos y económicos que influyen en la toma de decisiones sobre la ubicación adecuada, los cuales pueden variar en función de las características y complejidad del sistema eléctrico. El Sistema Nacional Interconectado de Ecuador es una red de transmisión eléctrica que conecta diversas regiones del país, que tiene como finalidad principal garantizar la estabilidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

Por esta razón, en [4] propone la ubicación óptima de equipos de compensación reactiva en el sistema nacional interconectado ecuatoriano. El objetivo es minimizar los costos de inversión en la instalación de bancos de condensadores utilizando un problema lineal entero mixto (MILP), al mismo tiempo que se cumplen criterios de tensión y balance de potencia. La solución obtenida indica que las barras Milagro, Pomasqui, San Idelfonso y Trinitaria deben ser compensadas con 50, 25, 25 y 60 MVar respectivamente, demostrando la relación de dependencia entre el voltaje y la potencia reactiva.

En [5], se enfoca en encontrar la ubicación óptima de compensación reactiva usando bancos de capacitores, con el fin de mitigar las pérdidas de potencia activa en el Alimentador Piñal– CNEL EP Guayas Los Ríos. Se utilizan métodos heurísticos como la colonia de hormigas y el algoritmo genético. Los resultados muestran que las pérdidas se reducen un 4.57% con 11

bancos de capacitores aplicando los cálculos de colonias de hormigas por otra parte, el algoritmo genético aminora en 4.61% con la inclusión de 14 bancos de capacitores.

En [6] busca, se aborda la búsqueda de la ubicación y dimensionamiento óptimo de los Compensadores Estáticos de Voltaje (SVC) para la compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos de potencia, con el objetivo de mejorar los perfiles de tensión. Se utiliza una metodología de programación no lineal entera mixta (MINLP) teniendo en cuenta los costos unitarios de cada equipo y su implementación. La solución obtenida para el sistema IEEE de 14 barras muestra que la ubicación de 6 dispositivos SVC en las barras adecuadas proporciona un mayor beneficio, reduciendo las pérdidas y los tiempos de procesamiento en comparación con otros escenarios, demostrando la importancia de una ubicación estratégica para optimizar el desempeño del sistema eléctrico.

En este contexto, resulta fundamental abordar la problemática de la ubicación óptima de la compensación reactiva a través de casos de estudio que reflejen la realidad del sistema. Por ende, el propósito de esta tesis consiste en aplicar un algoritmo multiobjetivo al Sistema Nacional Interconectado, considerando restricciones y límites operativos adecuados.

### **3.2. MODELADO MATEMÁTICO**

Para resolver problemas de ingeniería eléctrica, es necesario realizar un adecuado modelado matemático que represente de manera precisa el problema real. A medida que se mejora el modelo matemático, la complejidad de la técnica de análisis seleccionada aumenta. La elección del modelo a utilizar dependerá de la complejidad del sistema eléctrico, los objetivos de optimización y las restricciones involucradas. Por lo tanto, es crucial encontrar un equilibrio entre el modelo elegido y la técnica de análisis utilizada para obtener soluciones precisas [13].

Existen diversos métodos de optimización que se pueden aplicar en el contexto de la ubicación óptima de equipos de compensación reactiva.

#### **3.2.1. Formulación**

La formulación matemática es la correspondiente a un problema general de optimización numérica con restricciones:

$$\text{Minimizar } f(x, y) \tag{1}$$

$$\text{Sujeto a: } g(x, y) = 0 \tag{2}$$

$$h(x, y) \geq 0 \quad (3)$$

Donde  $x$  representa las variables de control del sistema,  $y$  denota el conjunto de variables de estado del sistema y  $f(x, y)$  es la función objetivo. Además,  $g(x, y)$  representa las restricciones de igualdad y  $h(x, y)$  incluye las restricciones de desigualdad [14].

Las variables de control más utilizadas son:

- Potencia de salida de los generadores
- Tensión de regulación de los nudos del sistema
- Tomas de regulación de los transformadores
- Cambiadores de fase
- Dispositivos de compensación de potencia reactiva en paralelo

En cuanto a las variables de estado, las más representativas son:

- Magnitud de la tensión en los nudos del sistema
- Fase de la tensión en los nudos del sistema
- Transmisión de potencia por las líneas

### 3.2.2. Restricciones

Las principales restricciones aplicadas para este tipo de problema se pueden representar mediante las ecuaciones (2) y (3), es decir, mediante un conjunto de ecuaciones de igualdad, como las correspondientes a las ecuaciones (4) y (5) de balance de potencia y restricciones de desigualdad (6) - (11), tales como los límites físicos de las variables de control  $x$ , o los límites físicos de las variables de estado  $y$  [14].

Restricciones de igualdad de flujo de carga:

$$Pg_i - Pd_i - P_{ij} = 0 \quad (4)$$

$$Qg_i + Q_{comp_i} - Qd_i - Q_{ij} = 0 \quad (5)$$

Restricciones de desigualdad:

- Límites de variables de control:

$$Pgmin_i \leq Pg_i \leq Pgmax_i \quad (6)$$

$$Vgmin_i \leq Vg_i \leq Vgmax_i \quad (7)$$

$$Qcmin_i \leq Qc_i \leq Qcmax_i \quad (8)$$

- Límite de variables de estado:

$$Vmin_i \leq V_i \leq Vmax_i \quad (9)$$

$$Qgmin_i \leq Qg_i \leq Qgmax_i \quad (10)$$

$$Pde_{i,j}^2 + Qde_{i,j}^2 \leq Smax_{i,j}^2 \quad (11)$$

### 3.3. ENFOQUES DE MODELADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Los enfoques de modelado en sistemas eléctricos de potencia son fundamentales para comprender y analizar el funcionamiento de las redes eléctricas. Estos implican la representación matemática de los componentes y variables involucradas en la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

El Bus Injection Model (BIM) presente en la Figura 1, es un modelo utilizado en el análisis de flujo de potencia de redes eléctricas. En este modelo, cada barra del sistema eléctrico se representa como un inyector de corriente en el nodo correspondiente. El BIM se basa en el principio de conservación de la energía, que establece que la suma de todas las corrientes que entran y salen de un nodo debe ser igual a cero. Una extensión del BIM es el Bus Flow Model (BFM), el cual utiliza las mismas ecuaciones básicas, pero con una representación diferente de los flujos de potencia [15].

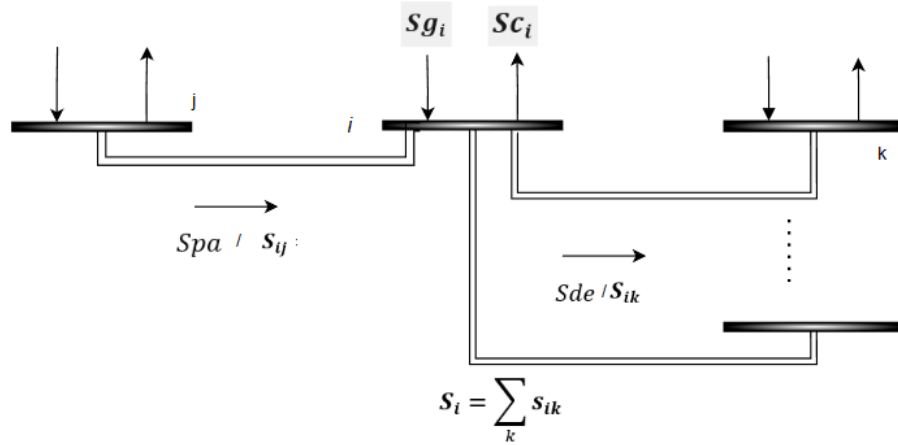


Figura 1 Bus Injection Model BIM [15]

El BFM es un modelo ampliamente utilizado en la planificación y análisis de sistemas eléctricos de potencia. Este modelo representa las características eléctricas de una red de transmisión mediante un conjunto de ecuaciones de flujo de potencia. Estas ecuaciones relacionan las inyecciones y las demandas de potencia activa y reactiva, las pérdidas de potencia, las tensiones y los ángulos de fase de los nodos de la red. En conjunto con el modelo de generador equivalente y el modelo de carga, el BFM permite simular y analizar la operación del sistema eléctrico de potencia en diferentes escenarios, como contingencias y condiciones de carga máxima [15].

El cálculo de las inyecciones de corriente en cada nodo del sistema eléctrico del modelo BIM se realiza siguiendo las siguientes consideraciones:

- La inyección de corriente activa en un nodo es igual a la suma de las potencias activas de las cargas y generadores conectados a ese nodo, menos la potencia activa que fluye desde los nodos adyacentes hacia ese nodo.
- La inyección de corriente reactiva en un nodo es igual a la suma de las potencias reactivas de las cargas y generadores conectados a ese nodo, menos la potencia reactiva que fluye desde los nodos adyacentes hacia ese nodo.

$$P_i = \sum_{i,j \in \text{conjunto de barras}} V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) + V_i^2 G_{ij} \quad \forall i, j \in NB \quad (12)$$

$$Q_i = \sum_{i,j \in \text{conjunto de barras}} V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - V_i^2 B_{ij} \quad \forall i, i \in NB \quad (13)$$

$$P_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad \forall i, i \in NL \quad (14)$$

$$Q_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} - B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad \forall i, i \in NL \quad (15)$$

Las ecuaciones (12) y (13) describen el balance de potencia activa y reactiva en un nodo respectivamente y las ecuaciones (14) y (15) muestran la relación del flujo de potencia activa y reactiva entre dos nodos  $i$  y  $j$ .

### 3.4. FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA

El flujo óptimo de potencia (OPF) se considera una herramienta importante para la planificación eficiente y mejora del funcionamiento de los sistemas eléctricos. Es considerado una herramienta clave para la planificación eficiente y la mejora del funcionamiento de dichos sistemas. La tarea principal del OPF consiste en determinar el punto de operación más óptimo o seguro para ciertas funciones objetivo, al mismo tiempo que se cumplen las restricciones del sistema. Se pueden optimizar diversas funciones objetivo relacionadas con el sistema eléctrico, como las pérdidas en las líneas de transmisión, el costo total de generación, el costo de dispositivos de compensación, las desviaciones de voltaje, la capacidad total de transferencia de potencia, la estabilidad del voltaje, las emisiones de las unidades de generación y la seguridad del sistema, entre otras [16].

#### 3.4.1. Funciones Objetivo

Las técnicas de optimización pueden emplearse para descubrir soluciones de flujo óptimo de potencia, en las cuales se presentan las funciones objetivo más frecuentes como se indica en [14].

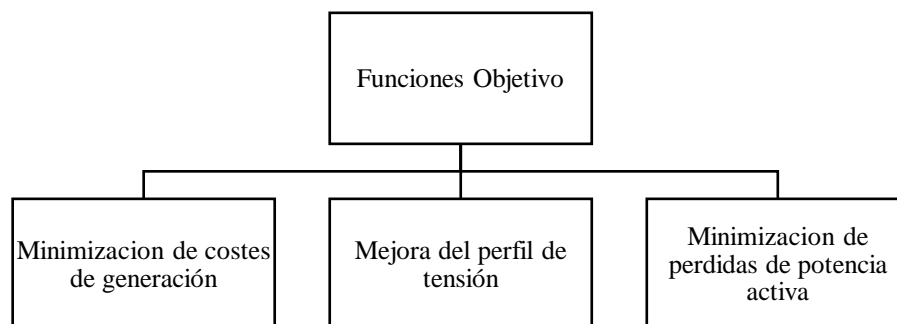


Figura 2 Funciones objetivo para solución de OPF

#### Minimización de coste de generación

El objetivo de esta función es minimizar la sumatoria de la ecuación cuadrática que describe el costo del combustible consumido para la generación de energía eléctrica descrita en la ecuación (16).

$$F1 = \sum_{i=1}^{NG} (a_i + b_i P_g + c_i P_g^2) \quad (16)$$

Donde:

- $a_i$  es el costo fijo del generador
- $b_i$  es el costo variable del generador
- $c_i$  es el coeficiente de costo cuadrático del generador
- $P_g$  es la potencia suministrada por el generador

### Mejora del perfil de tensión

Esta función busca minimizar la variación de tensión en las barras del sistema considerando una tensión específica, esto se formula como se indica en la ecuación (17).

$$F2 = \sum_{i=1}^{NB} |V_i - 1| \quad (17)$$

### Minimización de pérdidas de potencia activa

La función 3 tienen como objetivo la minimización de la potencia activa perdida en las líneas de transmisión, para ello en la ecuación (18) se plantea lo siguiente.

$$F3 = \sum_{i=1}^{NL} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i * V_j * \cos\phi_{ij}) * G_{ij} \quad (18)$$

Donde:

- $G_{ij}$  es la conductancia del ramal  $ij$
- $V_i$  es el voltaje en la barra  $i$
- $V_j$  es el voltaje en la barra  $j$
- $\phi_{ij}$  es la diferencia de fase de las tensiones  $i$  y  $j$

### 3.4.2. Restricciones del OPF



El OPF se enfrenta a importantes restricciones que deben cumplirse para garantizar la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico. Las principales restricciones aplicadas al flujo óptimo se pueden representar mediante las ecuaciones:

$$Pgmin_i \leq Pg_i \leq Pgmax_i \quad \forall i = 1 \dots N_{gen} \quad (19)$$

$$Qgmin_i \leq Qg_i \leq Qgmax_i \quad \forall i = 1 \dots N_{gen} \quad (20)$$

$$P_i + jQ_i = V_i \left( \sum_{k=1}^N Y_{ik} V_k \right) \quad (21)$$

$$(Pg_i - Pd_i) + j(Qg_i - Qd_i) = V_i \left( \sum_{k=1}^N Y_{ik} V_k \right) \quad (22)$$

$$S_{ij} = abs\{V_i[(V_i - V_j)Y_{ij} + V_i^2 Y_{ij}]\} \leq Smax_{ij} \quad (23)$$

$$Vmin_i \leq V_i \leq Vmax_i \quad \forall i = 1 \dots N_{barra} \quad (24)$$

Las ecuaciones (19) y (20) establecen los límites de potencia activa y reactiva generada por los generadores. Por otro lado, la ecuación (21) describe las potencias inyectadas netas en la barra  $i$ , que corresponden a la diferencia entre la generación y la demanda de energía activa y reactiva.

El sistema de transmisión cuenta con varias limitaciones como se evidencia en la ecuación (22) esta indica que se debe cumplir un balance de potencias, es decir que la potencia inyectada debe ser igual a la consumida, mientras que en la ecuación (23) establece el límite máximo de transferencia de potencia aparente a través de las líneas de transmisión.

La variable  $V_i$  representa la tensión en la barra  $i$  e  $Y_{ik}$  es el valor correspondiente de la matriz de admitancias. Además, la ecuación (24) establece las restricciones de tensión en cada barra  $i$  del sistema, lo que garantiza que las tensiones se mantengan dentro de los límites operativos adecuados.

### 3.5. OPTIMIZACION MULTI OBJETIVO

Un problema de optimización multiobjetivo es aquel que no se basa en la obtención de un solo óptimo global sino en obtener un conjunto de soluciones que optimicen dos o más objetivos de

manera simultánea. El conjunto de soluciones optimas se denomina frente de Pareto y consiste en las soluciones que en general no están dominadas, o sea, que no existe otra solución que optimiza los objetivos. En Figura 3 es posible ver como se caracteriza un frente de Pareto para un problema de optimización multiobjetivo con 2 objetivos [17].

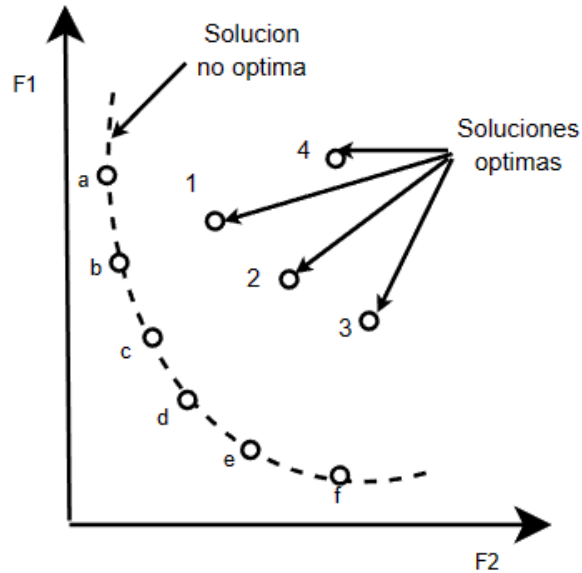


Figura 3 Soluciones de una función multi objetivo [17]

La estructura general de un problema de optimización multiobjetivo viene dada por las siguientes ecuaciones

$$x = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_n] \quad (25)$$

$$\min (F(x) = [f_1(x), f_2(x), \dots, f_t(x)]) \quad (26)$$

Sujeto a:

$$g_i(x) \leq 0 \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (27)$$

$$h_j(x) = 0 \quad j = 1, 2, \dots, p \quad (28)$$

En la búsqueda de la frontera de Pareto, se emplean distintos enfoques para ponderar las funciones objetivo. Esto se realiza con el propósito de comprender cómo se comportan en relación unas con otras.

### 3.6. MÉTODOS DE RESOLUCIÓN

Las técnicas de optimización utilizadas para resolver el problema de ubicación de potencia reactiva en sistemas de potencia en general se dividen en categorías de la Figura 4.

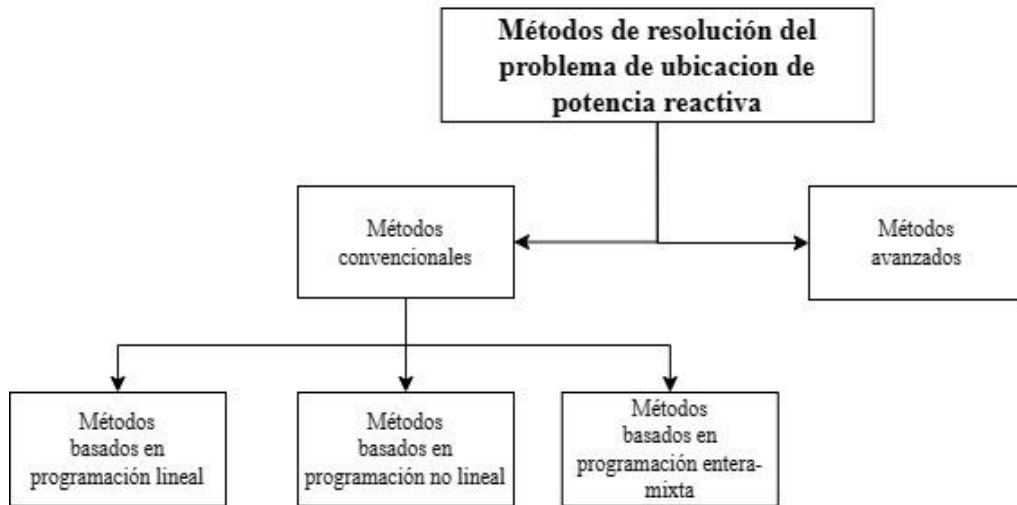


Figura 4 Métodos de resolución del problema OLRP [14]

#### 3.6.1. Métodos Convencionales

##### Programación lineal

Los métodos de programación lineal se destacan por su fiabilidad y robustez para resolver una amplia variedad de problemas de optimización que involucran objetivos y restricciones lineales. Sin embargo, en el campo de los sistemas eléctricos, su aplicación tiene ciertas restricciones debido a la evaluación incorrecta de las pérdidas del sistema y la posibilidad de obtener soluciones óptimas locales [14].

##### Programación no lineal

Aunque la programación lineal tiene diversas aplicaciones en el campo de sistemas de potencia, es importante destacar que muchos de los problemas de optimización en redes eléctricas involucran variables y restricciones no lineales. Para abordar estos casos, se recurre a la programación no lineal, que es capaz de resolver problemas con objetivos y restricciones no lineales. Cuando las restricciones se representan mediante inecuaciones, es necesario definir límites máximos y mínimos para su correcta solución [14].

##### Programación entera mixta

La Programación Entera Mixta es una técnica de optimización ampliamente utilizada en el campo de sistemas eléctricos debido a su versatilidad para resolver problemas con objetivos y restricciones que involucran tanto variables lineales como no lineales. Este enfoque es valioso para problemas de ubicación óptima de potencia reactiva, ya que en muchos casos se requiere seleccionar ubicaciones específicas para equipos de compensación, lo que puede representarse como variables enteras.

### **Programación no lineal entera mixta**

La programación no lineal entera mixta (MINLP) se refiere a la programación matemática con variables continuas, discretas y no linealidades en la función objetivo y las restricciones. El uso de MINLP es un enfoque natural, formulando problemas donde es necesario optimizar simultáneamente la estructura del sistema (discreto) y los parámetros (continuo) [14].

#### **3.6.2. Métodos Avanzados**

Los métodos avanzados en el campo de optimización para la ubicación óptima de potencia reactiva abarcan una variedad de enfoques que van más allá de las soluciones lineales y no lineales tradicionales. Entre ellos, están los Métodos Heurísticos, Algoritmos Evolutivos y Redes Neuronales [14].

Los Métodos Heurísticos son técnicas de búsqueda que no garantizan la obtención de la mejor solución, pero pueden proporcionar resultados cercanos en un tiempo razonable, lo que los hace útiles para problemas complejos con múltiples restricciones y objetivos [14].

Los Algoritmos Evolutivos son inspirados en la teoría de la evolución y emplean conceptos como selección, mutación y cruce para explorar y mejorar soluciones en un espacio de búsqueda amplio. Estos algoritmos son especialmente útiles en la ubicación óptima de potencia reactiva debido a la naturaleza no lineal y multimodal de los problemas involucrados [14].

Por otro lado, las Redes Neuronales son modelos computacionales que imitan la estructura y funcionamiento del cerebro humano, lo que les permite aprender patrones complejos y realizar tareas de optimización más sofisticadas [14].

#### **3.6.3. Región Factible**

La región factible representa el conjunto de todas las soluciones que cumplen con las restricciones impuestas por el problema, es decir, aquellas soluciones que satisfacen las limitaciones y condiciones establecidas [4]. Dicha región factible será mermada con la

incorporación de restricciones y el tipo de problema a resolver, para ello se crean los términos mínimo global y mínimo local, al tratarse de problemas lineales la existirá un punto óptimo único mientras que para problemas MINLP por su complejidad solo existirán puntos óptimos locales como solución.

### **3.7. APLICACIÓN**

El objetivo primordial de la ubicación óptima de potencia reactiva es suministrar la cantidad necesaria de potencia reactiva al sistema eléctrico para compensar los desequilibrios existentes, asegurando así una operación estable con un adecuado equilibrio entre la seguridad y los costos. Algunos enfoques emplean funciones multiobjetivo, como aquellos que combinan los costos variables y las pérdidas del sistema. La resolución del problema de ubicación de potencia reactiva ha sido objeto de una extensa investigación, y en la Tabla 1 se presentan algunos ejemplos de enfoques y métodos utilizados para abordar este desafío.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

Tabla 1 Diferente soluciones al problema de ORLP

Ref. No.	Año	Contribución	Sistema	Pérdidas de potencia activa	Costos de compensación	Índice de rendimiento de voltaje	Cargabilidad de la línea de transmisión	Tipo de problema
[18]	1987	Emplea una programación lineal con programación paramétrica para encontrar el número mínimo de unidades de generación de potencia reactiva necesarias.	IEEE 6 barras y IEEE 30 barras modificado	Si	No	Si	No	LP
[19]	2002	Utiliza un OPF basado en NLP rápido y con mayor precisión para la solución, que proporciona el reactivo mínimo requerido para cumplir con las restricciones de voltaje.	IEEE 118 barras	Si	Si	No	No	LP/NLP
[3]	2006	Aplicando la técnica de Branch and bound basada en un problema MINLP, maximiza las transferencias de potencia activa al considerar los costos de la compensación de potencia reactiva, su ubicación óptima y la cantidad de compensación en serie y en derivación.	IEEE 9 barras modificado	No	Si	No	Si	MINLP
[20]	2011	La aplicación de la Optimización por Enjambre de Partículas, demostró que es viable para el esquema de minimización de pérdidas y ubicación de compensación reactiva, además que es superior a la Programación Evolutiva en términos de minimización de pérdidas.	IEEE 30 barras	Si	Si	No	No	Avanzado
[21]	2015	El algoritmo de búsqueda del Cuckoo proporciona una mejor solución con un rendimiento superior en comparación con la optimización basada en el aprendizaje y enseñanza.	IEEE 30 barras y IEEE 57 barras	Si	Si	Si	No	Avanzado
[27]	2018	Este algoritmo genético ofrece la ubicación y dimensionamiento óptimos de potencia reactiva, teniendo en cuenta dispositivos FACTs como SVCs y STATCOMs.	IEEE 6 barras y IEEE 30 barras	No	Si	Si	Si	Avanzado

## **4. MATERIALES Y MÉTODOS**

En este capítulo, se aborda de manera eficiente la ubicación óptima de la compensación de potencia reactiva en el sistema eléctrico, se ha desarrollado un trabajo de investigación que se divide en tres secciones principales. El objetivo principal es diseñar un algoritmo multiobjetivo que permita mejorar la ubicación de las compensaciones reactivas, considerando múltiples criterios y restricciones específicas. Para lograr este objetivo, se utilizó un caso de estudio basado en el trabajo de [22], integrando el sistema de 138 kV y haciendo referencia al diagrama unifilar de CELEC-EP del año 2020, presente en el ANEXO B. Esto resultó en un modelo reducido del Sistema Nacional de Interconexión.

En la primera sección 4.1, establece la base teórica para comprender el problema de ubicación óptima de la compensación de potencia reactiva. En esta sección, se definen de manera clara los objetivos principales del algoritmo multiobjetivo y se detallan las restricciones técnicas, así como las limitaciones relacionadas con la capacidad de los dispositivos de compensación y los límites operativos del sistema. Estas restricciones son de vital importancia para garantizar el correcto funcionamiento y la viabilidad de las soluciones propuestas.

En la segunda sección 4.2, se aborda específicamente la determinación de los costos asociados a los equipos de compensación. Se describen las ecuaciones lineales utilizadas para calcular los costos totales, considerando tanto los costos fijos como los variables asociados a la potencia reactiva compensada y se detallan las fórmulas empleadas para la compensación capacitiva, reactiva y dinámica.

Finalmente, en la tercera sección 4.3, se presentan casos de estudio seleccionados que se utilizan para evaluar y validar el algoritmo de ubicación óptima de la compensación reactiva desarrollado. Estos casos se seleccionan cuidadosamente en base a su representatividad y complejidad en el contexto del sistema eléctrico nacional, permitiendo analizar escenarios que abarcan una carga mínima y una carga máxima.

### **4.1. ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN**

La ubicación óptima de potencia reactiva es un problema fundamental en el campo de la ingeniería eléctrica, ya que desempeña un papel crucial en la mejora del rendimiento y la eficiencia de los sistemas de energía eléctrica. La potencia reactiva es esencial para mantener la estabilidad del voltaje y garantizar un suministro de energía de calidad.

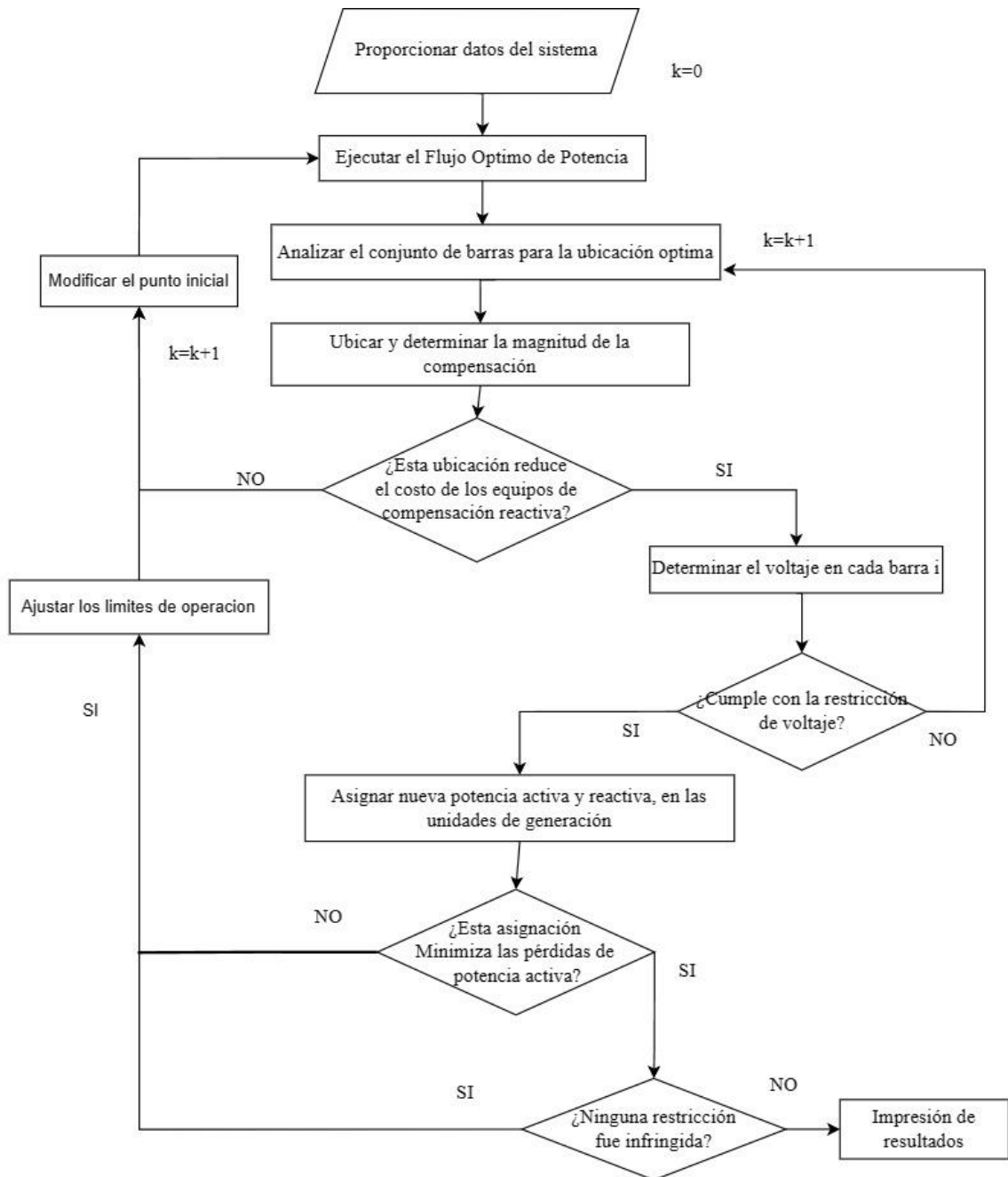


Figura 5 Diagrama de flujo del algoritmo multi objetivo

En el siguiente pseudocódigo se busca dar a entender cómo funciona el algoritmo planteado para encontrar la ubicación óptima de potencia reactiva en un sistema eléctrico y posteriormente profundizar en las partes que lo conforman.



Tabla 2 Pseudocódigo del algoritmo multiobjetivo

---

**Algoritmo multiobjetivo para la minimización de pérdidas de potencia activa y minimización de costos de ubicación óptima de potencia reactiva.**

---

**Paso 1:** Definición de las variables y parámetros a utilizar, así como conjuntos que se muestra en la nomenclatura. (parámetros de entrada y conjuntos)

**Paso 2:** Asignación de los valores de los parámetros.

**Paso 3:** Funciones objetivo a minimizar. (Ecuaciones (31) y (32))

**Paso 4:** Restricciones para la optimización. (igualdad y desigualdad) Ecuaciones (33) - (44)

**Paso 5:** Aplicar el solver KNITRO capaz de resolver un problema de optimización MINLP en AMPL.

**Paso 6:** Imprimir los resultados del algoritmo multiobjetivo.

---

#### 4.1.1. Funciones Objetivo

El primer objetivo es minimizar las pérdidas de energía en el sistema eléctrico, mejorando su eficiencia y evitando la disipación innecesaria de energía. Para ello, se utiliza un modelo matemático que representa las conexiones entre los nodos  $i$  y  $j$  del sistema, tal como se ilustra en la Figura 6.

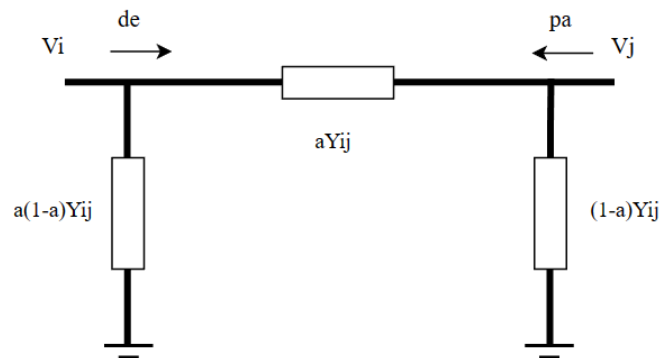


Figura 6 Modelo  $\pi$  del transformador [23]

En base al modelo  $\pi$  del transformador [23], se obtienen las ecuaciones (29) y (30), que representan a los flujos de entrada y salida de potencia activa.

$$Pde_i = a^2 V_i^2 g_{ij} - ag_{ij} V_i V_j \cos(\theta_{ij}) - ab_{ij} V_i V_j \sin(\theta_{ij}) \quad (29)$$

$$Ppa_i = g_{ij}V_j^2 - ag_{ij}V_iV_j\cos(\theta_{ij}) + ab_{ij}V_iV_j\sin(\theta_{ij}) \quad (30)$$

Finalmente, la ecuación (31) es una función objetivo compuesta por una suma de términos que considera la relación entre conductancia ( $g_{k,i,j}$ ), el voltaje ( $V_i$ ) y el ángulo de fase ( $\theta_i$ ) en las barras.

$$\min \sum_{k,i,j \in OL} \left( g_{k,i,j} * (a_{k,i,j}^2 * V_i^2 + V_j^2) - 2 * a_{k,i,j} * V_i * V_j * g_{k,i,j} * \cos(\theta_i - \theta_j + \phi_{k,i,j}) \right) \quad (31)$$

La segunda función objetivo se representa en la ecuación (32), la cual se compone de varias sumas ponderadas. Esta función se utiliza para calcular el valor mínimo en el problema de optimización, ya que minimiza los costos de los dispositivos de compensación reactiva. Dando como resultado:

$$\min \sum_{i \in OB} Qcostc_i + Qcostr_i + Qcostd_i + Qcostcins_i + Qcostrins_i \quad (32)$$

#### 4.1.2. Restricciones Operativas

Además de las funciones objetivo, existen restricciones clave que deben cumplirse en el sistema. La ecuación (33) garantiza el equilibrio entre la potencia activa generada, la potencia activa demandada en cada barra ( $i$ ) y los flujos de potencia activa en los ramales ( $k, i, j$ ). Mantener este equilibrio es esencial para asegurar un funcionamiento adecuado del sistema eléctrico.

De manera similar, la ecuación (34) representa otra restricción importante. Esta ecuación asegura el equilibrio entre la potencia reactiva generada, la potencia reactiva de compensación, la potencia reactiva demandada en cada barra ( $i$ ) y los flujos de potencia reactiva en los ramales ( $k, i, j$ ). Mantener un equilibrio adecuado de potencia reactiva es esencial para prevenir problemas como fluctuaciones de voltaje y pérdidas innecesarias en el sistema.

$$Pg_i - Pd_i - \sum_{k,i,j \in OL} Pde_{k,i,j} - \sum_{k,i,j \in OL} Ppa_{k,i,j} = 0 \quad \forall i \in OB \quad (33)$$

$$\begin{aligned}
 Qg_i - Qrins_i + Qcins_i + Qcomp_c_i - Qcompr_i + Qcomp_d_i \\
 - Qd_i - \sum_{k,i,j \in OL} Qde_{k,i,j} - \sum_{k,i,j \in OL} Qpa_{k,i,j} = 0 \quad \forall i \in OB
 \end{aligned} \quad (34)$$

Las ecuaciones (35), (36), (37) y (38) desempeñan un papel fundamental en el análisis del sistema. Las dos primeras, la ecuación (35) y la ecuación (36), son clave para evaluar la potencia activa y reactiva perdida en una línea de transmisión específica ( $k$ ) entre los nodos ( $j$ ) e ( $i$ ). La ecuación (35) permite calcular la potencia activa perdida, mientras que la ecuación (36) proporciona la potencia reactiva perdida en dicha línea.

Por otro lado, las ecuaciones (37) y (38) tienen un enfoque distinto, representando la potencia activa y reactiva inyectada en una línea de transmisión ( $k$ ) entre los nodos ( $j$ ) e ( $i$ ). A diferencia de las ecuaciones anteriores, estas ecuaciones consideran signos y coeficientes diferentes para el cálculo de la potencia inyectada. La ecuación (37) permite determinar la potencia activa inyectada, mientras que la ecuación (38) proporciona la potencia reactiva inyectada.

Es importante destacar que estas ecuaciones se derivan del modelo BIM [15], el cual es fundamental en el análisis de sistemas eléctricos.

$$\begin{aligned}
 Pde_{k,i,j} = g_{k,i,j} * a_{k,i,j}^2 * V_i^2 - a_{k,i,j} * V_i * V_j * g_{k,i,j} \\
 * \cos(\theta_i - \theta_j + \phi_{k,i,j}) - a_{k,i,j} * V_i * V_j * b_{k,i,j} \quad \forall k, i, j \in OL \quad (35) \\
 * \sen(\theta_i - \theta_j + \phi_{k,i,j})
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Qde_{k,i,j} = - (b_{k,i,j} + bshl_{k,i,j} * a_{k,i,j}^2 * V_i^2 - a_{k,i,j} * V_i * V_j * g_{k,i,j} \\
 * \sen(\theta_i - \theta_j + \phi_{k,i,j}) + a_{k,i,j} * V_i * V_j * b_{k,i,j} \quad \forall k, i, j \in OL \quad (36) \\
 * \cos(\theta_i - \theta_j + \phi_{k,i,j}))
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Ppa_{k,i,j} = g_{k,i,j} * V_i^2 - a_{k,i,j} * V_i * V_j * g_{k,i,j} \\
 * \cos(\theta_i - \theta_j + \phi_{k,i,j}) + a_{k,i,j} * V_i * V_j * b_{k,i,j} \quad \forall k, i, j \in OL \quad (37) \\
 * \sen(\theta_i - \theta_j + \phi_{k,i,j})
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Qpa_{k,i,j} = - (b_{k,i,j} + bshl_{k,i,j}) * V_i^2 - a_{k,i,j} * V_i * V_j * b_{k,i,j} \\
 * \cos(\theta_i - \theta_j + \phi_{k,i,j}) + a_{k,i,j} * V_i * V_j * g_{k,i,j} \quad \forall k, i, j \in OL \quad (38) \\
 * \sen(\theta_i - \theta_j + \phi_{k,i,j})
 \end{aligned}$$

Además, se han establecido restricciones en concordancia con los límites operativos establecidos por el ARCERNNR [8], con el objetivo de garantizar el funcionamiento adecuado del SEP. Estas restricciones abarcan varios aspectos críticos. En primer lugar, se requiere que el voltaje se mantenga dentro de un margen de  $\pm 5\%$  del valor nominal, lo que asegura la estabilidad del sistema. Además, se deben respetar los límites operativos de potencia activa y reactiva para cada generador, por último, se establecen restricciones en el flujo de potencia en las líneas, todo esto con el fin de evitar sobrecargas. Estas restricciones se expresan mediante ecuaciones específicas, como la ecuación (39) que establece los límites de voltaje, las ecuaciones (40) y (41) definen los límites operativos de potencia activa y reactiva respectivamente para cada generador, y finalmente las ecuaciones (42) y (43) que limitan el flujo de potencia en los ramales.

$$Vmin_i \leq V_i \leq Vmax_i \quad \forall i \in OB \quad (39)$$

$$Qgmin_i \leq Qg_i \leq Qgmax_i \quad \forall i \in OB \quad (40)$$

$$Pgmin_i \leq Pg_i \leq Pgmax_i \quad \forall i \in OB \quad (41)$$

$$Pde_{k,i,j}^2 + Qde_{k,i,j}^2 \leq Smax_{k,i,j}^2 \quad \forall k, i, j \in OL \quad (42)$$

$$Ppa_{k,i,j}^2 + Qpa_{k,i,j}^2 \leq Smax_{k,i,j}^2 \quad \forall k, i, j \in OL \quad (43)$$

Por último, la ecuación (44) limita la diferencia de ángulo de voltaje entre las barras. Esto es crucial para mantener una correcta sincronización y estabilidad en el sistema eléctrico.

$$-0.785 \leq \theta_i \leq 0.785 \quad \forall i \in OB \quad (44)$$

### 4.1.3. Restricciones de Compensación Reactiva

Para la instalación de equipos de compensación capacitiva, inductiva y dinámica, es esencial considerar dos aspectos fundamentales. En primer lugar, se deben contemplar tres niveles de voltaje definidos: 138 kV, 230 kV y 500 kV. Esto garantiza la adecuada adaptación de los equipos a las diferentes necesidades del sistema eléctrico. En segundo lugar, se establece la limitación de la compensación a configuraciones transversales. La instalación estratégica permite regular los niveles de voltaje y minimizar las pérdidas energéticas. Sin embargo, es importante destacar que, en el caso de barras de 500 kV, se instalara exclusivamente la compensación dinámica SVC. Esto se debe a que las barras de 500 kV son consideradas centros

de carga importantes, se justifica la instalación exclusiva de sistemas SVC según lo demuestra [24].

Dichos equipos de compensación reactiva están sujetos a diferentes restricciones operativas en el sistema eléctrico, lo que determina si pueden estar en operación o no. Estas restricciones se representan mediante ecuaciones que establecen los límites operativos de cada equipo en cada barra ( $i$ ). Además, la variable binaria  $W$  determina si el equipo puede ser instalado u operado, es decir, si toma un valor de 1, indica que el equipo puede estar en funcionamiento, y si toma un valor de 0, indica que el equipo no puede ser instalado u operado.

Las ecuaciones (45) hasta (54) definen los límites operativos de cada posible equipo en relación con la potencia reactiva.

Compensación Capacitiva:

$$Q_{comp_c_i} \leq Q_{cmax_i} \cdot W_{c_i} \quad \forall i \in OB \quad (45)$$

$$Q_{comp_c_i} \geq 0 \quad \forall i \in OB \quad (46)$$

Compensación Reactiva:

$$Q_{comp_r_i} \leq Q_{rmax_i} \cdot W_{r_i} \quad \forall i \in OB \quad (47)$$

$$Q_{comp_r_i} \geq 0 \quad \forall i \in OB \quad (48)$$

Compensación Dinámica "SVC":

$$Q_{comp_d_i} \leq Q_{dmax_i} \cdot W_{d_i} \quad \forall i \in OB \quad (49)$$

$$Q_{comp_d_i} \geq Q_{dmin_i} \cdot W_{d_i} \quad \forall i \in OB \quad (50)$$

Compensación Capacitiva Instalada:

$$Q_{cins_i} \leq Q_{cinsmax_i} \cdot W_{c_i} \quad \forall i \in OB \quad (51)$$

$$Q_{cins_i} \geq 0 \quad \forall i \in OB \quad (52)$$

Compensación Reactiva Instalada:

$$Qrins_i \leq Qrinsmax_i \cdot Wr_i \quad \forall i \in OB \quad (53)$$

$$Qrins_i \geq 0 \quad \forall i \in OB \quad (54)$$

Estas ecuaciones operativas y la variable binaria  $W$  son fundamentales para determinar la viabilidad y el funcionamiento de los equipos de compensación reactiva. Su correcta aplicación garantiza un equilibrio adecuado y una gestión eficiente de la potencia reactiva en el sistema eléctrico.

## 4.2. ANÁLISIS DE COSTOS

En este trabajo, los costos asociados con los equipos de compensación se determinan utilizando una ecuación (55). Esta ecuación permite calcular los costos totales considerando tanto los costos fijos ( $a$ ), los costos variables ( $b$ ) y ( $c$ ) representa los costos cuadráticos asociados con la compensación de potencia reactiva  $Q$ .

$$a + bQ + cQ^2 \quad (55)$$

### 4.2.1. Funciones de Costo de Bancos de Compensación Reactiva

Para la formulación de los costos de los bancos de compensación reactiva, se empleará una expresión lineal, representada por la ecuación (56). La variable ' $a$ ' representa los costos fijos, mientras que ' $b$ ' refleja los costos variables. La ecuación resultante es:

$$a + bQ \quad (56)$$

Esta expresión permite cuantificar de manera adecuada los costos asociados a la utilización de los dispositivos de compensación reactiva, considerando tanto los costos iniciales como aquellos que se incrementan en función de la cantidad de energía suministrada.

Según CELEC-EP [25], los costos de adquisición y montaje de los bancos de compensación varían en función de su nivel de voltaje y capacidad en MVar. Estos costos fijos se ilustran en la Tabla 3. Además [26], presenta los costos asociados a bancos de compensación inductiva como se muestra en la Tabla 4 proporcionando una referencia sobre los costos asociados a cada tipo de dispositivo de compensación.

Tabla 3 Costos de Compensación Capacitiva [25]

Tensión (kV)	Descripción	Suministro (kUS\$)	Montaje (kUS\$)	Total (kUS\$)
230	Banco 2x60 MVAR	1026.0	266.8	1292.8
	Banco 1x60 MVAR	513.0	133.4	646.4
138	Banco 3x25 MVAR	1041.0	270.0	1311.0
	Banco 2x25 MVAR	694.0	180.0	874.0
	Banco 1x25 MVAR	347.0	90.0	437.0
	Banco 2x30 MVAR	774.0	180.0	954.0
	Banco 1x30 MVAR	387.0	90.0	477.0
	Banco 2x12 MVAR	379.0	60.0	439.0
69	Banco 1x12 MVAR	189.5	30.0	219.5
	Banco 1x12 MVAR	118.0	30.0	148.0
	Banco 1x6 MVAR	70.0	30.0	100.0

Tabla 4 Costos de Compensación Inductiva [25]

Tensión (kV)	Descripción	Total (kUS\$)
230	Banco 3x25 MVAR	5240
138	Banco 1x30 MVAR	1705

Una vez obtenidos los costos fijos de los bancos de compensación, es necesario determinar los costos variables asociados a la cantidad de energía suministrada.

Para los costos variables de los bancos de compensación se toma como referencia a [27], donde establece que son de 4,9 US\$/kVAR y además se asume que no están influenciados por su nivel de voltaje. Una vez obtenidos los costos variables por unidad de energía para cada nivel de consumo, se realiza la multiplicación con la cantidad de energía suministrada por los dispositivos de compensación.

#### 4.2.2. Función de Costo de Compensación Dinámica “SVC”

Por otro lado, la compensación dinámica, representada por el "SVC" (Static Var Compensator), requiere una metodología de cálculo de costos ligeramente diferente. Debido a la

confidencialidad existente en la información del SNI en cuanto a costos, los autores proponen una estimación en función a los trabajos [21], [28], [29], esto da como resultado la siguiente ecuación:

$$127.08 + 0.351Q + 0.0003Q^2 \text{ US\$/kVAr} \quad (57)$$

Esta fórmula refleja la relación no lineal entre los costos y la potencia reactiva compensada dinámicamente.

### 4.3. CASOS DE ESTUDIO

Para la aplicación de un algoritmo de optimización multiobjetivo se eligieron dos casos de estudio representativos: el Sistema IEEE 14 Barras y el Sistema IEEE 30 Barras. Estos casos de estudio permiten validar el algoritmo y analizar su comportamiento ante diferentes condiciones operativas, como cambios en la carga y la demanda del sistema. Mediante el análisis, se busca demostrar la eficacia y robustez del algoritmo en la ubicación óptima de dispositivos de compensación reactiva para finalmente aplicarlo al SNI.

#### 4.3.1. Sistema IEEE 14 Barras.

El sistema de prueba IEEE de 14 barras es un sistema normalizado que tiene las características de contar con 5 generadores síncronos donde 3 de ellos están configurados como compensadores síncronos, teniendo en paralelo a la barra 9 un banco de capacitores con un valor preliminar de 19 MVA, por último, se encuentra a la barra 1 como barra slack usando como potencia base 100 MVA representado el diagrama en la Figura 7.

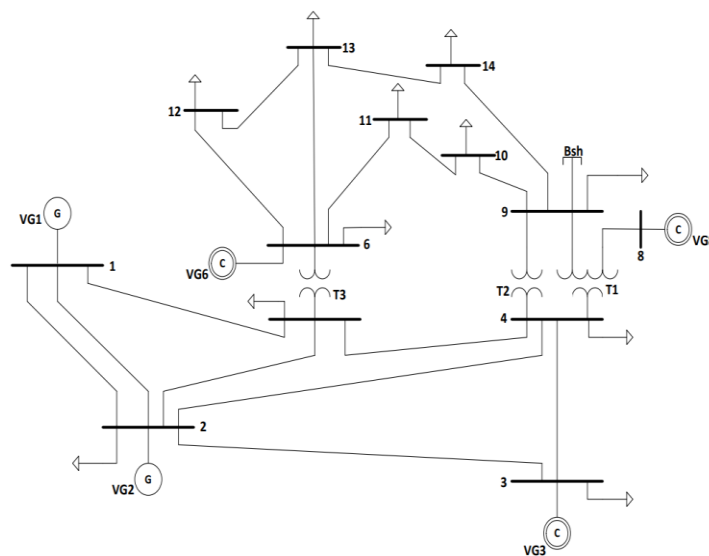


Figura 7 SEP IEEE 14 Barras [30]



### 4.3.2. Sistema IEEE 30 Barras

El sistema de pruebas IEEE 30 Barras, es un sistema eléctrico ampliamente utilizado en el campo de la ingeniería eléctrica para propósitos académicos y de investigación. Este sistema es un caso de estudio clásico que permite a los estudiantes y profesionales comprender y analizar los desafíos asociados con la operación y planificación de redes eléctricas de tamaño mediano.

Este sistema consta de seis generadores en el sistema, ubicados en las barras 1, 2, 5, 8, 11 y 13. Estos generadores representan las fuentes de energía que suministran electricidad a la red y tiene 24 cargas, así como 41 ramales, además de dos transformadores, ubicados en las barras 4 y 6 como se muestra en la Figura 8.

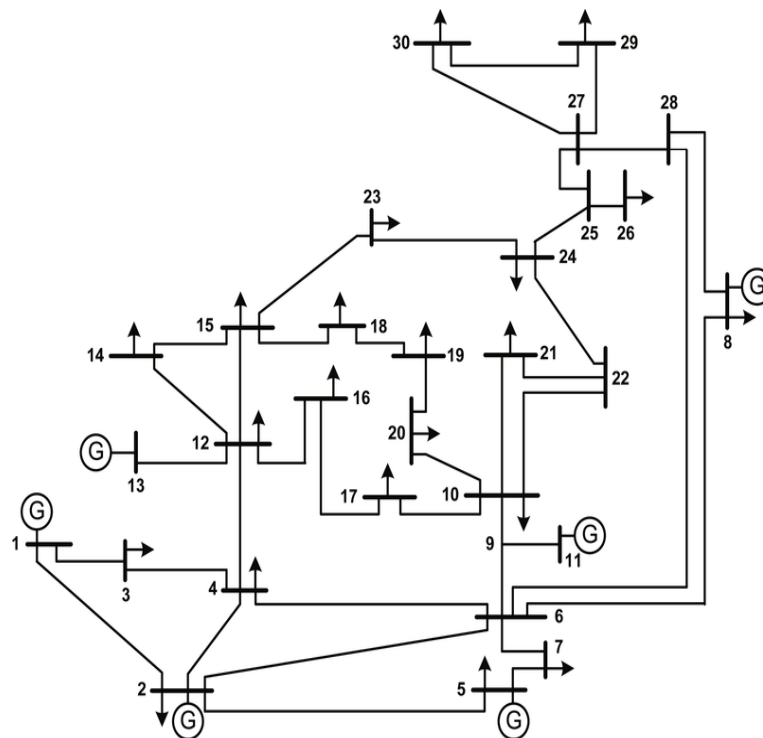


Figura 8 SEP IEEE 30 Barras [30]

### 4.3.3. Sistema Eléctrico Ecuatoriano

Los autores realizaron una ampliación del trabajo de [22], en donde se obtuvo el nuevo caso de estudio “SNI\_Reducido.pfd” que incorpora la topología del diagrama unifilar del año 2020 presente en el ANEXO C, para una extracción de los datos del sistema dentro del software DIgSILENT Power Factory, dichos datos se utilizaron para la construcción del conjunto de datos para la aplicación del algoritmo multiobjetivo. Para la elaboración de dicho conjunto de datos se consideran los siguientes elementos:

### **Barras**

Los datos de las barras del sistema se obtuvieron del ANEXO D donde se consideran 118 barras en total, las cuales operan en voltajes de 138kV, 230kV y 500 kV.

### **Generadores**

Los datos de los generadores del SNI, se obtuvieron del ANEXO D extraído del software DIgSILENT Power Factory, el sistema cuenta con 43 de estas unidades generadoras, los datos utilizados dentro del algoritmo son:

- Voltaje nominal.
- Potencia Nominal.
- Límites de operativos de potencia activa y reactiva.

Estos límites están descritos en el ANEXO D donde se considera un 22.44% de la potencia activa como límite inferior de la potencia reactiva según [31].

### **Transformadores**

Se utilizó la información obtenida en el ANEXO E para modelar los transformadores. Esta fuente proporcionó datos sobre los transformadores de potencia de 3 devanados de las principales subestaciones del SNI que en conjunto son 22, los datos utilizados son:

- Barras de conexión de HV Y LV.
- Potencia nominal.
- Resistencia y reactancia p.u.

### **Líneas de Transmisión**

El sistema de transmisión de Ecuador está compuesto por líneas de transmisión que operan en los voltajes ya indicados en el apartado de barras, en conjunto se consideran 178 líneas de transmisión. Para modelar cada una de estas líneas de transmisión, se utilizó la información descrita en el ANEXO E. Esta información incluye:

- Barras de conexión de y para.
- Resistencia, reactancia p.u.
- Capacidad máxima de la línea en MVA.

### **Compensación capacitiva y reactiva**

Para el modelamiento en AMPL de la compensación inductiva y reactiva, se utilizaron los datos de referencia en el ANEXO G, estos datos se integran dentro del conjunto de barras teniendo en cuenta los siguientes datos:

- Nivel de voltaje.
- Potencia instalada.
- Numero de pasos.

**Compensación estática variable de potencia reactiva (SVC)**

Además, se consideró el equipo de compensación SVC en la subestación Chorrillos, específicamente en la barra de 230 kV de igual forma que en el apartado para la compensación capacitiva y reactiva se toman los mismos dat

## 5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Previo a la utilización de este algoritmo en el caso de estudio del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, los autores buscan validar su eficacia mediante la aplicación en sistemas de prueba clásicos, como el sistema IEEE 14 barras e IEEE 30 barras. Este último cuenta con referencias de otros autores que han desarrollado una aplicación similar en cuanto a ubicación óptima de potencia reactiva.

### 5.1. IEEE 14 BARRAS

Para comenzar, se plantea la aplicación del algoritmo de optimización multiobjetivo en el Modelo de prueba IEEE 14 Barras, como se describe en el apartado metodológico. La Tabla 5 muestra las barras donde se observa una disminución en los valores iniciales de voltaje, desde la barra 6 a la 14 se evidencian una reducción del 6% al 8% respectivamente.

Tabla 5 Variación de perfiles de tensión en el caso IEEE 14 barras

Perfiles de tensión			
Barras	Valores iniciales	OPF compensado	% de variación
1	1.060	1.060	0
2	1.045	1.045	0
3	1.010	1.020	1
4	1.019	1.018	0
5	1.020	1.022	0
6	1.070	1.010	-6
7	1.062	1.001	-6
8	1.090	1.010	-8
9	1.056	0.989	-7
10	1.051	0.985	-7
11	1.057	0.994	-6
12	1.055	0.995	-6
13	1.050	0.991	-6
14	1.036	0.979	-6

Tabla 6 Compensación necesaria en el caso IEEE 14 barras

Compensación	
Barra	MVar
14	5.762

La Tabla 6 corresponde a la ubicación y dimensionamiento óptimo a utilizar para dichos resultados visto en los perfiles de voltaje.

## 5.2. IEEE 30 BARRAS

Se procede con el caso del Modelo IEEE 30 Barras, lo que permite validar el algoritmo en base a los trabajos [20] y [21]. Como resultado se obtiene la Tabla 7 la cual muestra claramente el nuevo perfil de voltaje una vez que se ha incorporado la compensación reactiva.

Tabla 7 Perfiles de voltaje del caso Sistema IEEE 30

Perfiles de tensión			
Barras	Valores iniciales	OPF compensado	% de variación
1	1.060	1.060	0
2	1.043	1.045	0
3	1.021	1.030	1
4	1.012	1.022	1
5	1.010	1.010	0
6	1.010	1.015	0
7	1.002	1.005	0
8	1.010	1.010	0
9	1.051	1.027	-2
10	1.045	1.005	-4
11	1.082	1.082	0
12	1.057	1.029	-3
13	1.071	1.071	0
14	1.042	1.012	-3
15	1.038	1.006	-3
16	1.045	1.011	-3
17	1.040	1.002	-4
18	1.028	0.993	-4
19	1.026	0.989	-4
20	1.030	0.992	-4
21	1.033	0.992	-4
22	1.033	0.993	-4
23	1.027	0.992	-4
24	1.021	0.981	-4
25	1.017	0.988	-3
26	1.000	0.970	-3
27	1.023	1.001	-2
28	1.007	1.011	0
29	1.003	0.989	-1
30	0.992	0.987	-1

La comparación de los resultados obtenidos por el algoritmo con los trabajos previos se muestra en la Tabla 8. Los resultados demuestran que tanto la ubicación como el costo son muy similares, lo que valida la efectividad del algoritmo.

Tabla 8 Costo y ubicación óptima de potencia reactiva en el caso IEEE 30 Barras comparado con [21]

	Compensación		
	Barra	MVAr	Costo (k\$)
<b>Propuesta</b>	30	5.025	128.91
[21]	30	7.316	129.62

### 5.3. IEEE 30 BARRAS MODIFICADO (DEMANDA MÁXIMA)

Además, se generaron casos modificados para evaluar el comportamiento del algoritmo en situaciones de carga máxima y mínima. La Tabla 9 muestra el perfil de voltaje resultante, destacando principalmente una disminución de la tensión en las barras debido al aumento de la demanda del sistema en un 25%.

Tabla 9 Perfiles de tensión cuando el sistema IEEE30 Barras está a máxima carga

Barras	Valores iniciales	OPF compensado	% de variación
1	1.060	1.060	0
2	1.043	1.045	0
3	1.021	1.027	1
4	1.012	1.019	1
5	1.010	1.010	0
6	1.010	1.013	0
7	1.002	1.001	0
8	1.010	1.010	0
9	1.051	1.022	-3
10	1.045	0.997	-5
11	1.082	1.082	0
12	1.057	1.023	-3
13	1.071	1.071	0
14	1.042	1.003	-4
15	1.038	0.996	-4
16	1.045	1.003	-4
17	1.040	0.993	-5
18	1.028	0.980	-5
19	1.026	0.975	-5
20	1.030	0.980	-5
21	1.033	0.982	-5

Barra	Valores iniciales	OPF compensado	% de variación
22	1.033	0.983	-5
23	1.027	0.981	-5
24	1.021	0.972	-5
25	1.017	0.992	-3
26	1.000	0.970	-3
27	1.023	1.016	-1
28	1.007	1.011	0
29	1.003	0.991	-1
30	0.992	0.976	-2

Tabla 10 Compensación necesaria para un escenario de máxima demanda del sistema IEEE 30 Barras

Compensación		
Barra	MVAr	Costo (k\$)
27	14.96	131.94

La Tabla 10 muestra que la compensación necesaria en este caso aumenta y su ubicación se modifica para mantener los niveles de tensión dentro de los límites establecidos, con un costo total de 131.94 k\$.

#### 5.4. IEEE 30 BARRAS MODIFICADO (DEMANDA MÍNIMA)

Cuando se produce una reducción del 25% en la carga del sistema modificado, los voltajes tienden a aumentar, lo que requerirá el control mediante la instalación de dispositivos de compensación inductiva. La Tabla 11 muestra que se logra una reducción del 3% en los voltajes con la implementación de la compensación.

Tabla 11 Perfiles de tensión cuando el sistema IEEE30 Barras está a mínima carga

Perfiles de tensión			
Barras	Valores iniciales	OPF compensado	% de variación
1	1.060	1.060	0
2	1.043	1.045	0
3	1.021	1.030	1
4	1.012	1.023	1
5	1.010	1.010	0
6	1.010	1.016	1
7	1.002	1.008	1
8	1.010	1.010	0

Barra	Valores iniciales	OPF compensado	% de variación
9	1.051	1.030	-2
10	1.045	1.010	-3
11	1.082	1.082	0
12	1.057	1.022	-3
13	1.071	1.071	0
14	1.042	1.010	-3
15	1.038	1.005	-3
16	1.045	1.011	-3
17	1.040	1.006	-3
18	1.028	0.997	-3
19	1.026	0.995	-3
20	1.030	0.998	-3
21	1.033	0.999	-3
22	1.033	1.000	-3
23	1.027	0.995	-3
24	1.021	0.988	-3
25	1.017	0.988	-3
26	1.000	0.974	-3
27	1.023	0.995	-3
28	1.007	1.012	0
29	1.003	0.979	-2
30	0.992	0.971	-2

Tabla 12 Compensación necesaria para un escenario de mínima demanda del sistema IEEE 30 Barras

Compensación		
Barra	MVAr	Costo (k\$)
3	-4.26	128.68
12	-19.29	133.27

En este caso, se observa que es necesario incorporar inductores en dos barras, específicamente en la barra 3 y 12, según se indica en la Tabla 12. Además, este sería el caso que representa la mayor inversión para el sistema, con un costo de 261.95 k\$, ya que no se trata únicamente de la instalación de un dispositivo de compensación.

## 5.5. SNI

En el caso de estudio del sistema eléctrico ecuatoriano, se aplicará el algoritmo considerando dos escenarios: demanda mínima y demanda máxima. Estos valores de carga se encuentran



descritos en el ANEXO F y fueron obtenidos a partir de la carga inicial a un 50% y 125%, respectivamente.

#### **5.5.1. Escenario de Demanda Máxima**

Una vez obtenidos los resultados en este escenario, la Figura 9 y Figura 10 muestran el comportamiento del perfil de voltaje en las barras del SNI, con los voltajes iniciales en color azul y los voltajes después de aplicar el algoritmo en color naranja. La mayoría de los voltajes cumplen con los niveles establecidos entre 0.95 y 1.05 p.u., pero algunas barras, como Jivino 230kV, Posorja 138kV y Shushufindi 230kV, violan las restricciones iniciales. Tras la aplicación del algoritmo, los voltajes se corrigen a 0.96, 0.965 y 0.95, respectivamente

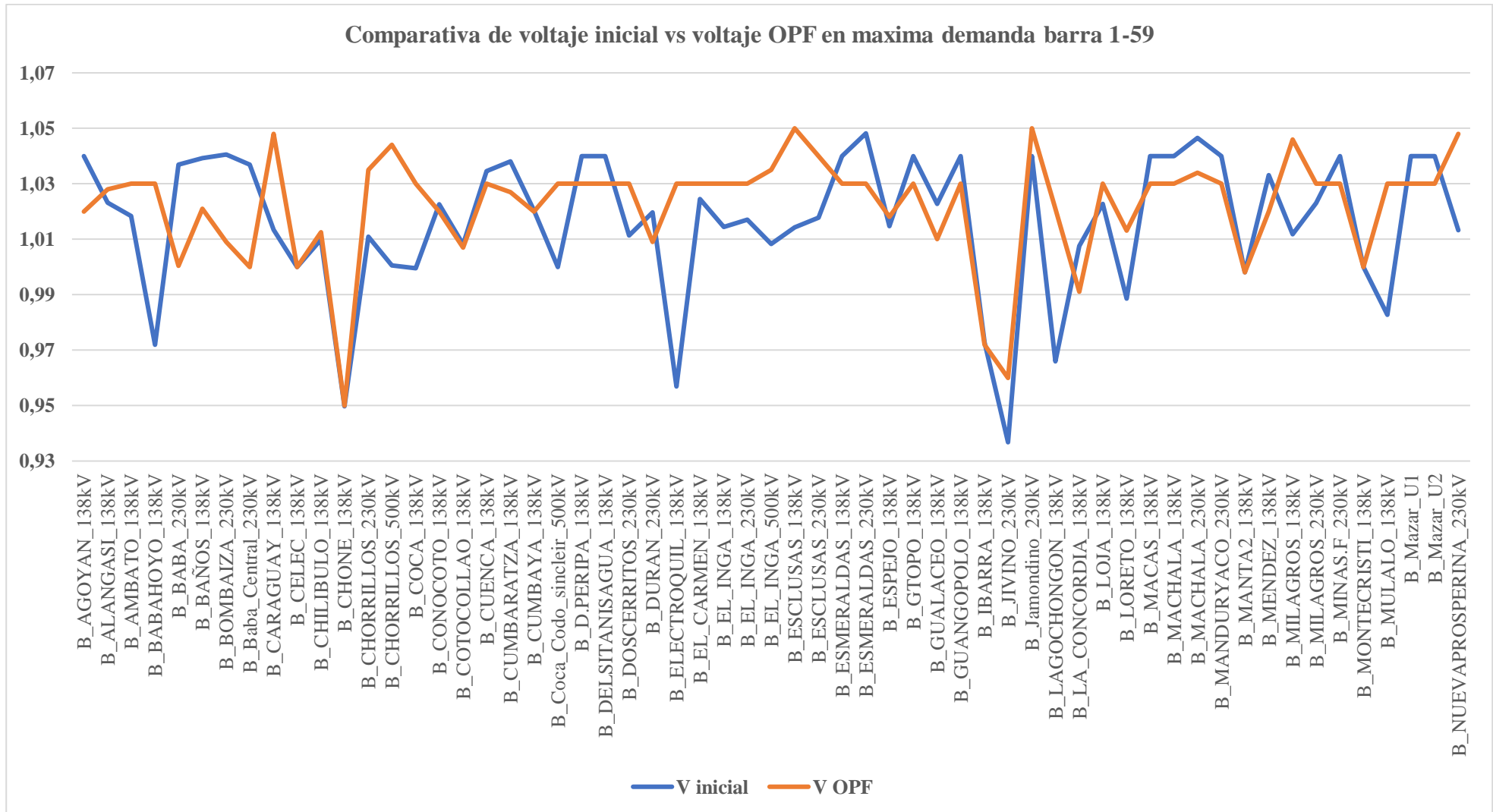


Figura 9 Comparativa Voltaje carga máxima barra 1-59

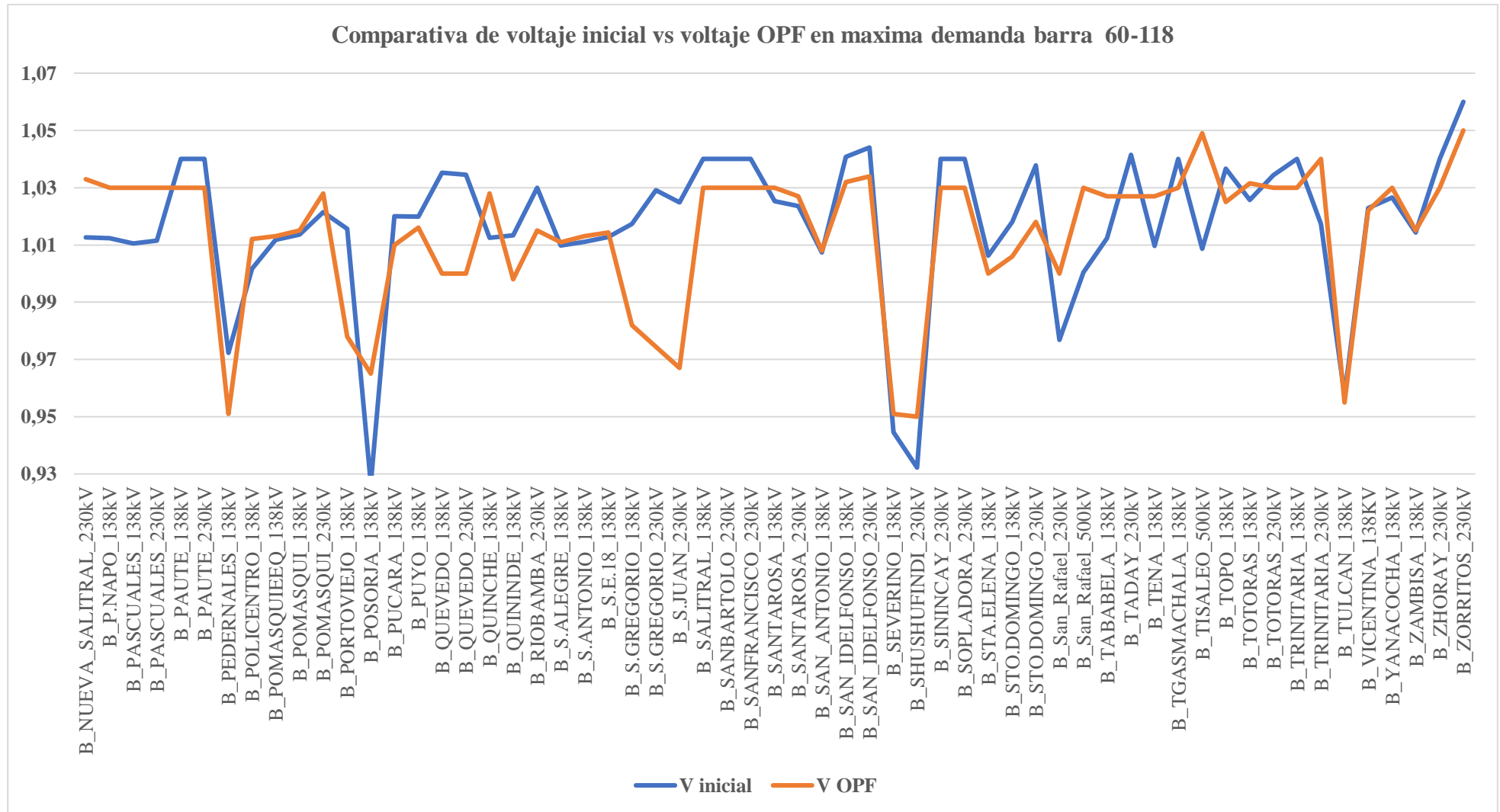


Figura 10 Comparativa Voltaje carga máxima barra 60-118

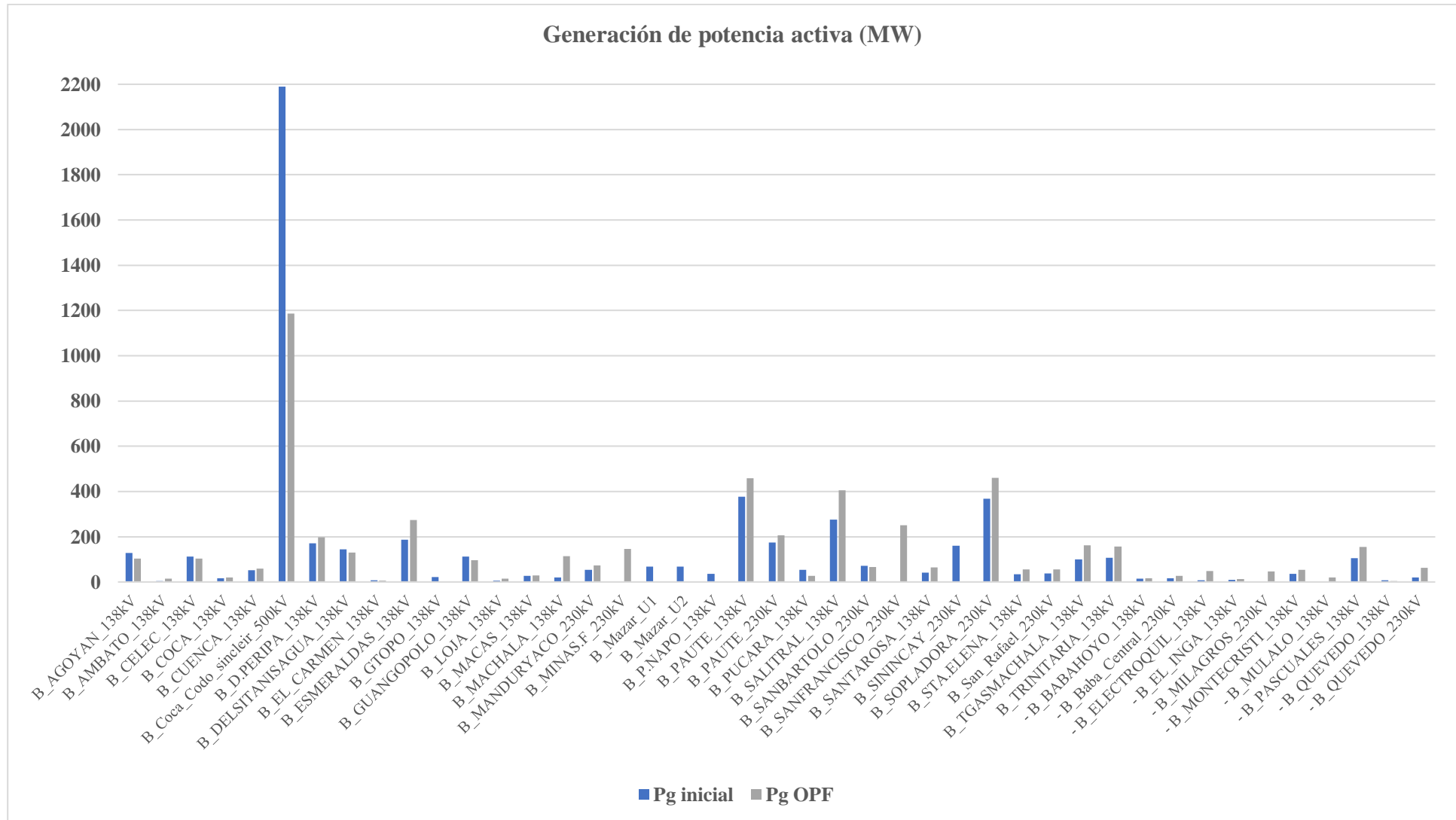


Figura 11 Comparativa de generación activa en máxima demanda

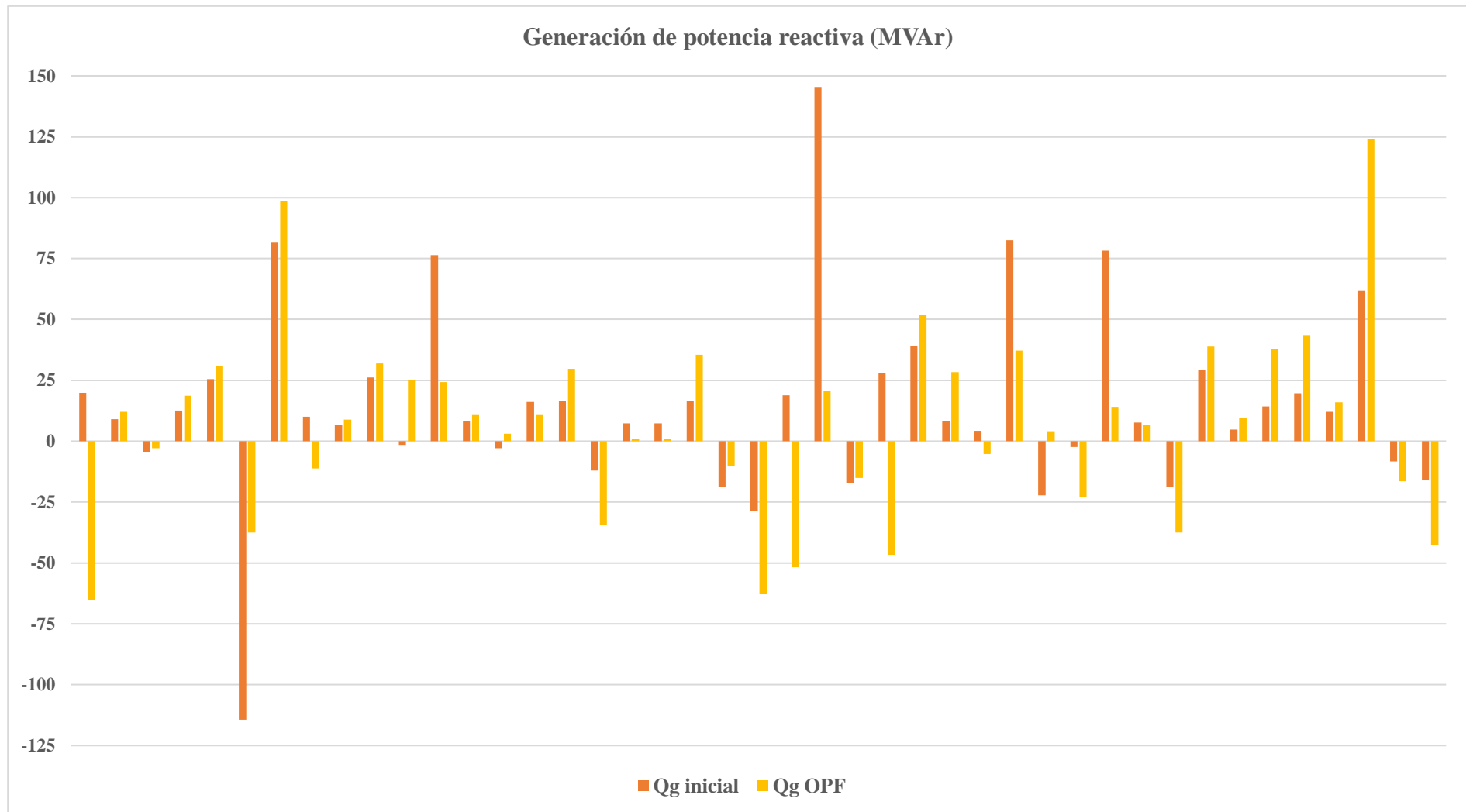


Figura 12 Comparativa de generación reactiva en máxima demanda

Para obtener los nuevos perfiles de voltaje, el algoritmo propone una nueva generación de potencia activa y reactiva, tal como se refleja en las Figura 11.y Figura 12, estos datos están detallados en el ANEXO I. La diferencia en la generación inicial para este escenario de operación se manifiesta en la condición de la barra slack, donde se encuentra la generación de Coca Codo Sinclair. Inicialmente, esta barra contribuye con una generación de 2189.94 MW. Sin embargo, con la nueva asignación de potencia impulsada por el algoritmo, este generador disminuye su generación a 1185.52 MW reorganizando la generación en todo el sistema. Dicha solución, logra una disminución del 0.972% en todo el sistema, equivalente a, 52.878 MW de potencia activa.

Para cumplir con el primer objetivo del algoritmo, que es reducir las pérdidas de potencia activa en el sistema, la Tabla 13 ilustra claramente una notable reducción del 34.7% en las pérdidas, lo que respalda y fortalece los resultados obtenidos a través de la aplicación de este algoritmo.

Tabla 13 Perdidas de potencia activa en caso máxima demanda

	<b>Generación (MW)</b>	<b>Demanda (MW)</b>	<b>Perdida (MW)</b>	<b>Reducción %</b>
<b>INICIAL</b>	5437.128	5285.117	152.011	0
<b>OPF</b>	5384.25	5285.117	99.133	34.785%

Para cumplir con el segundo objetivo, este se divide en dos aspectos: la compensación instalada y las nuevas opciones. El primero, únicamente considera la capacidad instalada en cada subestación que entra en operación con nueva potencia asignada en los generadores y el valor óptimo en el caso de incorporar SVCs, haciendo referencia a la Tabla 14, ya que determinar con precisión el valor aproximado para cada subestación resulta complicado, dado el desconocimiento de la cantidad de pasos y bancos de compensación instalados.

Tabla 14 Bancos de capacitores operativos y su ubicación

<b>Barra de ubicación</b>	<b>Capacidad instalada (MVar)</b>	<b>SVC (MVar)</b>
B_CARAGUAY_138kV	48	45.62
B_CHORRILLOS_230kV	120	78.81
B_ESCLUSAS_138kV	30	23.68
B_ESCLUSAS_230kV	120	120
B_LOJA_138kV	12	12
B_MILAGROS_230kV	12	12
B_NUEVAPROSPERINA_230kV	120	120

Barra de ubicación	Capacidad instalada (MVar)	SVC (MVar)
B_POSORJA_138kV	12	12
B_S.GREGORIO_138kV	30	13.22
B_SANTAROSA_138kV	80	80
B_SHUSHUFINDI_230kV	40	15.9
<b>Total</b>	<b>624</b>	<b>527.30</b>

El segundo aspecto, presenta los bancos de compensación capacitiva adicionales, detallados en la Tabla 15. Para este análisis se consideraron los valores de los bancos capacitivos y el valor óptimo en el caso de incorporar SVCs. El costo de inversión para los 11 bancos de capacitores es de 8924.8 kUSD. Es importante señalar que la potencia mencionada en la barra de Zorritos 230 kV representa la potencia suministrada a través de la interconexión Ecuador-Perú.

Tabla 15 Compensación capacitiva para caso de máxima demanda

Barra de ubicación	Banco nuevo (MVar)	SVC (MVar)
B_AMBATO_138kV	2x30	60
B_BABAHOYO_138kV	2x30	46.76
B_ELECTROQUIL_138kV	2x30	60
B_LAGOCHONGON_138kV	1x30	10.06
B_MILAGROS_138kV	2x30	60
B_MULALO_138kV	2x30	44.98
B_SEVERINO_138kV	1x30	8.4
B_TOTORAS_138kV	2x30	60
B_TOTORAS_230kV	2x60	74.32
B_YANACOCCHA_138kV	2x30	35.76
B_ZORRITOS_230kV	1x60	10.99
<b>Total</b>	<b>660</b>	<b>471.27</b>

A partir de los datos de la Tabla 15, se ha verificado que su implementación en el sistema cumple con los límites predefinidos. Este hecho se respalda con las capturas de pantalla presentes en el ANEXO K, donde se exhiben las simulaciones realizadas en DIgSILENT PowerFactory con una carga máxima.

### 5.5.2. Escenario de Demanda Mínima

En el análisis de este escenario, se procedió inicialmente a reducir la demanda base del caso de estudio del SNI en un 75%. Dicha reducción se realizó considerando que el algoritmo ejecuta una nueva asignación de potencia activa y reactiva de los generadores, lo que permitió manejar con éxito esta disminución de carga. Con el propósito de verificar si el algoritmo incorpora reactores en situaciones de baja demanda, se redujo la carga en un 50%.

En el análisis de esta situación, se consideró una disminución del 50% en la demanda base del sistema SNI. Esta adaptación se llevó a cabo teniendo en cuenta que el algoritmo ajusta los nuevos valores de potencia activa y reactiva de los generadores, lo que permite gestionar de manera eficaz esta reducción en la carga. Asimismo, se llevó a cabo una evaluación de la capacidad del algoritmo para incorporar reactores en situaciones de baja demanda.

De manera similar al escenario de máxima demanda, se observa una infracción en algunas barras con respecto a los límites de voltaje establecidos entre 0.95 y 1.05 p.u. Esto ocurre en las barras de Gualaceo 138kV, Macas 138kV, Méndez 138kV y Zorritos 230kV, que exceden el límite superior con voltajes de 1.079, 1.077, 1.079 y 1.06 p.u., respectivamente. Sin embargo, después de la implementación del algoritmo, estos voltajes fueron ajustados a 1.029, 1.03, 1.03 y 1.05, respectivamente como se muestra en la Figura 13 y Figura 14.



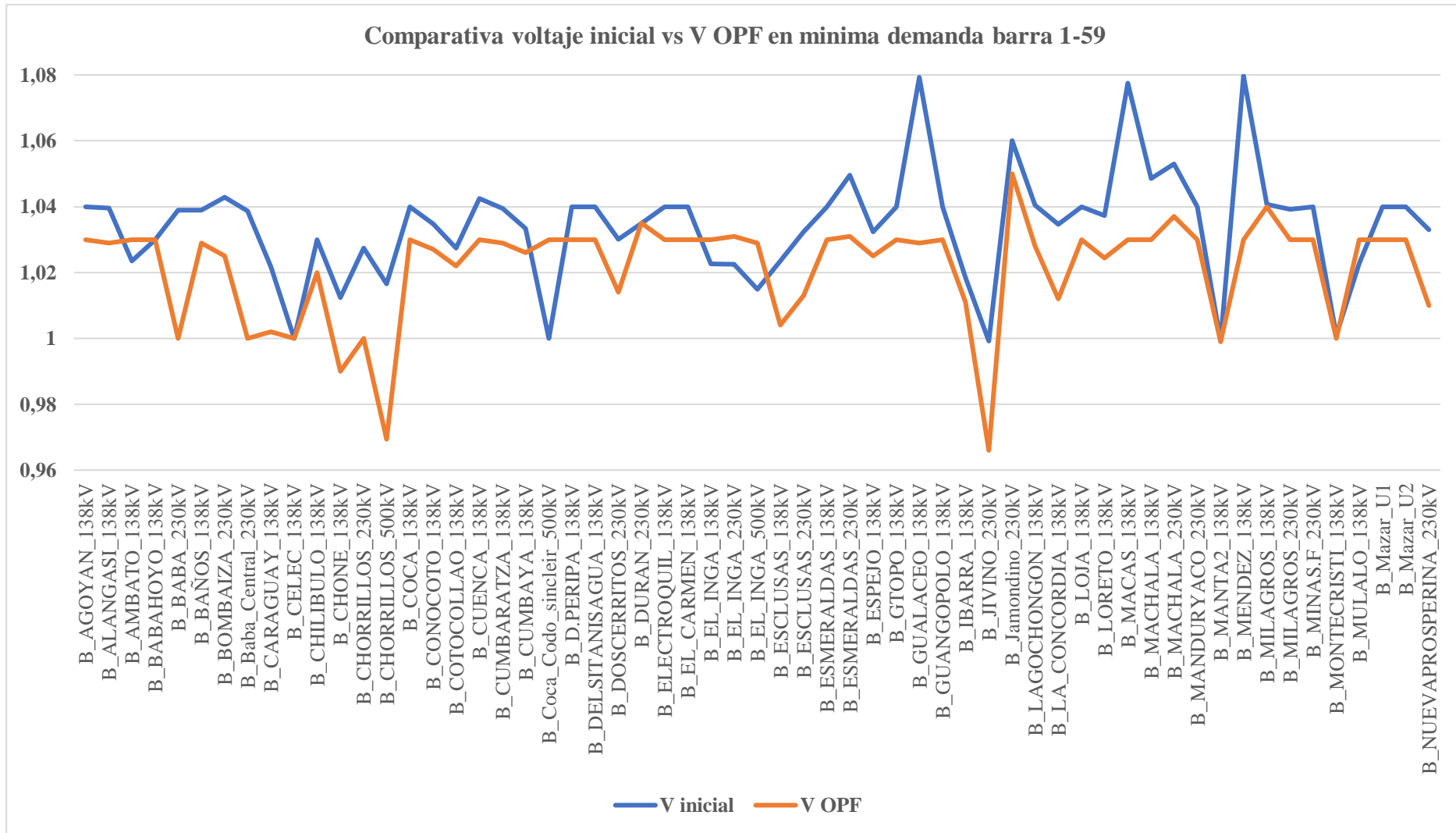


Figura 13 Comparativa Voltaje carga mínima barra 1-59

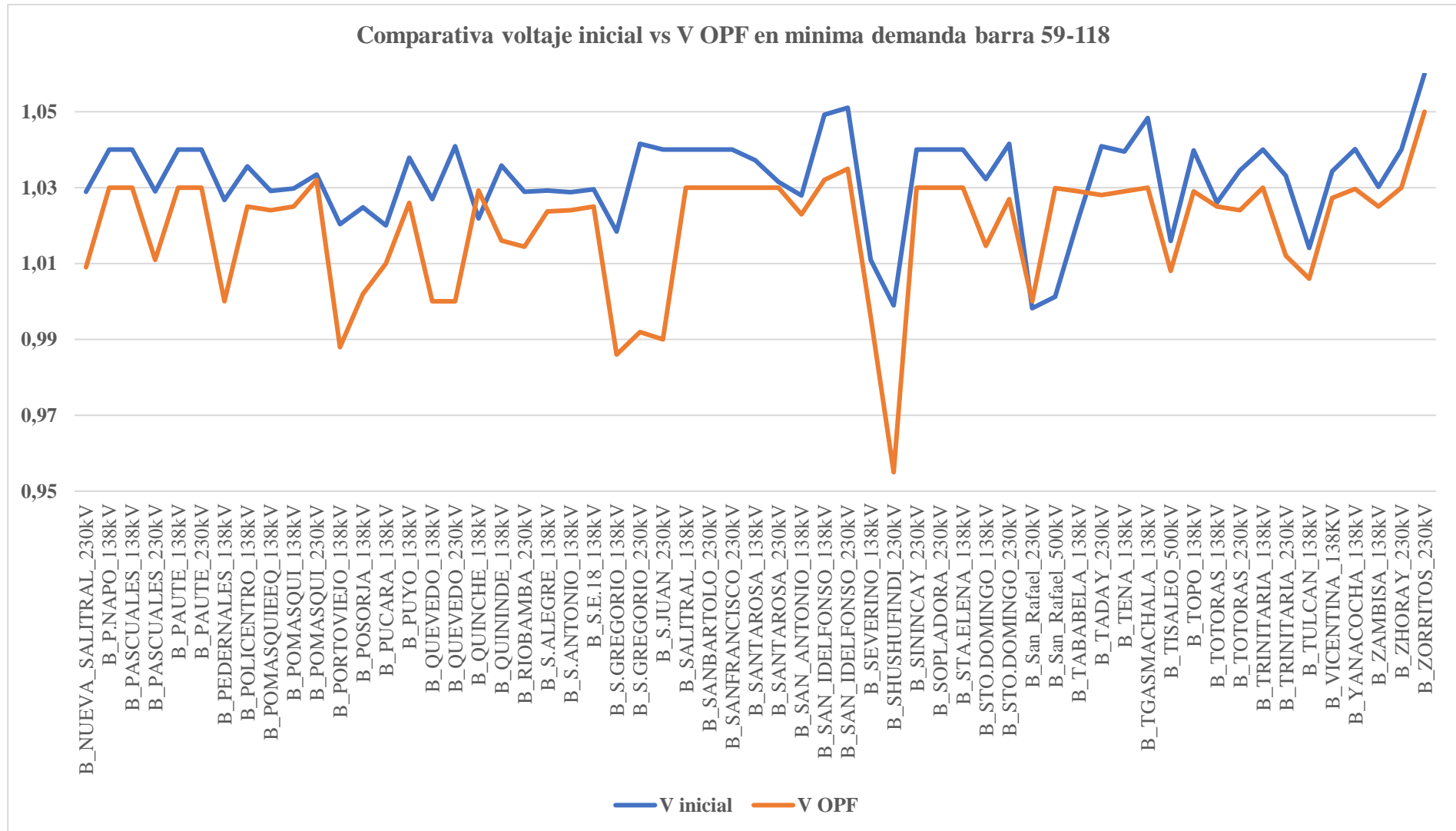


Figura 14 Comparativa Voltaje carga mínima barra 60-118

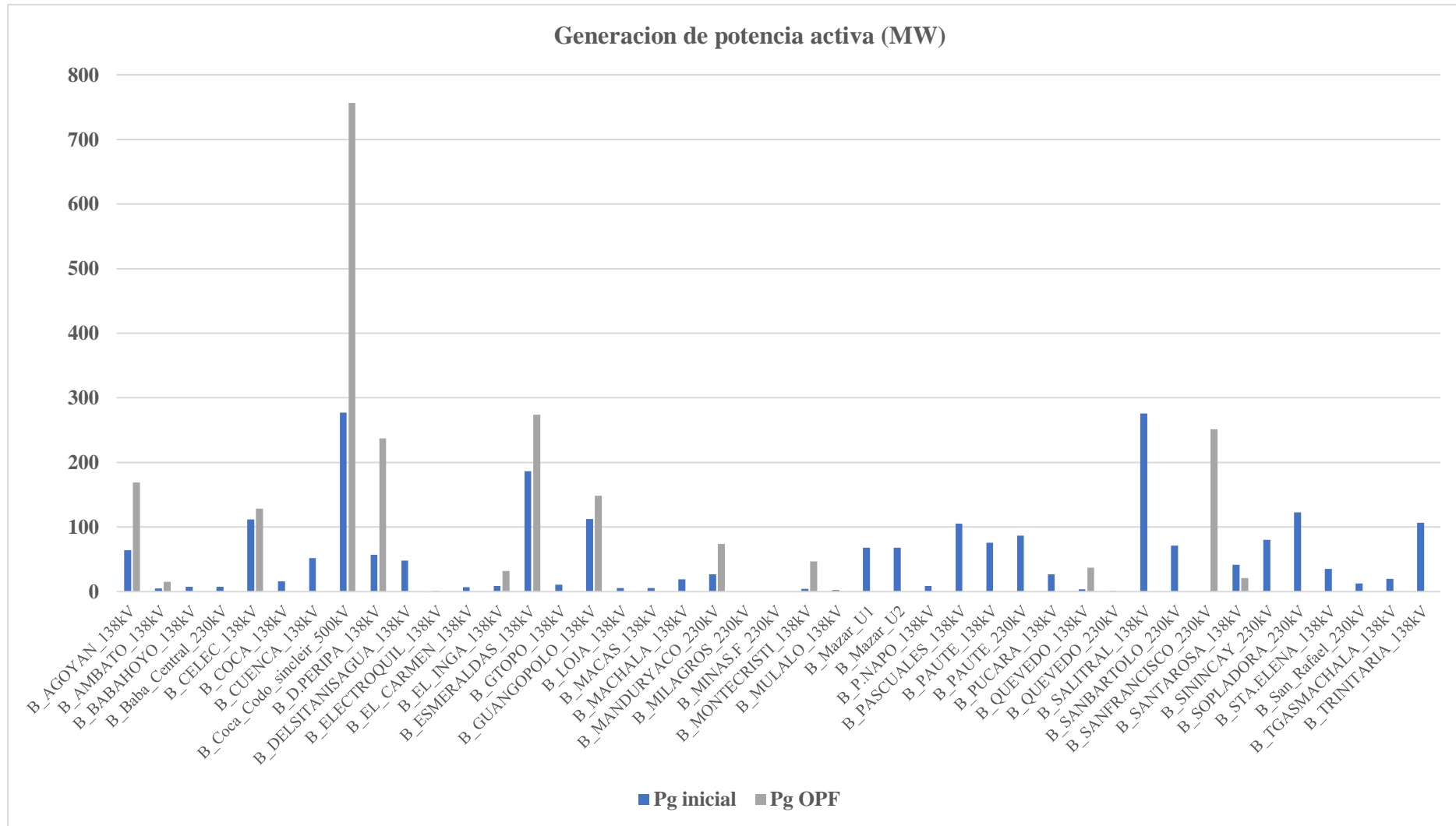


Figura 15 Comparativa de generación activa en mínima demanda

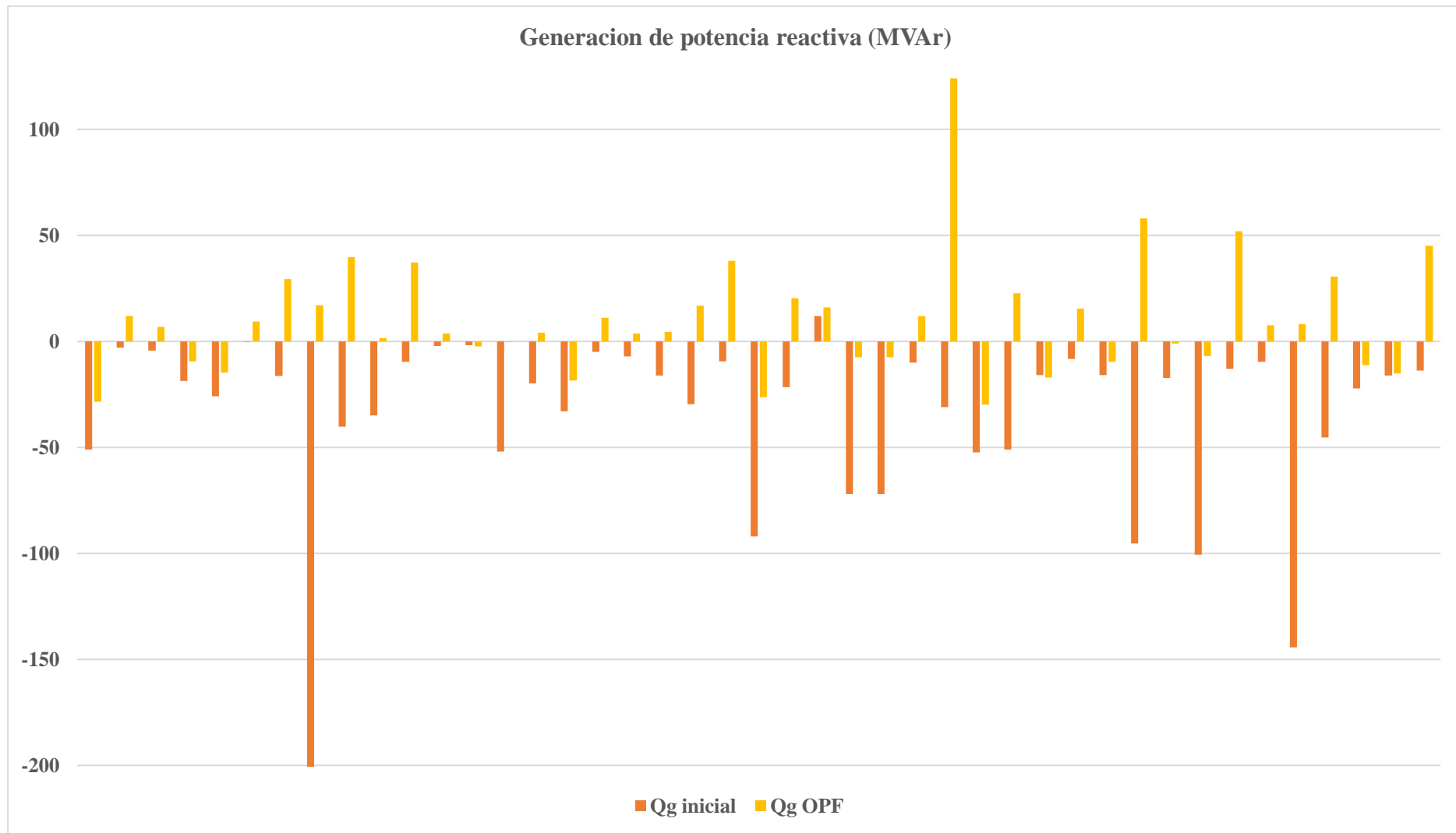


Figura 16 Comparativa de generación reactiva en mínima demanda

La diferencia más notable entre el punto inicial y el proporcionado por el algoritmo de optimización, es la condición de la barra slack donde se encuentra la generación de Coca Codo Sinclair. Al inicio, esta barra contribuye con una generación de 277.17 MW. Sin embargo, con la generación propuesta por el algoritmo, este generador se convierte en el soporte principal del sistema eléctrico, aportando 756.61 MW y redistribuyendo la generación en todo el sistema. En consecuencia, la suma total de potencia activa entregada inicialmente es de 2242.77 MW, mientras que al aplicar el algoritmo se reduce a 2150.63 MW, representando una disminución del 4.1%, equivalente a 95.893 MW representado en la Figura 15.

Para cumplir con el primer objetivo del algoritmo en el escenario de demanda mínima, en la Tabla 16 se puede observar que se ha logrado una reducción del 58.74% comparado con las pérdidas iniciales del sistema.

Tabla 16 Perdidas de potencia activa en caso mínima demanda

	<b>Generación (MW)</b>	<b>Demanda (MW)</b>	<b>Perdida (MW)</b>	<b>Reducción %</b>
<b>INICIAL</b>	2242.7203	2114.047	128.673	0
<b>OPF</b>	2190.63	2114.047	76.583	58.74%

El sistema eléctrico cuenta con dispositivos de compensación capacitiva e inductiva ya instalada, cuya influencia será utilizada en el escenario de demanda mínima, de manera similar a lo detallado en el escenario de máxima demanda la Tabla 17 indica la capacidad instalada en cada una de las barras, así como el valor optimo necesario en dicha barra.

Tabla 17 Bancos de capacitores e inductivos operativos y su ubicación

<b>Barra</b>	<b>Capacidad instalada (MVar)</b>		<b>SVC (MVar)</b>
B_CHORRILLOS_230kV	0	-120	-87.73
B_CHORRILLOS_500kV	0	-240	-240
B_LOJA_138kV	12	0	8.37
B_MILAGROS_230kV	12	0	12
B_PASCUALES_138kV	120	0	64.24
B_POLICENTRO_138kV	12	0	12
B_POMASQUI_230kV	0	-25	-25
B_TISALEO_500kV	0	-180	-9.56

Para este caso a más de los reactores ya instalados en el sistema fue necesario la implementa de dos nuevos reactores, así como 4 bancos de capacitores y un SVC como se indica en las Tabla 18 y Tabla 19, con una inversión de 15862.8 kUSD.

Tabla 18 Compensación capacitiva para el caso de mínima demanda

<b>Compensación capacitiva</b>		
<b>Barra</b>	<b>Banco nuevo (MVar)</b>	<b>SVC (MVar)</b>
B_AMBATO_138kV	2X30	60
B_DURAN_230kV	2X60	69.02
B_MILAGROS_138kV	2X30	43.28
B_MULALO_138kV	1X30	18.22
<b>Total</b>	<b>270</b>	<b>190.52</b>

Tabla 19 Compensación inductiva para el caso mínima demanda

<b>Compensación inductiva</b>		
<b>Barra</b>	<b>Banco nuevo (MVar)</b>	<b>SVC (MVar)</b>
B_BABA_230kV	3X25	30
B_PUCARA_138kV	1X30	30
B_SHUSHUFINDI_230kV	3X25	70.33
<b>Total</b>	<b>180</b>	<b>130</b>

Siguiendo un enfoque similar al escenario de máxima demanda, mediante la información recopilada en la Tabla 17, Tabla 18 y Tabla 19, se ha corroborado que la incorporación de estas medidas dentro del sistema eléctrico cumple con los límites predefinidos. Este respaldo se encuentra respaldado por las capturas de pantalla presentes en el ANEXO L, donde se exhiben las simulaciones efectuadas en DIGSILENT PowerFactory bajo una carga mínima.

## **6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Al finalizar este trabajo de investigación se presenta en este capítulo las conclusiones y recomendaciones.

### **6.1. CONCLUSIONES**

La implementación del algoritmo multiobjetivo en el sistema eléctrico ecuatoriano, ha demostrado que, mediante una generación adecuada y la instalación estratégica de compensación de potencia reactiva, se logra mejorar los perfiles de tensión manteniéndolos dentro de los límites establecidos. Esta estrategia no solo mejora la estabilidad de voltaje, sino también contribuye a la reducción de las pérdidas de potencia activa en el sistema.

El algoritmo se plantea como un problema no lineal entero mixto, que permite ubicar de forma óptima, equipos de potencia compensación reactiva, en base a un proceso de optimización que minimiza el costo de inversión y las pérdidas de potencia activa, considerando criterios económicos, técnicos y restricciones de calidad y seguridad.

La propuesta se validó con el sistema de prueba IEEE 30 barras y con escenarios de demanda máxima y mínima, obteniendo buenos resultados, que cumplieron el objetivo de mantener los perfiles de tensión de las barras dentro del rango de calidad de voltaje.

El algoritmo se aplicó al sistema nacional interconectado reducido, basado en el diagrama unifilar de CELEC-EP del año 2020, obteniendo resultados favorables. Esta tesis, ubica los equipos de compensación reactiva en las barras de 138 kV como: Ambato, Babahoyo, Electroquil, Lagochongon, Milagros, Mulalo, Severino, Totoras, Yanacocha, Pucara y en las barras de 230 kV como Totoras, Zorritos, Duran, Baba, Shushufindi.

En ambos escenarios de demanda, se observa un patrón similar en la nueva generación propuesta por el algoritmo de optimización. Esta solución resulta en una menor generación inicial y en una distribución más eficiente de la potencia activa y reactiva, lo que conduce a una reducción de las pérdidas activas del 34.7% con relación al caso inicial en el escenario de máxima demanda y del 58.74% con relación al caso inicial en el escenario demanda mínima. Estas cifras se traducen en 52.88 MW y 52.093 MW de reducción de pérdidas, respectivamente.

## **6.2. RECOMENDACIONES**

Recolectar toda la información necesaria para la modelación de los sistemas a evaluar.

En futuras trabajos de investigación este trabajo de titulación puede ser punto de partida para estudios eléctricos como: Despacho económico del SNI, Proyecciones de la demanda del SNI, etc.



## 7. REFERENCIAS

- [1] Soto A, “Localización digital de capacitores en un sistema de potencia”, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 1975. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6524/1/T1216.pdf>
- [2] Chamorro V, “Mitigación de pérdidas de energía en alimentadores primarios de distribución mediante la instalación de capacitores paralelo”, 1986. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6180/1/T649.pdf>
- [3] S. H. Goh, T. K. Saha, y Z. Y. Dong, “Optimal reactive power allocation for power system transfer capability assessment”, en *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, IEEE, 2006, p. 7 pp. doi: 10.1109/PES.2006.1709276.
- [4] Veintimilla R, “Ubicación óptima de equipos de compensación reactiva aplicado al sistema nacional interconectado ecuatoriano”, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2009. Consultado: el 11 de abril de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1770/1/CD-2359.pdf>
- [5] López K y Mariscal W, “Ubicación y dimensionamiento óptimo de bancos de capacitores para la minimización de pérdidas de potencia activa en una red de distribución radial mediante la utilización de métodos heurísticos de colonia de hormigas y algoritmo genético”, Escuela Superior Politécnica Del Litoral, Guayaquil, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/248b2f6c-d72a-4566-8cd2-c2ffb559122e/D-CD106666.pdf>
- [6] Jacome D y Águila A, “Localización y dimensionamiento óptimo de dispositivos SVC para la compensación de potencia reactiva en SEP”, *Science, Technology and Educational Research*, 2017.
- [7] A. A. Abdulrazzaq, M. Eremia, L. Toma, y C. A. Mandis, “Optimal location and size of SVC for power losses minimization and voltage security improvement”, en *2015 9th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE)*, IEEE, may 2015, pp. 858–863. doi: 10.1109/ATEE.2015.7133921.
- [8] ARCERNNR, “Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano”, 2021, [En línea]. Disponible en: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/04/Estadistica2021.pdf>

- [9] B. Muñoz, “Efecto Joule”, *T.S.U En Mantenimiento Industrial*, 2021.
- [10] L. C. Villalobos *et al.*, “Sobretensiones en compensadores estáticos de VAR debido a falla de apertura de interruptor, simulación en ATP y el evento real”, *Nova Scientia*, vol. 7, núm. 14, 2015, doi: 10.21640/ns.v7i14.132.
- [11] ARCERNNR, “Regulación N° ARCERNNR-002/20”, *ARCERNNR*, pp. 1–36, 2020.
- [12] IEC, “IEC 60071-1 Insulation coordination – Part 1: Definitions, principales and rules”, *61010-1 © Iec:2001*, vol. 2006, 2006.
- [13] M. Mahdavi, C. Sabillon Antunez, M. Ajalli, y R. Romero, “Transmission Expansion Planning: Literature Review and Classification”, *IEEE Syst J*, vol. 13, núm. 3, pp. 3129–3140, sep. 2019, doi: 10.1109/JSYST.2018.2871793.
- [14] M. Alonso y H. Duarte, “Gestión óptima de potencia reactiva en sistemas eléctricos con generación eólica”, Tesis Doctoral, Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, 2010. Consultado: el 23 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/10016/9187>
- [15] B. Subhonmesh, S. H. Low, y K. M. Chandy, “Equivalence of branch flow and bus injection models”, en *2012 50th Annual Allerton Conference on Communication, Control, and Computing (Allerton)*, IEEE, oct. 2012, pp. 1893–1899. doi: 10.1109/Allerton.2012.6483453.
- [16] Gualoto G y Orizondo R, “Configuración óptima del flujo de potencia DC frente a contingencias N-2”, *Science, Technology and Educational Research*, jul. 2019, Consultado: el 1 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/17529/1/UPS%20-%20ST004131.pdf>
- [17] Toro M, “Flujo de Potencia Optimo Multiobjetivo en un Marco de Generación Distribuida”, Universidad de Los Andes, Bogotá, 2018. Consultado: el 1 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/39037/u820856.pdf?isAllowed=y&sequence=1>
- [18] A. Venkataramana, J. Carr, y R. S. Ramshaw, “Optimal Reactive Power Allocation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, núm. 1, pp. 138–144, 1987, doi: 10.1109/TPWRS.1987.4335088.

- [19] D. Pudjianto, S. Ahmed, y G. Strbac, “Allocation of VAR support using LP and NLP based optimal power flows”, *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 149, núm. 4, p. 377, 2002, doi: 10.1049/ip-gtd:20020200.
- [20] S. A. Jumaat, I. Musirin, M. M. Othman, y H. Mokhlis, “Optimal Location and Sizing of SVC Using Particle Swarm Optimization Technique”, en *2011 First International Conference on Informatics and Computational Intelligence*, IEEE, dic. 2011, pp. 312–317. doi: 10.1109/ICI.2011.58.
- [21] K. P. Nguyen, G. Fujita, y V. N. Dieu, “Optimal placement and sizing of Static Var Compensator using Cuckoo search algorithm”, en *2015 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, IEEE, may 2015, pp. 267–274. doi: 10.1109/CEC.2015.7256901.
- [22] D. Reinoso y W. Guamán, “Desarrollo de casos de estudio en base al sistema nacional interconectado de ecuador para el análisis de sistemas eléctricos de potencia”, Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, 2022. Consultado: el 16 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/9283>
- [23] J. A. Martínez-Velasco y F. de León, “Circuito equivalente de un transformador con regulación”, *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, vol. 19, núm. 1, pp. 93–109, jun. 2011, doi: 10.4067/S0718-33052011000100010.
- [24] R. Grünbaum, M. Noroozian, y B. Thorvaldsson, “FACTS, poderosos sistemas para una transmisión flexible de la energía”, 1999, Consultado: el 10 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://library.e.abb.com/public/89318066821a283ec1256fda003b4d40/5\\_1999s.pdf](https://library.e.abb.com/public/89318066821a283ec1256fda003b4d40/5_1999s.pdf)
- [25] CELEC S.A., “Plan de expansión de transmisión período 2010-2020”, 2009. <https://docplayer.es/14548247-Celec-s-a-corporacion-electrica-del-ecuador-transelectric-plan-de-expansion-de-transmision-periodo-2010-2020.html> (consultado el 7 de julio de 2023).
- [26] UPME, “Plan de Expansión de Referencia - Generación – Transmisión 2009-2023”, abr. 2009. Consultado: el 1 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Impresos/Plan\\_Expansion\\_Referencia\\_2009-2023.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Impresos/Plan_Expansion_Referencia_2009-2023.pdf)

- [27] G. Gonzalo, A. Aguila, D. Gonzalez, y L. Ortiz, “Optimum location and sizing of capacitor banks using VOLT VAR compensation in micro-grids”, *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, núm. 03, pp. 465–472, mar. 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9082717.
- [28] O. M. Abo Gabl, A. El-Deib, y M. El-Marsafawy, “Optimal Location and Size of FACTS Devices for Distributed Voltage Control”, en *2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, IEEE, dic. 2018, pp. 1–6. doi: 10.1109/MEPCON.2018.8635180.
- [29] M. El-Azab, W. A. Omran, S. F. Mekhamer, y H. E. A. Talaat, “Allocation of FACTS Devices Using a Probabilistic Multi-Objective Approach Incorporating Various Sources of Uncertainty and Dynamic Line Rating”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 167647–167664, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3023744.
- [30] ResearchGate, “Datasheets For IEEE 14-30 Bus System”.
- [31] D. Puerto, “Metodología para crear la curva de cargabilidad y determinación Metodología para crear la curva de cargabilidad y determinación de las inflexibilidades asociadas a una unidad generadora de las inflexibilidades asociadas a una unidad generadora”, Universidad de La Salle, Bogotá, 2003. Consultado: el 6 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://ciencia.lasalle.edu.co/cgi/viewcontent.cgi?article=1429&context=ing\\_electrica](https://ciencia.lasalle.edu.co/cgi/viewcontent.cgi?article=1429&context=ing_electrica)

## 8. ANEXOS

### 8.1. ANEXO A. INFORME ANTI PLAGIO DEL PROYECTO DE TITULACIÓN

<b>Facultad:</b>	Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas
<b>Carrera:</b>	Ingeniería en electricidad
<b>Nombre del docente evaluador que emite el informe:</b>	Ing. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón MSc.
<b>Documento evaluado:</b>	Implementación de un Algoritmo Multiobjetivo para la compensación Óptima de Potencia Reactiva en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano
<b>Autores del documento:</b>	Kevin Alexander Velasco Avilés
<b>Programa de similitud utilizado:</b>	Sistema COMPILATIO
<b>Programa de similitud según el programa utilizado:</b>	3%
<b>Observaciones:</b> Calificación de originalidad atendiendo a los siguientes criterios: <ul style="list-style-type: none"> <li>• El documento cumple criterios de originalidad, sin observaciones.</li> <li>• El documento cumple criterios de originalidad, con observaciones.</li> <li>• El documento no cumple criterios de originalidad.</li> </ul>	-x-  ---  ---
<b>Fecha de realización del informe:</b>	09/08/2023
<b>Captura de pantalla del documento analizado:</b>	
<p>Ing. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón MSc.</p> <p>C.C. 030189388-9</p>	



CERTIFICADO DE ANÁLISIS  
magister

## Plagio venegas\_vega

3% Similitudes  
2% Texto entre comillas  
< 1% similitudes entre comillas  
2% Idioma no reconocido

Nombre del documento: Plagio venegas\_vega.docx  
ID del documento: 480ca09992cec0c98614649a92e892b4ba687791  
Tamaño del documento original: 2.23 MB

Depositante: GABRIEL NAPOLEON PESANTEZ PALACIOS  
Fecha de depósito: 9/8/2023  
Tipo de carga: interface  
fecha de fin de análisis: 9/8/2023

Número de palabras: 20.894  
Número de caracteres: 157.465

Ubicación de las similitudes en el documento:



### Fuentes

#### Fuentes principales detectadas

Nº	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	<b>hdl.handle.net</b>   Gestión óptima de potencia reactiva en sistemas eléctricos con gen... <a href="http://hdl.handle.net/10016/9187">http://hdl.handle.net/10016/9187</a> 11 fuentes similares	< 1%		Palabras idénticas : < 1% (236 palabras)
2	<b>e-archivo.uc3m.es</b> <a href="https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/9187/Tesis_Monica_Alonso_Martinez.pdf">https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/9187/Tesis_Monica_Alonso_Martinez.pdf</a> 11 fuentes similares	< 1%		Palabras idénticas : < 1% (215 palabras)
3	<b>repositorio.uniandes.edu.co</b> <a href="https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/39037/u820856.pdf?isAllowed=y&amp;sequen...">https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/39037/u820856.pdf?isAllowed=y&amp;sequen...</a> 11 fuentes similares	< 1%		Palabras idénticas : < 1% (109 palabras)
4	<b>dspace</b>   Ubicación óptima de equipos de compensación reactiva para el Sistema Nacional L... <a href="http://dspace.bitstream/15000/1770/6/CD-2359.pdf.txt">/var/dspace/bitstream/15000/1770/6/CD-2359.pdf.txt</a> 1 fuente similar	< 1%		Palabras idénticas : < 1% (101 palabras)
5	<b>ciencia.lasalle.edu.co</b> <a href="https://ciencia.lasalle.edu.co/cgi/viewcontent.cgi?article=1429&amp;context=ing_electrica">https://ciencia.lasalle.edu.co/cgi/viewcontent.cgi?article=1429&amp;context=ing_electrica</a>	< 1%		Palabras idénticas : < 1% (32 palabras)

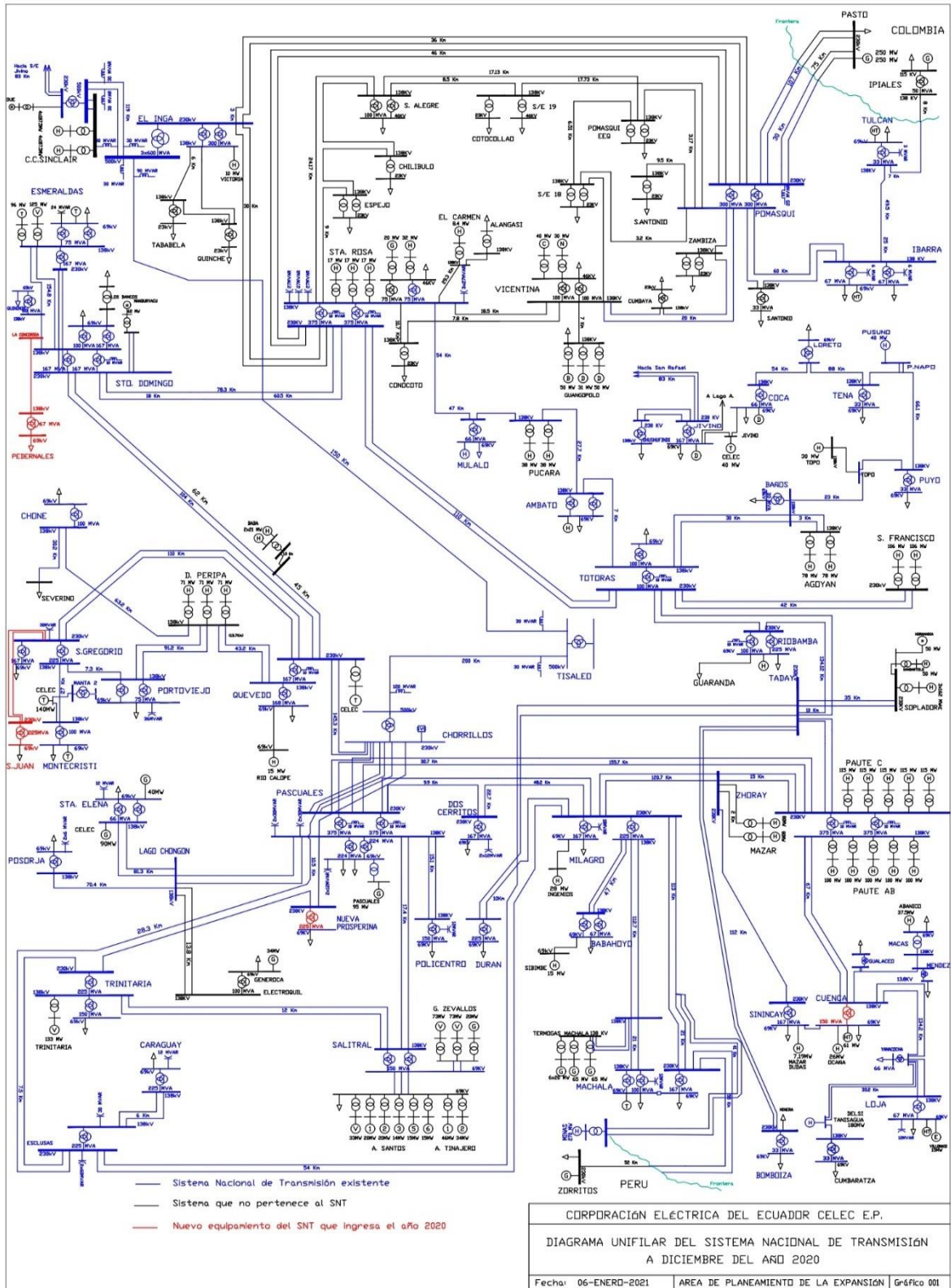
#### Fuentes con similitudes fortuitas

Nº	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	<b>dspace.ups.edu.ec</b>   Localización y dimensionamiento óptimo de dispositivos SVC pa... <a href="http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/13562/3/UPS-KT00232.pdf">http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/13562/3/UPS-KT00232.pdf</a>	< 1%		Palabras idénticas : < 1% (30 palabras)
2	<b>www.sci-hub.st</b>   Sci-Hub   Optimal Location and Size of FACTS Devices for Distribut... <a href="https://www.sci-hub.st/10.1109/MEPCON.2018.8635180">https://www.sci-hub.st/10.1109/MEPCON.2018.8635180</a>	< 1%		Palabras idénticas : < 1% (19 palabras)
3	<b>dspace.ups.edu.ec</b> <a href="http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/25104/1/TTS1314.pdf">http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/25104/1/TTS1314.pdf</a>	< 1%		Palabras idénticas : < 1% (20 palabras)
4	<b>www.doi.org</b>   Solving Multi-Objective Voltage Stability Constrained Power Transfer ... <a href="https://www.doi.org/10.2202/1553-779X.2544">https://www.doi.org/10.2202/1553-779X.2544</a>	< 1%		Palabras idénticas : < 1% (17 palabras)
5	<b>ciencia.lasalle.edu.co</b>   "Metodología para crear la curva de cargabilidad y determin... <a href="https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/427/">https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/427/</a>	< 1%		Palabras idénticas : < 1% (17 palabras)

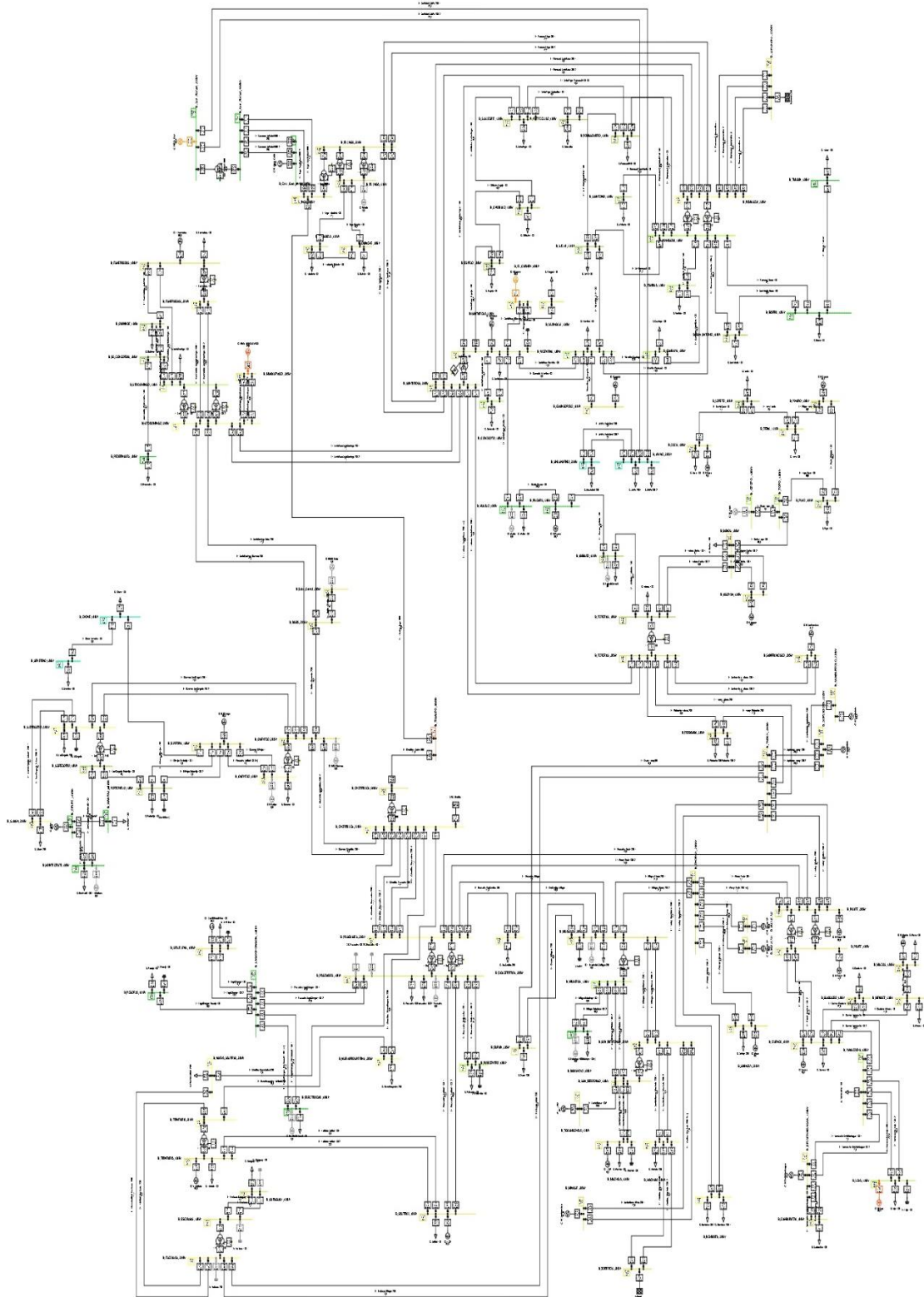
**Fuentes mencionadas (sin similitudes detectadas)** Estas fuentes han sido citadas en el documento sin encontrar similitudes.

- <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6524/1/T1216.pdf>
- <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6180/1/T649.pdf>
- <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1770/1/CD-2359.pdf>
- <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/248b2f6c-d72a-4566-8cd2-c2ffb559122e/D-CD106666.pdf>
- <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/04/Estadistica2021.pdf>

8.2. ANEXO B DIAGRAMA UNIFILAR 2020 CNEL EP



### 8.3. ANEXO C DIAGRAMA UNIFILAR DEL CASO DE ESTUDIO SNI REDUCIDO





UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

8.4. ANEXO D DATOS DE CONJUNTO DE BARRAS DEL SNI

N°	Nombre	T b	V0 (p.u.)	th0	Pd (MW)	Qd (MVar)	Pgmax (MW)	Pgmin (MW)	Qgmax (MVar)	Qgmin (MVar)	Qsvmax (MVar)	Qsvmin (MVar)	Pg0 (MW)	Qg0 (MVar)	Vm ax	Vm in	Vg
1	B_AGOYAN_138kV	2	1,040	- 5,49 2	0,000	0,000	170	0,000	136	-35.86	0,000	0,000	63,900	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
2	B_ALANGASI_138kV	0	1,039	- 9,69 1	15,415	4,496	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
3	B_AMBATO_138kV	2	1,021	- 8,51 0	63,651	30,828	15	0,000	12	-2.69	0,000	0,000	4,800	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
4	B_BABAHOYO_138k V	2	1,003	- 17,4 15	113,52 0	33,110	17.1	0,000	6.84	-3.26	0,000	0,000	7,260	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
5	B_BABA_230kV	0	1,030	- 11,4 49	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
6	B_BAÑOS_138kV	0	1,039	- 5,65 2	15,291	4,460	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
7	B_BOMBAIZA_230kV	0	1,034	- 6,11 3	84,886	24,758	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

8	B_Baba_Central_230k V	2	1,030	- 11,4 34	0,000	0,000	46.8	0,000	37.44	-9.45	0,000	0,000	7,742	0	1,05 0	0,0 00	1,0 00
9	B_CARAGUAY_138k V	0	1,009	- 16,8 63	121,46 0	35,426	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
10	B_CELEC_138kV	2	1,000	- 10,9 56	0,000	0,000	175	0,000	140	-31.42	0,000	0,000	112,00 0	0	1,05 0	0,0 00	1,0 00
11	B_CHILIBULO_138kV	0	1,027	- 10,4 43	37,375	10,901	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
12	B_CHONE_138kV	0	0,973	- 18,2 03	61,412	17,912	0	0,000	0	0	60,000	-90,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
13	B_CHORRILLOS_230 kV	0	1,041	- 12,8 62	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
14	B_CHORRILLOS_500 kV	0	1,051	- 11,8 58	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
15	B_COCA_138kV	2	1,040	- 11,7 88	17,952	5,236	25	0,000	20	-4.49	0,000	0,000	16,000	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
16	B_CONOCOTO_138k V	0	1,035	- 9,55 0	30,817	7,723	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

17	B_COTOCOLLAO_138kV	0	1,025	- 10,7 37	58,226	16,983	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
18	B_CUENCA_138kV	2	1,040	- 0,17 3	75,000	21,875	81.3	0,000	65.04	-14.59	0,000	0,000	52,032	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
19	B_CUMBARATZA_138kV	0	1,039	4,81 8	17,714	5,167	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
20	B_CUMBAYA_138kV	0	1,033	- 9,65 4	37,701	10,996	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
21	B_Coca_Codo_sinclair_500kV	3	1,000	0,00 0	0,000	0,000	1667.2	0,000	1333.76	-336.71	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	1,0 00
22	B_D.PERIPA_138kV	2	1,040	- 12,3 33	0,000	0,000	237	0,000	189.6	-47.86	0,000	0,000	56,880	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
23	B_DELSITANISAGUA_138kV	2	1,040	5,05 8	0,000	0,000	200.01	0,000	160	-40.39	0,000	0,000	48,000	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
24	B_DOSCERRITOS_230kV	0	1,038	- 13,0 69	71,106	20,739	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
25	B_DURAN_230kV	0	1,024	- 11,8 98	194,34 3	56,683	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

26	B_ELECTROQUIL_13 8kV	2	1,017	- 27,4 13	72,175	21,051	48.64	0,000	38.912	-8.73	0,000	0,000	1,000	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
27	B_EL_CARMEN_138k V	2	1,040	- 9,57 4	0,000	0,000	11	0,000	8.800	-1.97	0,000	0,000	7,040	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
28	B_EL_INGA_138kV	2	1,040	- 6,54 9	0,000	0,000	12	0,000	9.600	-2.42	0,000	0,000	8,640	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
29	B_EL_INGA_230kV	0	1,041	- 6,24 4	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
30	B_EL_INGA_500kV	0	1,036	- 4,28 2	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
31	B_ESCLUSAS_138kV	0	1,012	- 16,4 41	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
32	B_ESCLUSAS_230kV	0	1,032	- 13,1 39	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
33	B_ESMERALDAS_13 8kV	2	1,040	- 7,70 2	89,110	25,990	273.758	0,000	219.006	-52.22	0,000	0,000	186,11 0	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
34	B_ESMERALDAS_23 0kV	0	1,049	- 8,61 8	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

35	B_ESPEJO_138kV	0	1,031	- 10,0 49	32,319	9,426	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
36	B_GTOPO_138kV	2	1,040	- 5,60 6	0,000	0,000	33.2	0,000	26.56	-5.96	0,000	0,000	10,624	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
37	B_GUALACEO_138k V	0	1,042	- 0,99 1	13,020	3,798	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
38	B_GUANGOPOLO_13 8kV	2	1,040	- 8,43 7	0,000	0,000	165	0,000	132	-29.62	0,000	0,000	112,20 0	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
39	B_IBARRA_138kV	0	1,002	- 13,2 39	58,870	17,170	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
40	B_JIVINO_230kV	0	0,963	- 7,01 9	68,847	20,080	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
41	B_Jamondino_230kV	2	1,060	- 7,85 1	0,000	0,000	100.000	0,000	99.99	-99.99	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	1,0 60
42	B_LAGOCHONGON_ 138kV	0	1,017	- 26,8 32	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
43	B_LA_CONCORDIA_ 138kV	0	1,015	- 12,5 23	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

44	B_LOJA_138kV	2	1,035	1,19 9	58,192	16,973	13.88	0,000	11.104	-2.49	0,000	0,000	5,550	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
45	B_LORETO_138kV	0	1,030	- 11,3 83	22,478	6,556	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
46	B_MACAS_138kV	2	1,040	1,94 3	11,161	3,255	42.8	0,000	34.24	-8.64	0,000	0,000	5,400	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
47	B_MACHALA_138kV	2	1,040	- 13,2 35	70,364	20,523	137.02	0,000	80.06	-30.75	0,000	0,000	19,180	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
48	B_MACHALA_230kV	0	1,049	- 13,4 33	70,364	20,523	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
49	B_MANDURYACO_2 30kV	2	1,040	- 9,30 7	0,000	0,000	74	0,000	59.2	-14.95	0,000	0,000	26,640	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
50	B_MANTA2_138kV	0	0,998	- 11,0 87	24,443	7,223	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
51	B_MENDEZ_138kV	0	1,041	0,54 8	4,190	1,222	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
52	B_MILAGROS_138kV	0	1,031	- 14,3 41	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

53	B_MILAGROS_230kV	2	1,037	- 12,2 39	126,74 8	36,968	47.4	0,000	37.92	-10.10	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
54	B_MINAS.F_230kV	2	1,040	- 13,1 07	0,000	0,000	207	0,000	184	-46.45	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
55	B_MONTECRISTI_13 8kV	2	1,000	- 11,9 83	51,204	14,935	54	0,000	43.2	-10.30	0,000	0,000	4,080	0	1,05 0	0,0 00	1,0 00
56	B_MULALO_138kV	2	1,013	- 12,0 32	78,289	22,834	20	0,000	16	-3.59	0,000	0,000	2,200	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
57	B_Mazar_U1	2	1,040	- 2,27 1	0,000	0,000	85	0,000	80	-38.15	0,000	0,000	68,000	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
58	B_Mazar_U2	2	1,040	- 2,27 1	0,000	0,000	85	0,000	80	-38.15	0,000	0,000	68,000	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
59	B_NUEVAPROSPERI NA_230kV	0	1,033	- 13,4 32	124,65 0	36,356	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
60	B_NUEVA_SALITRA L_230kV	0	1,031	- 13,5 48	130,20 0	37,975	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
61	B_P.NAPO_138kV	2	1,040	- 7,78 4	0,000	0,000	48.96	0,000	39.168	-9.89	0,000	0,000	8,813	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

62	B_PASCUALES_138k V	2	1,040	- 14,8 55	239,60 8	69,886	155	0,000	124	-31.30	0,000	0,000	105,40 0	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
63	B_PASCUALES_230k V	0	1,040	- 12,9 36	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
64	B_PAUTE_138kV	2	1,040	0,02 3	0,000	0,000	555.75	0,000	444.6	-112.24	0,000	0,000	75,500	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
65	B_PAUTE_230kV	2	1,040	- 1,91 3	0,000	0,000	255.4	0,000	204.32	-52.73	0,000	0,000	86,800	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
66	B_PEDERNALES_138 kV	0	0,990	- 15,8 42	26,350	7,685	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
67	B_POLICENTRO_138 kV	0	1,028	- 16,1 34	129,73 6	37,840	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
68	B_POMASQUIEEQ_1 38kV	0	1,029	- 10,1 65	46,738	13,632	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
69	B_POMASQUI_138kV	0	1,031	- 9,96 6	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
70	B_POMASQUI_230kV	0	1,044	- 7,76 4	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

71	B_PORTOVIEJO_138kV	0	1,007	- 15,3 14	89,501	26,104	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
72	B_POSORJA_138kV	0	0,970	- 30,9 07	58,021	16,923	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
73	B_PUCARA_138kV	2	1,020	- 8,52 4	0,000	0,000	80	0,000	64	-17.05	0,000	0,000	26,600	0	1,05 0	0,0 00	1,0 20
74	B_PUYO_138kV	0	1,034	- 6,86 7	16,935	4,939	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
75	B_QUEVEDO_138kV	2	1,022	- 13,4 90	76,503	22,313	20.666	0,000	16.528	-4.17	0,000	0,000	3,432	0	1,05 0	0,0 00	1,0 00
76	B_QUEVEDO_230kV	2	1,032	- 12,7 83	0,000	0,000	53.175	0,000	42.54	-9.55	0,000	0,000	0,800	0	1,05 0	0,0 00	1,0 00
77	B_QUINCHE_138kV	0	1,038	- 6,68 4	17,660	5,151	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
78	B_QUININDE_138kV	0	1,020	- 11,3 03	14,946	4,359	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
79	B_RIOBAMBA_230kV	0	1,032	- 8,66 7	110,42 5	28,078	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

80	B_S.ALEGRE_138kV	0	1,027	- 10,4 82	36,000	10,500	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
81	B_S.ANTONIO_138kV	0	1,029	- 10,1 52	24,200	7,058	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
82	B_S.E.18_138kV	0	1,030	- 10,0 67	35,852	10,457	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
83	B_S.GREGORIO_138k V	0	1,008	- 14,8 80	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
84	B_S.GREGORIO_230k V	0	1,022	- 15,8 09	62,707	18,290	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
85	B_S.JUAN_230kV	0	1,017	- 16,6 30	80,775	23,559	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
86	B_SALITRAL_138kV	2	1,040	- 13,6 26	194,10 0	56,613	405.989	0,000	324.79	-77.44	0,000	0,000	276,07 0	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
87	B_SANBARTOLO_23 0kV	2	1,040	- 0,51 8	0,000	0,000	112.5	0,000	90	-22.72	0,000	0,000	70,875	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
88	B_SANFRANCISCO_2 30kV	2	1,040	- 7,88 0	0,000	0,000	251.4	0,000	201.12	-50.77	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

89	B_SANTAROSA_138k V	2	1,040	- 9,21 4	65,291	19,043	65	0,000	52	-11.67	0,000	0,000	41,600	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
90	B_SANTAROSA_230k V	0	1,042	- 8,02 9	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
91	B_SAN_ANTONIO_13 8kV	0	1,027	- 10,4 54	24,200	7,058	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
92	B_SAN_IDELFONSO_ 138kV	0	1,042	- 12,7 11	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
93	B_SAN_IDELFONSO_ 230kV	0	1,047	- 13,1 50	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
94	B_SEVERINO_138kV	0	0,969	- 18,6 30	10,000	2,917	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
95	B_SHUSHUFINDI_23 0kV	0	0,957	- 7,91 1	162,00 0	78,460	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
96	B_SININCAY_230kV	2	1,040	- 1,11 6	66,200	19,308	200	0,000	160	-38.15	0,000	0,000	80,000	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
97	B_SOPLADORA_230k V	2	1,040	- 1,20 1	0,000	0,000	540	0,000	432.792	-109.26	0,000	0,000	122,40 0	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

98	B_STA.ELENA_138k V	2	1,040	- 31,3 19	99,924	29,145	54.627	0,000	43.7016	-9.81	0,000	0,000	34,960	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40
99	B_STO.DOMINGO_13 8kV	0	1,020	- 12,1 72	108,56 0	31,663	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
10 0	B_STO.DOMINGO_23 0kV	0	1,042	- 10,0 96	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
10 1	B_San_Rafael_230kV	2	0,982	- 3,28 4	0,000	0,000	55.56	0,000	44.448	-11.22	0,000	0,000	12,600	0	1,05 0	0,0 00	0,9 70
10 2	B_San_Rafael_500kV	0	1,002	- 0,32 9	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
10 3	B_TABABELA_138kV	0	1,038	- 6,69 2	20,240	5,903	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
10 4	B_TADAY_230kV	0	1,041	- 3,79 4	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
10 5	B_TENA_138kV	0	1,038	- 8,03 1	17,409	5,078	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
10 6	B_TGASMACHALA_ 138kV	2	1,040	- 11,6 05	0,000	0,000	161.2	0,000	128.96	-30.75	0,000	0,000	20,000	0	1,05 0	0,0 00	1,0 40

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

107	B_TISALEO_500kV	0	1,066	- 7,63 8	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,050	0,000	0,000
108	B_TOPO_138kV	0	1,039	- 5,81 3	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,050	0,000	0,000
109	B_TOTORAS_138kV	0	1,026	- 7,91 9	50,420	24,420	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,050	0,000	0,000
110	B_TOTORAS_230kV	0	1,040	- 7,88 1	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,050	0,000	0,000
111	B_TRINITARIA_138kV	2	1,040	- 13,5 07	99,387	28,988	156.5	0,000	125.20	-29.85	0,000	0,000	106,420	0	1,050	0,000	1,040
112	B_TRINITARIA_230kV	0	1,033	- 13,2 66	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,050	0,000	0,000
113	B_TULCAN_138kV	0	0,990	- 14,5 65	19,281	5,624	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,050	0,000	0,000
114	B_VICENTINA_138kV	0	1,035	- 9,48 2	39,415	11,496	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,050	0,000	0,000
115	B_YANACOCCHA_138kV	0	1,036	1,72 2	51,809	15,111	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,050	0,000	0,000

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

11 6	B_ZAMBISA_138kV	0	1,031	- 9,94 1	11,408	3,327	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
11 7	B_ZHORAY_230kV	0	1,040	- 2,33 6	0,000	0,000	0	0,000	0	0	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	0,0 00
11 8	B_ZORRITOS_230kV	2	1,060	- 13,4 98	0,000	0,000	20.00	0,000	99	-99	0,000	0,000	0,000	0	1,05 0	0,0 00	1,0 60

**8.5. ANEXO E DATOS DEL CONJUNTO DE LÍNEAS DEL SNI**

<b>k</b>	<b>i</b>	<b>j</b>	<b>T</b>	<b>R (p.u.)</b>	<b>X (p.u.)</b>	<b>Bshl (p.u.)</b>	<b>Plmax (MW)</b>	<b>a</b>	<b>fi</b>	<b>amax</b>	<b>amin</b>
1	6	1	0	0,00105019	0,00483091	0,00064273	164,926	1	0	0	0
2	1	6	0	0,00105019	0,00483091	0,00064273	164,926	1	0	0	0
3	2	27	0	0,00249770	0,01501320	0,00197116	175,204	1	0	0	0
4	3	109	0	0,00330171	0,01918126	0,00256442	147,955	1	0	0	0
5	5	8	0	0,00024940	0,00120617	0,00116387	221,666	1	0	0	0
6	76	5	0	0,00480275	0,03842103	0,04014698	353,001	1	0	0	0
7	6	108	0	0,03443885	0,07250462	0,00850776	90,112	1	0	0	0
8	10	50	0	0,00334006	0,01030713	0,00178466	136,960	1	0	0	0
9	35	11	0	0,00460775	0,01894297	0,00247739	223,487	1	0	0	0
10	11	80	0	0,00460775	0,01894297	0,00247739	223,487	1	0	0	0
11	22	12	0	0,04724403	0,15606855	0,02099165	113,500	1	0	0	0
12	12	94	0	0,02261285	0,07470053	0,01004743	113,500	1	0	0	0
13	13	60	0	0,00262476	0,02099754	0,02194079	353,001	1	0	0	0
14	13	59	0	0,00173122	0,01384944	0,01447158	353,001	1	0	0	0
15	13	63	0	0,00045148	0,00423130	0,00403287	332,003	1	0	0	0
16	13	63	0	0,00045148	0,00423130	0,00403287	332,003	1	0	0	0
17	63	13	0	0,00045148	0,00423130	0,00403287	332,003	1	0	0	0
18	63	13	0	0,00045148	0,00423130	0,00403287	332,003	1	0	0	0
19	14	107	0	0,00161808	0,02886568	1,14785504	1887,935	1	0	0	0
20	21	102	0	0,00005030	0,00106359	0,05218785	2511,474	1	0	0	0
21	102	21	0	0,00005030	0,00106359	0,05218785	2511,474	1	0	0	0
22	43	66	0	0,05057188	0,22946709	0,03242240	175,204	1	0	0	0
23	43	99	0	0,03739376	0,11455804	0,01407523	113,500	1	0	0	0
24	114	16	0	0,00488045	0,02021557	0,00249478	112,102	1	0	0	0
25	18	37	0	0,33116478	0,67726636	0,07784984	109,951	1	0	0	0
26	18	115	0	0,04450572	0,33160442	0,04368517	106,891	1	0	0	0
27	18	115	0	0,04450572	0,33160442	0,04368517	106,891	1	0	0	0
28	116	20	0	0,00667711	0,02736804	0,00347918	112,102	1	0	0	0
29	22	71	0	0,06821323	0,22869918	0,03014499	113,500	1	0	0	0
30	22	71	0	0,06821323	0,22869918	0,03014499	113,500	1	0	0	0
31	23	19	0	0,00575352	0,05215837	0,00644135	199,106	1	0	0	0
32	53	24	0	0,00478823	0,03830487	0,04002560	353,001	1	0	0	0
33	53	25	0	0,00487419	0,02548187	0,04711816	493,184	1	0	0	0
34	25	104	0	0,00967599	0,07114526	0,15107663	572,062	1	0	0	0
35	32	104	0	0,01176842	0,08653042	0,18374695	572,062	1	0	0	0
36	31	9	0	0,00220540	0,01302247	0,00188536	147,955	1	0	0	0
37	9	31	0	0,00220540	0,01302247	0,00188536	147,955	1	0	0	0
38	53	32	0	0,00602330	0,04428792	0,09404520	572,062	1	0	0	0
39	34	100	0	0,01557600	0,14598000	0,13913415	332,003	1	0	0	0
40	34	100	0	0,01557600	0,14598000	0,13913415	332,003	1	0	0	0
41	33	99	0	0,11578299	0,38818678	0,05116716	113,500	1	0	0	0

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

42	33	78	0	0,05534846	0,18556732	0,02445975	113,500	1	0	0	0
43	108	36	0	0,00679746	0,01687908	0,00200738	109,951	1	0	0	0
44	113	39	0	0,03082183	0,12556948	0,01604721	112,102	1	0	0	0
45	28	77	0	0,00448771	0,01504600	0,00198322	113,500	1	0	0	0
46	102	30	0	0,00076353	0,01617914	0,78196466	2511,474	1	0	0	0
47	30	102	0	0,00076353	0,01617914	0,78196466	2511,474	1	0	0	0
48	29	90	0	0,00236582	0,02188788	0,03887515	572,062	1	0	0	0
49	90	29	0	0,00236582	0,02188788	0,03887515	572,062	1	0	0	0
50	28	103	0	0,00448771	0,01504600	0,00198322	113,500	1	0	0	0
51	40	95	0	0,00217143	0,01818944	0,03474763	517,883	1	0	0	0
52	40	95	0	0,00217143	0,01818944	0,03474763	517,883	1	0	0	0
53	42	98	0	0,06426433	0,20993015	0,02742457	113,058	1	0	0	0
54	42	98	0	0,06426433	0,20993015	0,02742457	113,058	1	0	0	0
55	42	26	0	0,01058338	0,02956049	0,00468539	99,912	1	0	0	0
56	42	26	0	0,01058338	0,02956049	0,00468539	99,912	1	0	0	0
57	42	72	0	0,05468336	0,12935445	0,02414061	113,500	1	0	0	0
58	45	15	0	0,05684121	0,14464849	0,01735744	90,112	1	0	0	0
59	58	117	0	0,00022338	0,00178702	0,00186730	341,803	1	0	0	0
60	57	117	0	0,00022338	0,00178702	0,00186730	341,803	1	0	0	0
61	51	46	0	0,06693691	0,12894730	0,01674640	109,951	1	0	0	0
62	52	4	0	0,03515375	0,11786032	0,01553525	113,500	1	0	0	0
63	52	4	0	0,03515375	0,11786032	0,01553525	113,500	1	0	0	0
64	53	93	0	0,00867418	0,07117822	0,14699161	572,062	1	0	0	0
65	53	93	0	0,00867418	0,07117822	0,14699161	572,062	1	0	0	0
66	117	53	0	0,01323803	0,10604122	0,11452153	341,803	1	0	0	0
67	117	53	0	0,01323803	0,10604122	0,11452153	341,803	1	0	0	0
68	55	10	0	0,00335083	0,01995058	0,00283112	137,916	1	0	0	0
69	56	73	0	0,01915144	0,11705576	0,01565384	147,955	1	0	0	0
70	59	112	0	0,00089353	0,00714810	0,00746921	353,001	1	0	0	0
71	60	32	0	0,00148691	0,01169016	0,02808663	584,013	1	0	0	0
72	61	105	0	0,00473283	0,01065953	0,00134650	113,058	1	0	0	0
73	24	63	0	0,00110463	0,00883684	0,00923381	353,001	1	0	0	0
74	62	42	0	0,06426433	0,20993015	0,02742457	113,058	1	0	0	0
75	62	42	0	0,06426433	0,20993015	0,02742457	113,058	1	0	0	0
76	53	63	0	0,00589286	0,04714170	0,04925941	353,001	1	0	0	0
77	65	63	0	0,02104610	0,16836451	0,17592777	341,803	1	0	0	0
78	62	67	0	0,01069996	0,03878395	0,00490281	125,965	1	0	0	0
79	62	67	0	0,01069996	0,03878395	0,00490281	125,965	1	0	0	0
80	62	86	0	0,01084247	0,04312722	0,00584065	125,965	1	0	0	0
81	62	86	0	0,01705737	0,04312722	0,00584065	125,965	1	0	0	0
82	75	22	0	0,03671388	0,11247516	0,01381932	113,500	1	0	0	0
83	64	18	0	0,05023251	0,17352143	0,02148899	113,500	1	0	0	0
84	64	18	0	0,05023251	0,17352143	0,02148899	113,500	1	0	0	0



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

85	17	69	0	0,00724105	0,04275710	0,00619025	147,955	1	0	0	0
86	69	39	0	0,03744172	0,15346566	0,01950943	112,102	1	0	0	0
87	70	29	0	0,00257801	0,02385095	0,04236176	572,062	1	0	0	0
88	70	29	0	0,00257801	0,02385095	0,04236176	572,062	1	0	0	0
89	41	70	0	0,01964546	0,19754358	0,19086444	419,485	1	0	0	0
90	41	70	0	0,01964546	0,19754358	0,19086444	419,485	1	0	0	0
91	41	70	0	0,01964505	0,19756563	0,19086367	423,071	1	0	0	0
92	41	70	0	0,01964505	0,19756563	0,19086367	423,071	1	0	0	0
93	68	69	0	0,00194754	0,00800656	0,00104711	223,487	1	0	0	0
94	69	81	0	0,00374417	0,01534657	0,00195094	112,102	1	0	0	0
95	69	91	0	0,00374417	0,01534657	0,00195094	112,102	1	0	0	0
96	70	90	0	0,00475361	0,04309325	0,04106359	332,003	1	0	0	0
97	70	90	0	0,00475361	0,04309325	0,04106359	332,003	1	0	0	0
98	73	3	0	0,01600245	0,06519466	0,00833158	112,102	1	0	0	0
99	74	61	0	0,07685886	0,16243699	0,01909651	90,112	1	0	0	0
100	13	76	0	0,01639078	0,13112293	0,13701323	331,844	1	0	0	0
101	13	76	0	0,01639078	0,13112293	0,13701323	331,844	1	0	0	0
102	75	22	0	0,03671388	0,11247516	0,01381932	113,500	1	0	0	0
103	76	84	0	0,01268373	0,10146724	0,10602536	331,844	1	0	0	0
104	76	84	0	0,01268373	0,10146724	0,10602536	331,844	1	0	0	0
105	43	78	0	0,03399433	0,10414367	0,01279566	113,500	1	0	0	0
106	110	79	0	0,00481325	0,03977643	0,03864830	342,002	1	0	0	0
107	68	82	0	0,00406243	0,01665103	0,00211677	112,102	1	0	0	0
108	69	82	0	0,00199689	0,00818484	0,00104050	112,102	1	0	0	0
109	91	39	0	0,03400956	0,13939796	0,01772107	112,102	1	0	0	0
110	97	87	0	0,00383282	0,01739119	0,01896047	297,185	1	0	0	0
111	110	88	0	0,00549195	0,03802980	0,04600713	365,705	1	0	0	0
112	110	88	0	0,00549195	0,03802980	0,04600713	365,705	1	0	0	0
113	83	55	0	0,01619061	0,06345043	0,00876900	136,960	1	0	0	0
114	71	83	0	0,00498173	0,01952321	0,00269823	109,951	1	0	0	0
115	84	85	0	0,00402405	0,03771380	0,03594518	332,003	1	0	0	0
116	84	85	0	0,00402405	0,03771380	0,03594518	332,003	1	0	0	0
117	93	48	0	0,00178130	0,01461696	0,03018578	572,062	1	0	0	0
118	93	48	0	0,00178130	0,01461696	0,03018578	572,062	1	0	0	0
119	52	92	0	0,08429420	0,28261399	0,03725154	113,500	1	0	0	0
120	52	92	0	0,08429420	0,28261399	0,03725154	113,500	1	0	0	0
121	93	54	0	0,00579070	0,05427108	0,05172599	332,003	1	0	0	0
122	92	106	0	0,00243018	0,02035695	0,00503992	310,730	1	0	0	0
123	101	40	0	0,00646707	0,05417291	0,10348748	517,883	1	0	0	0
124	101	40	0	0,00646707	0,05417291	0,10348748	517,883	1	0	0	0
125	92	47	0	0,01570699	0,05266099	0,00694128	113,500	1	0	0	0
126	92	47	0	0,00897543	0,03009200	0,00396645	113,500	1	0	0	0
127	89	16	0	0,00669497	0,02773162	0,00342232	115,448	1	0	0	0

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

128	89	27	0	0,02076217	0,07525626	0,00951341	112,998	1	0	0	0
129	89	35	0	0,00552930	0,02273157	0,00297286	223,487	1	0	0	0
130	89	56	0	0,05082882	0,24070501	0,03475279	157,994	1	0	0	0
131	90	100	0	0,00811945	0,07360590	0,07013912	332,003	1	0	0	0
132	90	100	0	0,00811945	0,07360590	0,07013912	332,003	1	0	0	0
133	89	80	0	0,01484924	0,06104689	0,00798379	223,487	1	0	0	0
134	114	89	0	0,00488343	0,01953371	0,00616340	199,202	1	0	0	0
135	5	100	0	0,00694723	0,05557647	0,05807307	353,001	1	0	0	0
136	49	100	0	0,00547438	0,05475421	0,07090980	517,883	1	0	0	0
137	49	100	0	0,00547438	0,05475421	0,07090980	517,883	1	0	0	0
138	76	100	0	0,01168297	0,09346138	0,09765986	353,001	1	0	0	0
139	80	17	0	0,00522212	0,02146870	0,00280770	223,487	1	0	0	0
140	80	68	0	0,01068961	0,04381444	0,00556994	112,102	1	0	0	0
141	104	97	0	0,00212429	0,02217374	0,04481740	723,443	1	0	0	0
142	104	97	0	0,00212429	0,02217374	0,04481740	723,443	1	0	0	0
143	103	77	0	0,00598362	0,02006133	0,00264430	113,500	1	0	0	0
144	104	7	0	0,01099251	0,10302307	0,09819172	332,003	1	0	0	0
145	7	104	0	0,01099251	0,10302307	0,09819172	332,003	1	0	0	0
146	104	65	0	0,00463590	0,03831078	0,03722422	342,002	1	0	0	0
147	104	65	0	0,00463590	0,03831078	0,03722422	342,002	1	0	0	0
148	79	104	0	0,01532203	0,12662038	0,12302920	342,002	1	0	0	0
149	110	104	0	0,02002528	0,16548774	0,16079420	342,002	1	0	0	0
150	105	45	0	0,09094594	0,23143759	0,02777191	90,112	1	0	0	0
151	30	107	0	0,00121356	0,02164926	0,86089128	1887,935	1	0	0	0
152	108	74	0	0,03529085	0,07429428	0,00871782	90,112	1	0	0	0
153	109	6	0	0,01690817	0,07902745	0,01055704	164,926	1	0	0	0
154	109	6	0	0,01724923	0,07934704	0,01055684	164,926	1	0	0	0
155	90	110	0	0,01235753	0,10212189	0,09922553	342,002	1	0	0	0
156	110	90	0	0,01235753	0,10212189	0,09922553	342,002	1	0	0	0
157	112	32	0	0,00057353	0,00436905	0,01049703	493,981	1	0	0	0
158	86	111	0	0,00646155	0,02714188	0,00372400	125,965	1	0	0	0
159	86	111	0	0,00685449	0,02714188	0,00372400	125,965	1	0	0	0
160	20	114	0	0,00095745	0,00575506	0,00075561	175,204	1	0	0	0
161	69	114	0	0,01273018	0,05217832	0,00663321	112,102	1	0	0	0
162	82	114	0	0,01248057	0,05115522	0,00650314	112,102	1	0	0	0
163	114	38	0	0,00430057	0,01768011	0,00231223	223,487	1	0	0	0
164	115	23	0	0,01093168	0,09910090	0,01223856	205,198	1	0	0	0
165	115	23	0	0,01093168	0,09910090	0,01223856	205,198	1	0	0	0
166	19	23	0	0,00575352	0,05215837	0,00644135	199,106	1	0	0	0
167	115	44	0	0,01155807	0,03540885	0,00435053	113,500	1	0	0	0
168	115	44	0	0,01155807	0,03540885	0,00435053	99,912	1	0	0	0
169	69	116	0	0,00124806	0,00511552	0,00065031	112,102	1	0	0	0
170	65	117	0	0,00164461	0,01317391	0,01422746	353,001	1	0	0	0

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

171	65	117	0	0,00164461	0,01317391	0,01422746	353,001	1	0	0	0
172	65	63	0	0,02104610	0,16836451	0,17592777	341,803	1	0	0	0
173	117	96	0	0,00491493	0,04865785	0,04676360	331,844	1	0	0	0
174	117	96	0	0,00491493	0,04865785	0,04676360	331,844	1	0	0	0
175	118	48	0	0,01050178	0,09842382	0,09380816	332,003	1	0	0	0
176	48	118	0	0,01050178	0,09842382	0,09380816	332,003	1	0	0	0
177	93	54	0	0,00579070	0,05427108	0,05172599	332,003	1	0	0	0
178	37	51	0	0,10233109	0,20135638	0,02508801	109,951	1	0	0	0
179	14	13	1	0,00032407	0,02684249	-0,00191813	450,000	1	0	1	1
180	32	31	1	0,00029024	0,04951026	-0,00034428	225,000	1	0	1	1
181	34	33	1	0,00039442	0,04407009	-0,00584047	167,000	1	0	1	1
182	29	28	1	0,00023500	0,03922129	-0,00448852	300,000	1	0	1	1
183	29	28	1	0,00023500	0,03922129	-0,00448852	300,000	1	0	1	1
184	30	29	1	0,00020301	0,01934893	-0,00115320	600,000	1	0	1	1
185	53	52	1	0,00087303	0,04990347	-0,00041749	225,000	1	0	1	1
186	63	62	1	0,00014116	0,01949282	-0,00380608	375,000	1	0	1	1
187	63	62	1	0,00014116	0,01949282	-0,00380608	375,000	1	0	1	1
188	65	64	1	0,00014059	0,01957283	-0,00418176	375,000	1	0	1	1
189	65	64	1	0,00014059	0,01957283	-0,00418176	375,000	1	0	1	1
190	70	69	1	0,00061352	0,03936189	-0,00131505	300,000	1	0	1	1
191	70	69	1	0,00061352	0,03936189	-0,00131505	300,000	1	0	1	1
192	76	75	1	0,00066730	0,05094802	-0,00082411	168,000	1	0	1	1
193	84	83	1	0,00023753	0,04968832	-0,00039346	225,000	1	0	1	1
194	93	92	1	0,00024448	0,03182128	-0,00310258	225,000	1	0	1	1
195	102	101	1	0,00000000	0,02597778	0,00000000	450,000	1	0	1	1
196	90	89	1	0,00014308	0,01970615	-0,00433221	375,000	1	0	1	1
197	100	99	1	0,00845807	0,04334414	-0,00454706	167,000	1	0	1	1
198	100	99	1	0,00976762	0,04394554	-0,00601121	167,000	1	0	1	1
199	110	109	1	0,00043563	0,08546889	-0,00047862	100,000	1	0	1	1
200	112	111	1	0,00041778	0,05229433	-0,00335967	225,000	1	0	1	1

**8.6. ANEXO F VARIACIÓN DE DEMANDA PARA EL ANÁLISIS DEL SNI**

N°	BARRA	DEMANDA BASE		DEMANDA MINIMA		DEMANDA MAXIMA	
		Pd (MW)	Qd (MVar)	Pd (MW)	Qd (MVar)	Pd (MW)	Qd (MVar)
1	B_AGOYAN_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
2	B_ALANGASI_138kV	15,415	4,496	7,708	2,248	19,26875	5,62
3	B_AMBATO_138kV	63,651	30,828	31,826	15,414	79,56375	38,535
4	B_BABAHOYO_138kV	113,52	33,11	56,760	16,555	141,9	41,3875
5	B_BABA_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
6	B_BAÑOS_138kV	15,291	4,46	7,646	2,230	19,11375	5,575
7	B_BOMBAIZA_230kV	84,886	24,758	42,443	12,379	106,1075	30,9475
8	B_Baba_Central_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
9	B_CARAGUAY_138kV	121,46	35,426	60,730	17,713	151,825	44,2825
10	B_CEELEC_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
11	B_CHILIBULO_138kV	37,375	10,901	18,688	5,451	46,71875	13,62625
12	B_CHONE_138kV	61,412	17,912	30,706	8,956	76,765	22,39
13	B_CHORRILLOS_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
14	B_CHORRILLOS_500kV	0	0	0,000	0,000	0	0
15	B_COCA_138kV	17,952	5,236	8,976	2,618	22,44	6,545
16	B_CONOCOTO_138kV	30,817	7,723	15,409	3,862	38,52125	9,65375
17	B_COTOCOLLAO_138kV	58,226	16,983	29,113	8,492	72,7825	21,22875
18	B_CUENCA_138kV	75	21,875	37,500	10,938	93,75	27,34375
19	B_CUMBARATZA_138kV	17,714	5,167	8,857	2,584	22,1425	6,45875
20	B_CUMBAYA_138kV	37,701	10,996	18,851	5,498	47,12625	13,745
21	B_Coca_Codo_sincleir_500kV	0	0	0,000	0,000	0	0
22	B_D.PERIPA_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
23	B_DELSITANISAGUA_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
24	B_DOSCERRITOS_230kV	71,106	20,739	35,553	10,370	88,8825	25,92375
25	B_DURAN_230kV	194,343	56,683	97,172	28,342	242,92875	70,85375
26	B_ELECTROQUIL_138kV	72,175	21,051	36,088	10,526	90,21875	26,31375
27	B_EL_CARMEN_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
28	B_EL_INGA_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
29	B_EL_INGA_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
30	B_EL_INGA_500kV	0	0	0,000	0,000	0	0
31	B_ESCLUSAS_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

32	B_ESCLUSAS_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
33	B_ESMERALDAS_138kV	89,11	25,99	44,555	12,995	111,3875	32,4875
34	B_ESMERALDAS_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
35	B_ESPEJO_138kV	32,319	9,426	16,160	4,713	40,39875	11,7825
36	B_GTOPO_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
37	B_GUALACEO_138kV	13,02	3,798	6,510	1,899	16,275	4,7475
38	B_GUANGOPOLO_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
39	B_IBARRA_138kV	58,87	17,17	29,435	8,585	73,5875	21,4625
40	B_JIVINO_230kV	68,847	20,08	34,424	10,040	86,05875	25,1
41	B_Jamondino_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
42	B_LAGOCHONGON_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
43	B_LA_CONCORDIA_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
44	B_LOJA_138kV	58,192	16,973	29,096	8,487	72,74	21,21625
45	B_LORETO_138kV	22,478	6,556	11,239	3,278	28,0975	8,195
46	B_MACAS_138kV	11,161	3,255	5,581	1,628	13,95125	4,06875
47	B_MACHALA_138kV	70,364	20,523	35,182	10,262	87,955	25,65375
48	B_MACHALA_230kV	70,364	20,523	35,182	10,262	87,955	25,65375
49	B_MANDURYACO_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
50	B_MANTA2_138kV	24,443	7,223	12,222	3,612	30,55375	9,02875
51	B_MENDEZ_138kV	4,19	1,222	2,095	0,611	5,2375	1,5275
52	B_MILAGROS_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
53	B_MILAGROS_230kV	126,748	36,968	63,374	18,484	158,435	46,21
54	B_MINAS.F_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
55	B_MONTECRISTI_138kV	51,204	14,935	25,602	7,468	64,005	18,66875
56	B_MULALO_138kV	78,289	22,834	39,145	11,417	97,86125	28,5425
57	B_Mazar_U1	0	0	0,000	0,000	0	0
58	B_Mazar_U2	0	0	0,000	0,000	0	0
59	B_NUEVAPROSPERINA_230kV	124,65	36,356	62,325	18,178	155,8125	45,445
60	B_NUEVA_SALITRAL_230kV	130,2	37,975	65,100	18,988	162,75	47,46875
61	B_P.NAPO_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
62	B_PASCUALES_138kV	239,608	69,886	119,804	34,943	299,51	87,3575
63	B_PASCUALES_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
64	B_PAUTE_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
65	B_PAUTE_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
66	B_PEDERNALES_138kV	26,35	7,685	13,175	3,843	32,9375	9,60625

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

67	B_POLICENTRO_138kV	129,736	37,84	64,868	18,920	162,17	47,3
68	B_POMASQUIEQ_138kV	46,738	13,632	23,369	6,816	58,4225	17,04
69	B_POMASQUI_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
70	B_POMASQUI_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
71	B_PORTOVIEJO_138kV	89,501	26,104	44,751	13,052	111,87625	32,63
72	B_POSORJA_138kV	58,021	16,923	29,011	8,462	72,52625	21,15375
73	B_PUCARA_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
74	B_PUYO_138kV	16,935	4,939	8,468	2,470	21,16875	6,17375
75	B_QUEVEDO_138kV	76,503	22,313	38,252	11,157	95,62875	27,89125
76	B_QUEVEDO_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
77	B_QUINCHE_138kV	17,66	5,151	8,830	2,576	22,075	6,43875
78	B_QUININDE_138kV	14,946	4,359	7,473	2,180	18,6825	5,44875
79	B_RIOBAMBA_230kV	110,425	28,078	55,213	14,039	138,03125	35,0975
80	B_S.ALEGRE_138kV	36	10,5	18,000	5,250	45	13,125
81	B_S.ANTONIO_138kV	24,2	7,058	12,100	3,529	30,25	8,8225
82	B_S.E.18_138kV	35,852	10,457	17,926	5,229	44,815	13,07125
83	B_S.GREGORIO_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
84	B_S.GREGORIO_230kV	62,707	18,29	31,354	9,145	78,38375	22,8625
85	B_S.JUAN_230kV	80,775	23,559	40,388	11,780	100,96875	29,44875
86	B_SALITRAL_138kV	194,1	56,613	97,050	28,307	242,625	70,76625
87	B_SANBARTOLO_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
88	B_SANFRANCISCO_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
89	B_SANTAROSA_138kV	65,291	19,043	32,646	9,522	81,61375	23,80375
90	B_SANTAROSA_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
91	B_SAN_ANTONIO_138kV	24,2	7,058	12,100	3,529	30,25	8,8225
92	B_SAN_IDELFONSO_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
93	B_SAN_IDELFONSO_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
94	B_SEVERINO_138kV	10	2,917	5,000	1,459	12,5	3,64625
95	B_SHUSHUFINDI_230kV	162	78,46	81,000	39,230	202,5	98,075
96	B_SININCAY_230kV	66,2	19,308	33,100	9,654	82,75	24,135
97	B_SOPLADORA_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
98	B_STA.ELENA_138kV	99,924	29,145	49,962	14,573	124,905	36,43125
99	B_STO.DOMINGO_138kV	108,56	31,663	54,280	15,832	135,7	39,57875
100	B_STO.DOMINGO_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
101	B_San_Rafael_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

102	B_San_Rafael_500kV	0	0	0,000	0,000	0	0
103	B_TABABELA_138kV	20,24	5,903	10,120	2,952	25,3	7,37875
104	B_TADAY_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
105	B_TENA_138kV	17,409	5,078	8,705	2,539	21,76125	6,3475
106	B_TGASMACHALA_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
107	B_TISALEO_500kV	0	0	0,000	0,000	0	0
108	B_TOPO_138kV	0	0	0,000	0,000	0	0
109	B_TOTORAS_138kV	50,42	24,42	25,210	12,210	63,025	30,525
110	B_TOTORAS_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
111	B_TRINITARIA_138kV	99,387	28,988	49,694	14,494	124,23375	36,235
112	B_TRINITARIA_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
113	B_TULCAN_138kV	19,281	5,624	9,641	2,812	24,10125	7,03
114	B_VICENTINA_138KV	39,415	11,496	19,708	5,748	49,26875	14,37
115	B_YANACOCHA_138kV	51,809	15,111	25,905	7,556	64,76125	18,88875
116	B_ZAMBISA_138kV	11,408	3,327	5,704	1,664	14,26	4,15875
117	B_ZHORAY_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0
118	B_ZORRITOS_230kV	0	0	0,000	0,000	0	0

### 8.7. ANEXO G COMPENSACIÓN INSTALADA EN EL SISTEMA SNI REDUCIDO

BARRA	COMPENSACIÓN INSTALADA (MVAR)
B_CARAGUAY_138kV	24
B_ESCLUSAS_138kV	30
B_ESCLUSAS_230kV	120
B_LOJA_138kV	12
B_MACHALA_138kV	12
B_MILAGROS_230kV	12
B_NUEVAPROSPERINA_230kV	120
B_PASCUALES_138kV	60
B_PASCUALES_138kV	60
B_POLICENTRO_138kV	12
B_PORTOVIEJO_138kV	12
B_POSORJA_138kV	12
B_S.GREGORIO_230kV	30
B_STA.ELENA_138kV	12
B_SANTAROSA_138kV	120
B_San_Rafael_230kV	-25
B_CHORRILLOS_500kV	-240
B_EL_INGA_500kV	-90
B_EL_INGA_500kV	-90
B_JIVINO_230kV	-25
B_POMASQUI_230kV	-25
B_San_Rafael_500kV	-60
B_TISALEO_500kV	-180



**8.8. ANEXO H PERFILES DE VOLTAJE DE MÁXIMA Y MINIMA DEMANDA**

N°	Barra	MAXIMA		MINIMA	
		V inicial (p.u.)	V OPF (p.u.)	V inicial (p.u.)	V OPF (p.u.)
1	B_AGOYAN_138kV	1,04	1,02	1,04	1,03
2	B_ALANGASI_138kV	1,023163	1,028	1,03952	1,029
3	B_AMBATO_138kV	1,018377	1,03	1,023501	1,03
4	B_BABAHOYO_138kV	0,971962	1,03	1,030011	1,03
5	B_BABA_230kV	1,03692	1,0004	1,038923	1
6	B_BAÑOS_138kV	1,039273	1,021	1,038909	1,029
7	B_BOMBAIZA_230kV	1,040526	1,009	1,042858	1,025
8	B_Baba_Central_230kV	1,036922	1	1,038744	1
9	B_CARAGUAY_138kV	1,013433	1,048	1,021743	1,002
10	B_CELEC_138kV	1	1	1	1
11	B_CHILIBULO_138kV	1,009958	1,0125	1,029943	1,02
12	B_CHONE_138kV	0,9497685	0,95	1,012433	0,99
13	B_CHORRILLOS_230kV	1,010918	1,035	1,027373	1
14	B_CHORRILLOS_500kV	1,000534	1,044	1,016525	0,9694
15	B_COCA_138kV	0,9995435	1,03	1,04	1,03
16	B_CONOCOTO_138kV	1,022617	1,02	1,034748	1,027
17	B_COTOCOLLAO_138kV	1,008148	1,007	1,027422	1,022
18	B_CUENCA_138kV	1,034588	1,03	1,042473	1,03
19	B_CUMBARATZA_138kV	1,038099	1,027	1,039454	1,029
20	B_CUMBAYA_138kV	1,020422	1,02	1,033367	1,026
21	B_Coca_Codo_sincleir_500kV	1	1,03	1	1,03
22	B_D.PERIPA_138kV	1,04	1,03	1,04	1,03
23	B_DELSITANISAGUA_138kV	1,04	1,03	1,04	1,03
24	B_DOSCERRITOS_230kV	1,011359	1,03	1,030053	1,014
25	B_DURAN_230kV	1,019667	1,009	1,034912	1,035
26	B_ELECTROQUIL_138kV	0,9568821	1,03	1,04	1,03
27	B_EL_CARMEN_138kV	1,024431	1,03	1,04	1,03
28	B_EL_INGA_138kV	1,014486	1,03	1,022654	1,03
29	B_EL_INGA_230kV	1,017025	1,03	1,022547	1,031
30	B_EL_INGA_500kV	1,008353	1,035	1,01496	1,029
31	B_ESCLUSAS_138kV	1,014204	1,05	1,023509	1,004
32	B_ESCLUSAS_230kV	1,017811	1,04	1,032388	1,013
33	B_ESMERALDAS_138kV	1,04	1,03	1,04	1,03
34	B_ESMERALDAS_230kV	1,048177	1,03	1,049597	1,031
35	B_ESPEJO_138kV	1,014686	1,018	1,0324	1,025
36	B_GTOPO_138kV	1,04	1,03	1,04	1,03
37	B_GUALACEO_138kV	1,022666	1,01	1,079308	1,029
38	B_GUANGOPOLO_138kV	1,04	1,03	1,04	1,03
39	B_IBARRA_138kV	0,9728519	0,972	1,018487	1,011
40	B_JIVINO_230kV	0,9367721	0,96	0,9992011	0,966

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

41	B_Jamondino_230kV	1,04	1,05	1,06	1,05
42	B_LAGOCHONGON_138kV	0,9658845	1,021	1,040437	1,028
43	B_LA_CONCORDIA_138kV	1,007614	0,991	1,034586	1,012
44	B_LOJA_138kV	1,022735	1,03	1,04	1,03
45	B_LORETO_138kV	0,9885761	1,0131	1,037337	1,0244
46	B_MACAS_138kV	1,04	1,03	1,077524	1,03
47	B_MACHALA_138kV	1,04	1,03	1,048504	1,03
48	B_MACHALA_230kV	1,046601	1,034	1,053002	1,037
49	B_MANDURYACO_230kV	1,04	1,03	1,04	1,03
50	B_MANTA2_138kV	0,9980593	0,998	0,9992367	0,999
51	B_MENDEZ_138kV	1,033125	1,02	1,079722	1,03
52	B_MILAGROS_138kV	1,011791	1,046	1,040661	1,04
53	B_MILAGROS_230kV	1,02301	1,03	1,039154	1,03
54	B_MINAS.F_230kV	1,04	1,03	1,04	1,03
55	B_MONTECRISTI_138kV	0,9999393	1	1,001033	1
56	B_MULALO_138kV	0,9827956	1,03	1,022717	1,03
57	B_Mazar_U1	1,04	1,03	1,04	1,03
58	B_Mazar_U2	1,04	1,03	1,04	1,03
59	B_NUEVAPROSPERINA_230kV	1,013192	1,048	1,032951	1,01
60	B_NUEVA_SALITRAL_230kV	1,012591	1,033	1,028905	1,009
61	B_P.NAPO_138kV	1,012385	1,03	1,04	1,03
62	B_PASCUALES_138kV	1,010498	1,03	1,04	1,03
63	B_PASCUALES_230kV	1,011496	1,03	1,029052	1,011
64	B_PAUTE_138kV	1,04	1,03	1,04	1,03
65	B_PAUTE_230kV	1,04	1,03	1,04	1,03
66	B_PEDERNALES_138kV	0,9722981	0,951	1,026734	1
67	B_POLICENTRO_138kV	1,00176	1,012	1,035645	1,025
68	B_POMASQUIEQ_138kV	1,011844	1,013	1,029075	1,024
69	B_POMASQUI_138kV	1,013583	1,015	1,029718	1,025
70	B_POMASQUI_230kV	1,021411	1,028	1,033493	1,032
71	B_PORTOVIEJO_138kV	1,01565	0,978	1,020344	0,988
72	B_POSORJA_138kV	0,9265475	0,965	1,024778	1,002
73	B_PUCARA_138kV	1,02	1,01	1,02	1,01
74	B_PUYO_138kV	1,019833	1,016	1,037865	1,026
75	B_QUEVEDO_138kV	1,035184	1	1,026932	1
76	B_QUEVEDO_230kV	1,034546	1	1,040871	1
77	B_QUINCHE_138kV	1,012532	1,028	1,021924	1,0292
78	B_QUININDE_138kV	1,013328	0,998	1,035847	1,016
79	B_RIOBAMBA_230kV	1,029984	1,015	1,028926	1,0144
80	B_S.ALEGRE_138kV	1,009847	1,011	1,029248	1,0237
81	B_S.ANTONIO_138kV	1,011145	1,013	1,028781	1,024
82	B_S.E.18_138kV	1,012832	1,0143	1,029548	1,025
83	B_S.GREGORIO_138kV	1,017294	0,982	1,018397	0,986

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

84	B_S.GREGORIO_230kV	1,029179	0,9744	1,041593	0,992
85	B_S.JUAN_230kV	1,02491	0,967	1,040061	0,99
86	B_SALITRAL_138kV	1,04	1,03	1,04	1,03
87	B_SANBARTOLO_230kV	1,04	1,03	1,04	1,03
88	B_SANFRANCISCO_230kV	1,04	1,03	1,04	1,03
89	B_SANTAROSA_138kV	1,02524	1,03	1,037198	1,03
90	B_SANTAROSA_230kV	1,023558	1,027	1,031487	1,03
91	B_SAN_ANTONIO_138kV	1,007345	1,008	1,027973	1,023
92	B_SAN_IDELFONSO_138kV	1,040779	1,032	1,049215	1,032
93	B_SAN_IDELFONSO_230kV	1,043996	1,034	1,051068	1,035
94	B_SEVERINO_138kV	0,9445568	0,951	1,010989	0,996
95	B_SHUSHUFINDI_230kV	0,9321724	0,95	0,9989871	0,955
96	B_SININCAY_230kV	1,04	1,03	1,04	1,03
97	B_SOPLADORA_230kV	1,04	1,03	1,04	1,03
98	B_STA.ELENA_138kV	1,006262	1	1,04	1,03
99	B_STO.DOMINGO_138kV	1,018051	1,006	1,032296	1,0146
100	B_STO.DOMINGO_230kV	1,03776	1,018	1,041531	1,027
101	B_San_Rafael_230kV	0,9768065	1	0,9982172	1
102	B_San_Rafael_500kV	1,000356	1,03	1,001268	1,0299
103	B_TABABELA_138kV	1,012418	1,027	1,021879	1,029
104	B_TADAY_230kV	1,041442	1,027	1,04088	1,028
105	B_TENA_138kV	1,009658	1,027	1,039539	1,029
106	B_TGASMACHALA_138kV	1,04	1,03	1,048324	1,03
107	B_TISALEO_500kV	1,008679	1,049	1,015955	1,008
108	B_TOPO_138kV	1,036598	1,025	1,039814	1,029
109	B_TOTORAS_138kV	1,025702	1,0315	1,026141	1,025
110	B_TOTORAS_230kV	1,034335	1,03	1,034554	1,024
111	B_TRINITARIA_138kV	1,04	1,03	1,04	1,03
112	B_TRINITARIA_230kV	1,017342	1,04	1,033112	1,012
113	B_TULCAN_138kV	0,9573441	0,955	1,014053	1,006
114	B_VICENTINA_138KV	1,022845	1,022	1,034328	1,0273
115	B_YANACocha_138kV	1,026501	1,03	1,040157	1,0297
116	B_ZAMBISA_138kV	1,014353	1,015	1,030172	1,025
117	B_ZHORAY_230kV	1,04	1,03	1,040064	1,03
118	B_ZORRITOS_230kV	1,06	1,05	1,06	1,05

## 8.9. ANEXO I DESPACHO DE GENERADORES A DEMANDA MÁXIMA

Barra de generación	Despacho inicial		Despacho máxima demanda	
	Pg0 (MW)	Qg0 (MVar)	Pg (MW)	Qg (MVar)
B_AGOYAN_138kV	127,8	19,879	103,95	-65,3
B_AMBATO_138kV	4,8	9	15	12
B_CELEC_138kV	112	-4,481	103,07	-2,81
B_COCA_138kV	16	12,5	19,91	18,74
B_CUENCA_138kV	52,032	25,53	59,33	30,69
B_Coca_Codo_sinclair_500kV	2189,944	-114,433	1185,52	-37,44
B_D.PERIPA_138kV	170,64	81,774	197,37	98,43
B_DELSITANISAGUA_138kV	144	10,083	129,63	-11,28
B_EL_CARMEN_138kV	7,04	6,6	5,65	8,8
B_ESMERALDAS_138kV	186,11	26,2	273,76	31,94
B_GTOPO_138kV	21,248	-1,5	0	24,94
B_GUANGOPOLO_138kV	112,2	76,368	96,56	24,25
B_LOJA_138kV	5,55	8,328	13,88	11,1
B_MACAS_138kV	27	-2,816	28,87	3,09
B_MACHALA_138kV	19,18	16,12	113,63	11,07
B_MANDURYACO_230kV	53,28	16,444	74	29,67
B_MINAS.F_230kV	0	-12,135	146,23	-34,39
B_Mazar_U1	68	7,27	0	0,78
B_Mazar_U2	68	7,27	0	0,78
B_P.NAPO_138kV	35,2512	16,492	2,52	35,53
B_PAUTE_138kV	377,5	-18,774	459,05	-10,41
B_PAUTE_230kV	173,6	-28,556	205,83	-62,81
B_PUCARA_138kV	53,2	18,887	26,63	-51,69
B_SALITRAL_138kV	276,07	145,501	405,99	20,58
B_SANBARTOLO_230kV	70,875	-17,22791	65,89	-15,14
B_SANFRANCISCO_230kV	0	27,884	251,4	-46,6
B_SANTAROSA_138kV	41,6	39	65	52
B_SININCAY_230kV	160	8,068	0	28,4
B_SOPLADORA_230kV	367,2	4,221	459,73	-5,26
B_STA.ELENA_138kV	34,96	82,5	54,63	37,15
B_San_Rafael_230kV	37,8	-22,224	55,56	4,11
B_TGASMACHALA_138kV	100	-2,311	161,2	-22,98
B_TRINITARIA_138kV	106,42	78,25	156,5	14,05
- B_BABAHOYO_138kV	14,52	7,695	17,1	6,84
- B_Baba_Central_230kV	15,484	-18,72	26,12	-37,44
- B_ELECTROQUIL_138kV	8	29,184	48,64	38,91
- B_EL_INGA_138kV	8,64	4,8	12	9,6
- B_MILAGROS_230kV	0	14,22	47,4	37,92
- B_MONTECRISTI_138kV	36,72	19,743	54	43,2
- B_MULALO_138kV	2,2	12	20	16

- B_PASCUALES_138kV	105,4	62	155	124
- B_QUEVEDO_138kV	6,864	-8,266	4,58	-16,53
- B_QUEVEDO_230kV	20	-15,952	53,17	-42,54

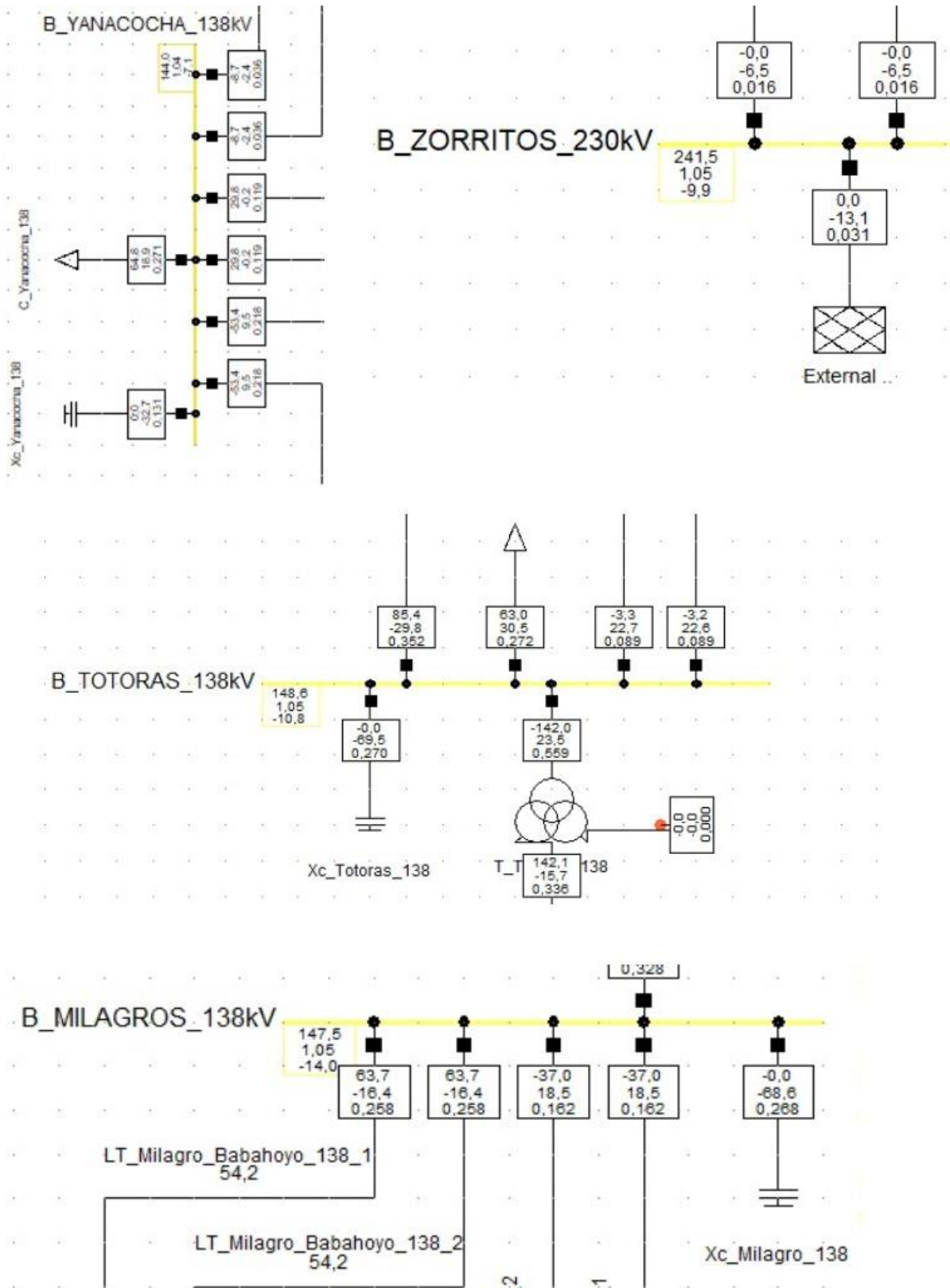
**8.10. ANEXO J DESPACHO DE GENERADORES A DEMANDA MINIMA**

Barra de generación	Despacho inicial		Despacho mínima demanda	
	Pg inicial	Qg inicial	Pg OPF	Qg OPF
B_AGOYAN_138kV	63,89995	-50,99998	169,12	-28,37
B_AMBATO_138kV	4,799927	-2,999182	15	12
B_BABAHOYO_138kV	7,26	-4,275	0	6,84
B_Baba_Central_230kV	7,742	-18,72	0	-9,45
B_CELEC_138kV	112	-25,93048	128,33	-14,78
B_COCA_138kV	16,00001	-0,06902569	0	9,28
B_CUENCA_138kV	52,032	-16,26	0	29,41
B_Coca_Codo_sinclair_500kV	277,1722	-460,7645	756,61	16,93
B_D.PERIPA_138kV	56,88002	-40,27223	237	39,69
B_DELSITANISAGUA_138kV	48	-34,89487	0	1,6
B_ELECTROQUIL_138kV	0,9999992	-9,728001	0	37,17
B_EL_CARMEN_138kV	7,04	-2,2	0	3,69
B_EL_INGA_138kV	8,639999	-1,799998	32	-2,42
B_ESMERALDAS_138kV	186,11	-52,0649	273,76	-0,02
B_GTOPO_138kV	10,62399	-19,92	0	4,14
B_GUANGOPOLO_138kV	112,2	-33	148,38	-18,51
B_LOJA_138kV	5,55	-4,858	0	11,1
B_MACAS_138kV	5,4	-7,127626	0	3,67
B_MACHALA_138kV	19,18	-16,12	0	4,52
B_MANDURYACO_230kV	26,64	-29,6	74	16,85
B_MILAGROS_230kV	-0,00000031	-9,480001	0	37,92
B_MINAS.F_230kV	-0,00000503	-92	0	-26,35
B_MONTECRISTI_138kV	4,08	-21,6	46,7	20,29
B_MULALO_138kV	2,200001	11,99999	0	16
B_Mazar_U1	68,00003	-71,90719	0	-7,48
B_Mazar_U2	68,00003	-71,90719	0	-7,48
B_P.NAPO_138kV	8,812956	-10,10473	0	12,02
B_PASCUALES_138kV	105,3997	-30,9996	0	124
B_PAUTE_138kV	75,50003	-52,37461	0	-29,81
B_PAUTE_230kV	86,80001	-51,08	0	22,65
B_PUCARA_138kV	26,59997	-15,99999	0	-17,05
B_QUEVEDO_138kV	3,432	-8,266401	37,04	15,5
B_QUEVEDO_230kV	0,7999997	-15,9525	0	-9,55

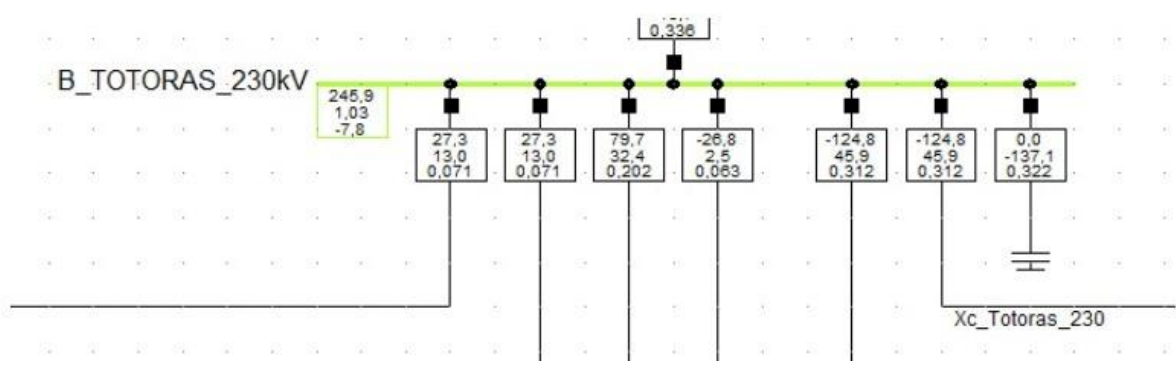
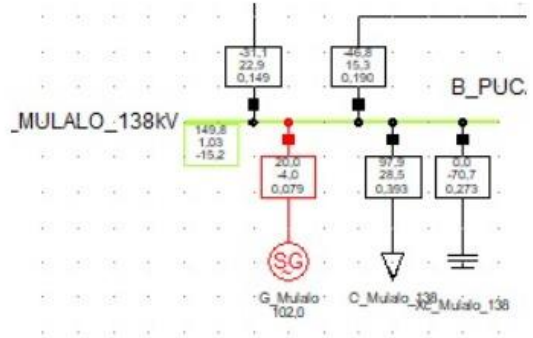
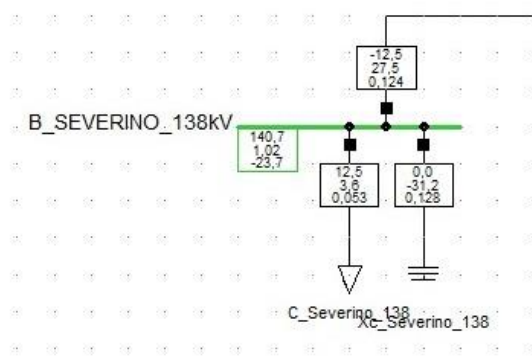
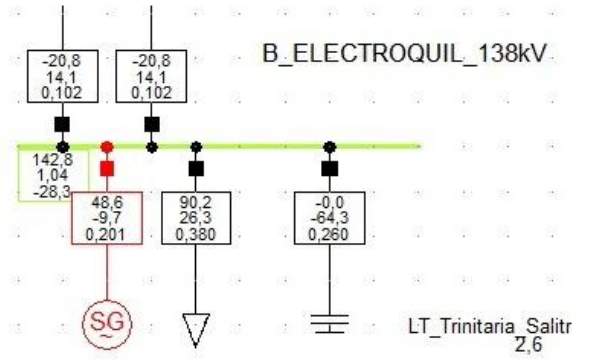
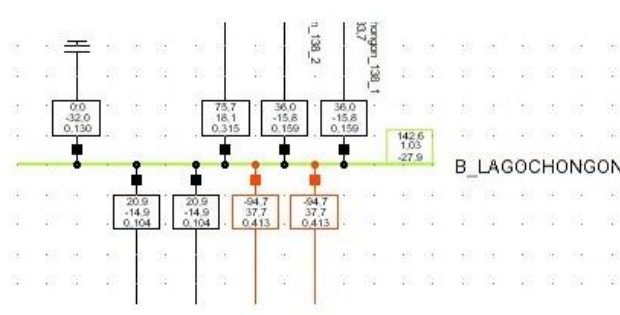
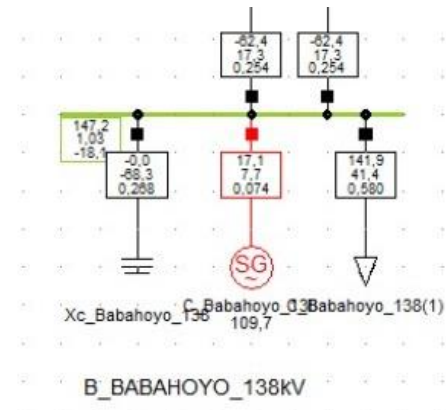
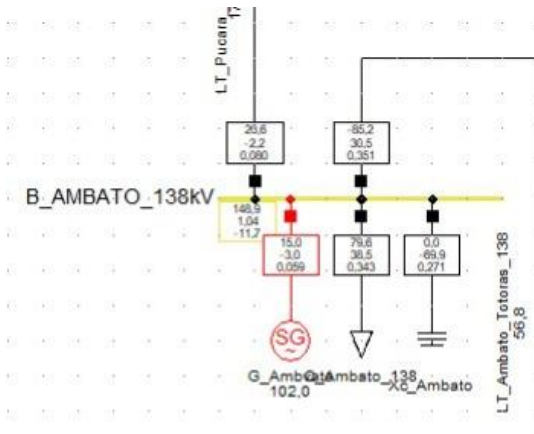
## UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

B_SALITRAL_138kV	276,0703	-95,22343	0	58,05
B_SANBARTOLO_230kV	70,875	-17,22791	0	-1,01
B_SANFRANCISCO_230kV	-0,00000848	-100,56	251,4	-6,83
B_SANTAROSA_138kV	41,6	-13	21,29	52
B_SININCAY_230kV	80	-9,588337	0	7,62
B_SOPLADORA_230kV	122,4001	-144,4182	0	8,26
B_STA.ELENA_138kV	34,96005	-45,23038	0	30,48
B_San_Rafael_230kV	12,6	-22,224	0	-11,22
B_TGASMACHALA_138kV	20	-16,12	0	-15,09
B_TRINITARIA_138kV	106,42	-13,67325	0	45

8.11. ANEXO K COMPENSACIÓN EN MÁXIMA DEMANDA



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD





8.12. ANEXO L COMPENSACIÓN EN MÍNIMA DEMANDA

