



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**MITIGACIÓN DEL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOBRE LA
ESTABILIDAD DE OPERACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: Daniel Contreras Valverde Contreras

TUTOR: Ing. Roy Freddy Santana Jara, MSc

Guayaquil – Ecuador

2026

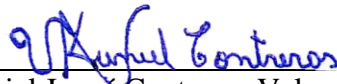
CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Daniel Josué Contreras Valverde con documento de identificación N° 1207529031 manifestamos que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 12 de febrero del año 2026

Atentamente;



Daniel Josué Contreras Valverde
CI: 1207529031

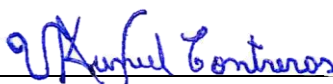
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Daniel Josué Contreras Valverde con documento de identificación N° 1207529031, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de lo que somos autores del Proyecto Técnico: “MITIGACIÓN DEL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOBRE LA ESTABILIDAD DE OPERACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero en Electricidad, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en el formato digital a la biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 12 de febrero del año 2026

Atentamente;



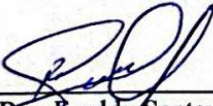
Daniel Josué Contreras Valverde
CI: 1207529031

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Roy Freddy Santana Jara con documento de identificación N° 0923481915 docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “MITIGACIÓN DEL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOBRE LA ESTABILIDAD DE OPERACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA”, realizado por Daniel Josué Contreras Valverde con documento de identificación N° 1207529031, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 12 de febrero del año 2026

Atentamente;



Ing. Roy Freddy Santana Jara, MSc
CI: 0910972637

DECICATORIA

Dedico este trabajo de titulación, en primer lugar, a Dios por darme la vida, la salud y la fortaleza que necesito para seguir adelante en cada etapa de mi formación, guiar mis decisiones y apoyarme en los momentos más difíciles.

A mi familia, por ser mi apoyo constante y mi mayor motivación. No rendirme aun cuando el camino se vuelve difícil. A mi mamá Ruth Valverde y abuela Gloria Montero, por su amor, sus consejos, y por transmitir valores que han moldeado mi vida y mi manera de afrontar los problemas. Como resultado hacer que mi proceso académico fuera más fácil, recordándome siempre la importancia de la disciplina y la constancia.

Agradecer también a mis profesores por su guía y conocimiento, por impulsarme a mejorar y por ayudarme a crecer académica y profesionalmente con su experiencia. Este logro es el resultado del trabajo duro de todos los que han estado ahí para mí y estoy agradecido a todos ellos por su ayuda.

Daniel Josué Contreras Valverde

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por la salud y la fortaleza para culminar esta etapa académica. A mis familiares y en especial a mi madre Ruth Valverde por estar constantemente apoyándome, por contar conmigo en cada etapa durante la carrera. A mi tutor, Ingeniero Roy Santana, por la orientación técnica, paciencia, instrucciones y consejos prácticos para la culminación del proyecto de tesis. la Universidad Politécnica Salesiana por haberme proporcionado los recursos y el ambiente académico para llevar a cabo este estudio de la mejor manera.

Daniel Josué Contreras Valverde

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	ii
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR.....	iii
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN	iv
DECICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	x
ÍNDICE DE TABLAS	xiii
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	xiv
ÍNDICE DE ANEXOS.....	xv
RESUMEN.....	xvi
ABSTRACT	xvii
ACRONIMOS	xviii
CAPITULO I.....	1
1 TITULO.....	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 INTRODUCCIÓN.....	1
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.5 ALCANCE.....	4
1.6 BENEFICIARIOS	4
1.7 OBJETIVOS.....	5
1.7.1 OBJETIVO GENERAL.....	5
1.7.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
CAPITULO II.....	7
2.1 FUNDAMENTO TEÓRICO.....	7
2.1.1 REDES DE DISTRIBUCIÓN RADIAL Y OPERACIÓN TRADICIONAL	7
2.1.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	9
2.1.3 IMPORTANCIA DEL ALIMENTADOR IEEE 123-BUS.....	10

2.1.4.	COMPONENTES TÍPICOS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL	10
2.1.4.1.	Barra (Bus) o nodo de conexión	10
2.1.4.2.	Líneas o tramos del alimentador	11
2.1.4.3.	Regulador de voltaje (Voltage Regulator).....	11
2.1.4.4.	External Grid (Red Externa)	12
2.1.4.5.	Transformador Potencia	12
2.1.4.6.	Cargas en Sistemas de Distribución: monofásicas, bifásicas y trifásicas...	13
2.1.5.	SOFTWARE DIGSILENT POWERFACTORY.....	14
2.1.6.	SIMULACIÓN Y ANÁLISIS EN DIGSILENT POWERFACTORY	15
2.1.6.1.	Flujo de carga (Load Flow) en una red radial modelada.....	15
2.1.6.2.	Visualización de resultados: Load Flow Coloring	15
2.1.6.3.	flujo de carga trifásico desbalanceado (ABC)	15
2.1.6.4.	Método de Newton Raphson desequilibrado	16
2.1.7.	CAÍDA DE TENSIÓN.....	17
2.1.8.	CALIDAD DEL PRODUCTO NIVEL DE VOLTAJE REGULACIÓN ARCONEL-009/24	19
2.1.9.	FACTOR DE POTENCIA	19
CAPITULO III		20
3.	DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO	20
3.1.	ALIMENTADOR RADIAL DE PRUEBA IEEE 123-BUS.....	20
3.1.1.	Modelado eléctrico de la External Grid	21
3.1.2.	Modelado eléctrico del Bus.....	22
3.1.3.	Modelado eléctrico del regulador de voltaje	23
3.1.4.	Modelado eléctrico del LineCode.....	26
3.1.5.	Modelado eléctrico de Loads	29
3.1.6.	Modelado eléctrico de generadores fotovoltaicos (PV1 y PV2)	31
3.2.	PLANTEAMIENTO DE ESTUDIO	31
3.2.1.	Cálculo de demanda aparente S del alimentador	33
3.2.2.	Selección de potencia nominal del transformador	34
3.2.3.	Datos del caso base (sin GD)	35
3.2.4.	Definición de Hosting Capacity (HC) basada en P_base (PCC)	37
3.3.	METODOLOGIA.....	38

CAPITULO IV	40
4. ANÁLISIS DEL FLUJO DE CARGA.....	40
4.1. ESCENARIO 1: RED DE DISTRIBUCIÓN RADIAL – ESCENARIO BASE SIN GD (GD OFF).....	41
4.1.1. Perfil de tensión por barras.....	42
4.2. ESCENARIO 2: RED DE DISTRIBUCIÓN RADIAL – ESCENARIO BASE CON GD (GD ON)	47
4.2.1. Perfil de tensión por barras.....	48
4.2.1.1. Hosting Capacity 5%	50
4.2.1.2. Hosting Capacity 25%	54
4.2.1.3. Hosting Capacity 50%	58
4.2.1.4. Hosting Capacity 75%	62
4.2.1.5. Hosting Capacity 100%	66
4.2.2. Resumen del perfil de tensión por barras.....	70
4.3. ESCENARIO 3: ESTRATEGIAS DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA PARA MANTENER EL FACTOR DE POTENCIA EN LA RED CON GD-ON.....	75
4.3.1. Dimensionamiento del banco de capacitores	75
4.3.2. Perfil de tensión por barras.....	77
4.4. ESCENARIO 4: COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA EN TOPOLOGÍA ANILLO CON GD.....	Error! Bookmark not defined.
CAPITULO V.....	86
5. CONCLUSIONES	86
5.1. RECOMENDACIONES	87
CAPITULO VI	88
6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	88
6.1. ANEXOS.....	92

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama Red de Distribución radial.....	8
Figura 2. Transformador de 2.5 MVA.	13
Figura 3. Software Digsilent Powerfactory.	14
Figura 4. Selección del método de cálculo: AC Load Flow unbalanced, 3-phase (ABC). 16	
Figura 5. Selección del algoritmo de Load Flow: Newton-Raphson (Power Equations, classical).	16
Figura 6. Repositorio en GitHub de IEEE 123 bus.....	20
Figura 7. Repositorio en GitHub de IEEE 123 bus.....	21
Figura 8. Modelado eléctrico de la External Grid.	21
Figura 9. Modelado eléctrico del Bus.	22
Figura 10. Repositorio en GitHub – Regulador de voltaje.....	23
Figura 11. Modelado eléctrico del regulador de voltaje.	25
Figura 12. Repositorio en GitHub – LineCode.....	26
Figura 13. Modelado eléctrico del LineCode.	28
Figura 14. Repositorio en GitHub – Loads.	29
Figura 15. Tramo del feeder 123-Bus.	32
Figura 16. Reporte de flujo de carga en bus de cabecera.....	33
Figura 17 Reporte de flujo de carga en bus de cabecera y PCC.....	35
Figura 18. Red de distribución radial – Escenario base sin GD.	40
Figura 19. Red de distribución radial – Escenario base sin GD.	41
Figura 20. Perfil de tensión por barras – Escenario base sin GD.	43
Figura 21. Red de distribución radial – Escenario base con GD.	47
Figura 22. Red de distribución radial – Escenario base con GD – HC (5%).	50

Figura 22. Perfil de tensión por barras – Escenario base con GD – HC (5%).	51
Figura 24. Red de distribución radial – Escenario base con GD – HC (25%).	54
Figura 23. Perfil de tensión por barras – Escenario base con GD – HC (25%).	55
Figura 26. Red de distribución radial – Escenario base con GD – HC (50%).	58
Figura 24. Perfil de tensión por barras – Escenario base con GD – HC (50%).	59
Figura 28. Red de distribución radial – Escenario base con GD – HC (75%).	62
Figura 25. Perfil de tensión por barras – Escenario base con GD – HC (75%).	63
Figura 30. Red de distribución radial – Escenario base con GD – HC (100%).	66
Figura 31. Perfil de tensión por barras – Escenario base con GD – HC (100%).	67
Figura 32. Curva de voltaje de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (5%).	70
Figura 33. Curva de factor de potencia de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (5%).	70
Figura 34. Curva de voltaje de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (25%).	71
Figura 33. Curva de factor de potencia de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (25%).	71
Figura 36. Curva de voltaje de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (50%).	72
Figura 37. Curva de factor de potencia de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (50%).	72
Figura 38. Curva de voltaje de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (75%).	73
Figura 39. Curva de factor de potencia de operación por barras – Escenario base GD(ON)	

con HC (75%).....	73
Figura 40. Curva de voltaje de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (100%).....	74
Figura 41. Curva de factor de potencia de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (100%).....	74
Figura 42. Red de distribución radial – Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.....	77
Figura 43. Perfil de tensión por barras – Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.....	78
Figura 44. Curva de voltaje de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.....	80
Figura 45. Curva de factor de potencia de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.....	80
Figura 46. Red de distribución topología anillo – Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.....	81
Figura 47. Perfil de tensión por barras en topología anillo– Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.....	82
Figura 48. Curva de voltaje de operación por barras en topología anillo – Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.....	84
Figura 49. Curva de factor de potencia de operación por barras en topología anillo – Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.....	84

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Rango de tensión por nivel de voltaje.	18
Tabla 2. Límites del nivel de voltaje.	18
Tabla 3. Características de las diferentes cargas IEEE 123 Bus.	30
Tabla 4. Resumen de reporte de flujo de carga en bus de cabecera y PCC.	36
Tabla 5. Parámetros obtenidos por suma de fases en bus PCC.	36
Tabla 6. Resumen del perfil de tensión por barra – Escenario base sin GD.	45
Tabla 7. Resumen del perfil de tensión crítico – Escenario base sin GD.	46
Tabla 8. Tabla de potencia activa a inyectar - 5% en 5% hasta HC(100%).	49
Tabla 9. Resumen del perfil de tensión por barra – Escenario base GD(ON) con HC(5%)	53
Tabla 10. Resumen del perfil de tensión por barra – Escenario base GD(ON) con HC (25%).	57
Tabla 11. Resumen del perfil de tensión por barra – Escenario base GD(ON) con HC (50%).	61
Tabla 12. Resumen del perfil de tensión por barra – Escenario base GD(ON) con HC (75%).	65
Tabla 13. Resumen del perfil de tensión por barra – Escenario base GD(ON) con HC (100%).	69
Tabla 14. Resumen del perfil de tensión por barra – Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.	80
Tabla 14. Resumen del perfil de tensión por barra en topología anillo– Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.	84

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Newton Raphson Desequilibrado.	17
Ecuación 2. Índice de nivel de voltaje.....	18
Ecuación 3. Determinación FP usando el triángulo de potencias.....	19
Ecuación 4. Relación entre voltaje línea–línea y línea–neutro.....	31
Ecuación 5. Cálculo de la potencia aparente demandada.....	33
Ecuación 6. Potencia nominal requerida considerando reserva operativa.	34
Ecuación 7. Cálculo de la potencia aparente demandada.....	36
Ecuación 8. Cálculo del factor de potencia por fase.	37
Ecuación 9. Hosting Capacity (HC).....	37
Ecuación 10. Umbral de sobretensión y subtemsión en p.u.....	45
Ecuación 11. Hosting Capacity (HC).....	48
Ecuación 12. Relación del triángulo de potencias	75

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1 Red radial IEEE - 123 BUS - sin GD.	92
Anexo 2 Red radial IEEE - 123 BUS - sin GD (load flow).	93
Anexo 3 Red radial IEEE - 123 BUS - con GD.	94
Anexo 4 Red radial IEEE - 123 BUS - con GD (25%).....	95
Anexo 5 Red radial IEEE - 123 BUS - con GD (25%) y capacitores.	96
Anexo 6 Red anillo IEEE - 123 BUS - con GD (25%) y capacitores.	97

RESUMEN

Se implementó el alimentador IEEE 123-bus en DIGSILENT PowerFactory, operando a un nivel de media tensión de 4,16 kV, empleando flujo de carga trifásico desbalanceado (ABC) para representar de manera realista la naturaleza asimétrica de las cargas y la topología del sistema. Se establece un escenario base sin Generación Distribuida como referencia operativa, y posteriormente se analizan escenarios con Generación Distribuida conectada mediante incrementos graduales del Capacidad de alojamiento “Hosting Capacity” [1]. La penetración fotovoltaica se define en términos porcentuales respecto a la capacidad del transformador de cabecera, adoptando la capacidad del transformador de 2,5 MVA, y variando la inyección de potencia en pasos de 5% en 5%, desde 5% hasta 100%, lo que permite identificar el punto en el cual el sistema comienza a presentar limitaciones operativas por tensión.

El criterio de evaluación se centra en el nivel de voltaje y su desviación respecto al nominal en barras representativas del alimentador, con especial atención a los nodos extremos y críticos, donde la sensibilidad a cambios de inyección es mayor. En particular, se analiza la barra BUS 59 del alimentador IEEE 123, por presentar las condiciones más exigentes (barra crítica). Allí se observan las variaciones del voltaje expresadas en p.u., en kilo voltios y como desviación porcentual, permitiendo caracterizar el comportamiento del alimentador frente al aumento de penetración fotovoltaica. Para la verificación de cumplimiento, se adopta el marco regulatorio ecuatoriano de calidad del producto, considerando los límites de nivel de voltaje establecidos por ARCONEL para redes de media tensión, lo que brinda una base normativa para determinar el rango admisible y delimitar la penetración máxima que puede integrarse sin exceder los límites establecidos [2].

A partir de estos resultados, se discute el concepto de Capacidad de alojamiento “Hosting Capacity”, máximo admisible, entendido como el mayor porcentaje de penetración fotovoltaica que permite mantener el voltaje dentro del rango aceptable en todas las fases y en los nodos críticos. Finalmente, el trabajo propone y justifica estrategias de mitigación orientadas a preservar la estabilidad operativa del sistema con alta penetración de Generación Distribuida.

ABSTRACT

The IEEE 123-bus feeder was implemented in the DIgSILENT PowerFactory, operating at a medium voltage level of 4.16 kV, using unbalanced three-phase load flow (ABC) to realistically represent the asymmetric nature of the loads and the system topology. A baseline scenario without Distributed Generation was established as an operational reference, and subsequently, scenarios with connected Distributed Generation were analyzed through gradual increases in Hosting Capacity [1]. Photovoltaic penetration was defined as a percentage of the head transformer capacity, using a transformer capacity of 2.5 MVA, and varying the power injection in 5% increments, from 5% to 100%, which allowed for the identification of the point at which the system began to experience operational limitations due to voltage.

The evaluation criteria focus on the voltage level and its deviation from the nominal voltage at representative feeder busbars, with particular attention to the extreme and critical nodes, where sensitivity to injection changes is greatest. Specifically, busbar 59 of the IEEE 123 feeder is analyzed because it presents the most demanding conditions (critical busbar). Voltage variations are observed there, expressed in per-unit (p.u.), kilovolts, and as a percentage deviation, allowing for the characterization of the feeder's behavior in response to increased photovoltaic penetration. For compliance verification, the Ecuadorian regulatory framework for product quality is adopted, considering the voltage level limits established by ARCONEL for medium-voltage networks. This provides a regulatory basis for determining the admissible range and defining the maximum penetration that can be integrated without exceeding the established limits [2].

Based on these results, the concept of Hosting Capacity, the maximum permissible capacity, is discussed. This capacity is defined as the highest percentage of photovoltaic penetration that allows the voltage to be maintained within the acceptable range in all phases and at critical nodes. Finally, the work proposes and justifies mitigation strategies aimed at preserving the operational stability of the system with high penetration of Distributed Generation.

ACRONIMOS

ACRÓNIMO	SIGNIFICADO
ABC	Sistema trifásico desbalanceado por fases A–B–C (cálculo unbalanced, 3-phase ABC).
AC	Corriente Alterna.
ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (acrónimo usado en normativa).
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ente regulador citado en el documento).
AT	Alta Tensión.
BT	Baja Tensión.
BUS_XX	Nomenclatura de barras en el modelo.
CT	Current Transformer: Transformador de Corriente (TC), usado para medición/protección.
DIGSILENT	DIgSILENT PowerFactory: software de simulación y análisis de sistemas eléctricos.
FP	Factor de Potencia ($\cos \phi$).
FV	Fotovoltaico/a (generación solar fotovoltaica).
GD	Generación Distribuida.
GENSTAT	Elemento ‘Static Generator’ en PowerFactory (frecuente para modelar FV/DER en AC).
HC	Hosting Capacity (Nivel de Alojamiento): porcentaje de potencia FV respecto a la capacidad del transformador o del alimentador.

HZ	Hertz: unidad de frecuencia.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LDC	Line Drop Compensation: compensación de caída de tensión en reguladores (R y X equivalentes).
MVA	Megavolt-ampere: potencia aparente.
MVAR	Megavolt-ampere reactivo: potencia reactiva.
MW	Megawatt: potencia activa.
OFF	Estado apagado/desconectado.
OLTC	On-Load Tap Changer: cambiador de tomas bajo carga (regulación de tensión en transformadores).
ON	Estado encendido/conectado.
OPENDSS	Open Distribution System Simulator: herramienta de simulación de redes de distribución.
PCC	Point of Common Coupling: Punto de Conexión Común (punto donde se evalúan intercambios/criterios de conexión).
PT	Potential Transformer: Transformador de Potencial (TP), usado para medición de tensión.
PV	Photovoltaic: sistema/generación fotovoltaica (en el documento se usa junto con FV y Genstat/PV).
RMS	Root Mean Square: valor eficaz.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
VOLT-VAR	Estrategia de control Volt-Var: regulación de tensión mediante inyección/absorción de potencia reactiva.

KV	Kilovolt: unidad de tensión.
KVA	Kilovolt-ampere: unidad de potencia aparente.
KW	Kilowatt: unidad de potencia activa.
KVAR	Kilovolt-ampere reactivo: unidad de potencia reactiva (kVAr).
P.U.	Per Unit: sistema por unidad para normalizar magnitudes eléctricas respecto a valores base.

CAPITULO I

1 TITULO

Mitigación del impacto de la generación distribuida sobre la estabilidad de operación en sistemas de distribución eléctrica

1.1 ANTECEDENTES

Recientemente, la integración de la generación distribuida (GD) en los sistemas de distribución ha aumentado considerablemente [3]. Con la creciente demanda de electricidad y el auge de las fuentes de energía renovables, los sistemas de distribución se enfrentan a nuevos retos [4]. El sistema eléctrico convencional ha sido intrínsecamente radial, es decir, la energía fluye en una sola dirección: desde la central eléctrica a la red de transmisión, la red de distribución y, finalmente, a las cargas [5]. Sin embargo, la introducción de la GD modifica la dinámica de la red, ya que los flujos de energía pueden variar significativamente, incluso en ambas direcciones. En otras palabras, la red se convierte en un sistema activo con flujos de potencia y voltajes determinados por la combinación de energía centralizada, generación distribuida (GD) y la carga [6]. Estos fenómenos pueden afectar la coordinación de protecciones, la calidad del servicio y la confiabilidad del suministro eléctrico, especialmente en redes radiales diseñadas originalmente para flujos unidireccionales de potencia. Ante ello, se vuelve necesario analizar el impacto que la generación distribuida produce sobre la estabilidad de operación y proponer estrategias de mitigación que garanticen un desempeño seguro y estable del sistema de distribución, incluso bajo condiciones de alta penetración de generación distribuida.

1.2 INTRODUCCIÓN

En los últimos años, los sistemas eléctricos de potencia han experimentado una transformación significativa impulsada por la incorporación creciente de Generación Distribuida (GD), especialmente de origen renovable como la fotovoltaica. Este cambio responde tanto a la necesidad de reducir el impacto ambiental asociado a la generación convencional como al avance de tecnologías de conversión y control (inversores, electrónica de potencia y sistemas de monitoreo) que permiten integrar fuentes limpias a distintos niveles

de tensión. Sin embargo, la adopción acelerada de GD plantea nuevos desafíos técnicos en redes de distribución que, en su concepción tradicional, fueron diseñadas para operar de forma radial, con flujos de potencia predominantemente unidireccionales desde la subestación hacia las cargas [7]. La integración de unidades renovables conectadas a la red modifica el comportamiento eléctrico del alimentador, afectando variables críticas como el perfil de tensión, las pérdidas técnicas, la circulación de potencia reactiva y la coordinación de equipos de regulación y protección. En particular, en redes de media tensión con longitudes considerables y cargas desbalanceadas, la inyección local de potencia activa puede provocar elevaciones de voltaje en barras alejadas, especialmente bajo condiciones de alta generación y baja demanda; del mismo modo, variaciones rápidas de irradiancia pueden introducir fluctuaciones que impactan la estabilidad operativa. Estas condiciones hacen que el control de tensión deje de depender únicamente de la regulación en cabecera (por ejemplo, taps y reguladores), requiriendo estrategias adicionales y coordinadas que aseguren la operación dentro de márgenes aceptables [8]. En este contexto, la presente investigación se orienta a la mitigación del impacto de la generación distribuida sobre la estabilidad de operación en sistemas de distribución eléctrica, mediante un enfoque de análisis por escenarios y simulación. Como caso de estudio se emplea un alimentador radial ampliamente referenciado en la literatura técnica, el IEEE 123-bus, modelado en DIgSILENT PowerFactory a un nivel nominal de 4,16 kV y evaluado mediante flujo de carga trifásico desbalanceado (ABC), lo que permite representar con mayor realismo el comportamiento de redes reales con asimetrías y ramificaciones. A partir de una condición base sin GD (GD OFF), se estudia la respuesta del sistema cuando se incrementa progresivamente la potencia fotovoltaica conectada (GD ON) empleando el concepto de Hosting Capacity (HC), definido como el porcentaje de penetración respecto a la capacidad del transformador (por ejemplo, 2,5 MVA) y variado en pasos del 5% al 100% [9].

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las redes de distribución radial han sido diseñadas tradicionalmente para operar con un flujo de potencia predominantemente unidireccional, desde la subestación hacia los consumidores. No obstante, la incorporación de Generación Distribuida (GD), especialmente fotovoltaica, altera esta condición al modificar los flujos de potencia y el comportamiento del perfil de

tensión a lo largo del alimentador. En particular, en alimentadores con longitudes significativas y cargas desbalanceadas, la inyección de potencia activa en puntos alejados puede provocar elevaciones de voltaje en barras críticas, sobre todo en escenarios de alta generación y baja demanda, incrementando el riesgo de operar fuera de límites admisibles. Esta situación evidencia la necesidad de determinar cuánta GD puede integrarse sin comprometer la operación del sistema, lo cual se aborda mediante el concepto de Hosting Capacity (HC) como indicador del nivel de penetración máximo permisible. Por ello, el problema se centra en cuantificar el HC y evaluar su impacto en los nodos más sensibles (por ejemplo, barras extremas), de modo que se identifique el umbral a partir del cual se presentan condiciones de sobretensión o desviaciones relevantes. Finalmente, se requiere proponer estrategias de mitigación [10].

1.4 JUSTIFICACIÓN

La integración creciente de Generación Distribuida (GD), especialmente fotovoltaica, introduce cambios relevantes en la operación de las redes de distribución, las cuales históricamente fueron diseñadas para trabajar con un flujo de potencia principalmente unidireccional. La presencia de Generación Distribuida (GD) puede ocasionar inversión de flujos, variaciones en la demanda neta vista desde la cabecera y alteraciones en el intercambio de potencia reactiva, lo que se refleja directamente en el perfil de tensión del alimentador. En redes radiales de media tensión, estas condiciones pueden generar sobretensiones en nodos alejados durante periodos de alta generación y baja demanda, así como fluctuaciones operativas que afectan la coordinación de equipos de regulación. Estos efectos adversos pueden comprometer la calidad del servicio, la continuidad y la confiabilidad, y además limitar el nivel máximo de Generación Distribuida (GD) que la red puede admitir sin violar límites operativos [11]. Por lo anterior, resulta fundamental evaluar cuantitativamente el impacto de la Generación Distribuida (GD) sobre la estabilidad de operación del sistema y determinar el nivel de penetración admisible mediante el concepto de Hosting Capacity (HC). Este análisis permite identificar barras críticas, por ejemplo, nodos extremos donde el voltaje es más sensible y definir umbrales a partir de los cuales aparecen restricciones por tensión. El presente estudio tiene relevancia técnica, académica y práctica, ya que integra el modelado y la simulación computacional mediante herramientas especializadas como DIgSILENT

PowerFactory, con un análisis sistemático por escenarios sobre redes radiales representativas. Desde el punto de vista académico, aporta un procedimiento reproducible para estudiar el comportamiento de sistemas con alta penetración renovable y sustenta criterios de decisión para la planificación y operación. Desde la perspectiva práctica, los resultados y conclusiones pueden extrapolarse a redes reales, contribuyendo al desarrollo de sistemas de distribución modernos, capaces de integrar generación renovable de forma segura, eficiente y estable.

1.5 ALCANCE

El presente trabajo de titulación se enfoca en evaluar y mitigar el impacto de la Generación Distribuida (GD), particularmente fotovoltaica, sobre la estabilidad de operación de una red de distribución radial. El estudio se desarrolla mediante un enfoque cuantitativo basado en modelado y simulación en el software DIGSILENT PowerFactory, utilizando como caso de estudio el alimentador IEEE 123-bus a un nivel nominal de 4,16 kV, analizado con flujo de carga trifásico desbalanceado (ABC). Dentro del alcance se contempla la definición de escenarios de operación sin Generación Distribuida (GD OFF) y con Generación Distribuida (GD ON), incrementando la penetración fotovoltaica mediante el concepto de Hosting Capacity (HC) en pasos del 5% al 100%, calculados con base en la capacidad del transformador considerado 2,5 MVA. El análisis se centrará en la evaluación del perfil de tensión y las desviaciones porcentuales en barras críticas del alimentador, tomando como referencia nodos extremos de mayor sensibilidad para identificar el umbral de penetración donde aparecen condiciones de sobretensión o desviaciones relevantes. El estudio se limita a una evaluación técnica-operativa del impacto de la GD sobre el nivel de tensión y la identificación de medidas de mitigación. Finalmente, la interpretación de cumplimiento de voltaje se sustenta en criterios regulatorios aplicables a calidad del producto (nivel de voltaje) establecidos en normativa vigente, utilizados como referencia para definir rangos admisibles en redes de distribución de media tensión.

1.6 BENEFICIARIOS

- La Academia:

Fortalece la formación académica e investigativa al incorporar un estudio técnico aplicado sobre integración de generación distribuida fotovoltaica en redes de distribución radial. El

desarrollo de la tesis aporta metodología, resultados y documentación que pueden servir como referencia para futuros proyectos de investigación en operación, calidad de energía y planificación de redes, elevando el nivel académico de los trabajos de titulación y la preparación profesional de los estudiantes.

- Empresas y operadores de redes de distribución:

Se benefician al disponer de un análisis técnico reproducible para evaluar el impacto de la GD sobre el perfil de tensión y la operación segura del alimentador, especialmente mediante el enfoque de Hosting Capacity. Los resultados permiten identificar umbrales de penetración y proponer estrategias de mitigación.

- Usuarios finales y prosumidores:

Obtienen beneficios indirectos al mejorar la calidad del producto como los niveles de voltaje dentro de rangos aceptables y la estabilidad de operación del sistema. Esto reduce la probabilidad de problemas asociados a sobretensión y subtensión que pueden afectar equipos, procesos productivos y continuidad del servicio. Además, una integración técnica adecuada de GD favorece un entorno donde los usuarios pueden incorporar fuentes renovables con mayor seguridad operativa y sin afectar negativamente a otros clientes conectados a la red.

1.7 OBJETIVOS

1.7.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar el impacto de la generación distribuida sobre la estabilidad de operación en sistemas de distribución eléctrica mediante simulaciones en DIGSILENT PowerFactory para proponer estrategias de mitigación evaluando su desempeño operativo.

1.7.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar los principales factores que afectan la estabilidad de operación en redes de distribución con presencia de generación distribuida, a partir de la revisión del estado del arte y fundamentos teóricos.

- Simular un sistema de distribución eléctrica con diferentes niveles y ubicaciones de generación distribuida en DIGSILENT PowerFactory para evaluar su influencia sobre los parámetros de estabilidad de tensión y factor de potencia.
- Analizar los escenarios críticos que pueden provocar inestabilidad operativa, tales como fluctuaciones de tensión, caída del factor de potencia y variaciones de carga para proponer alternativas de posible solución.

CAPITULO II

2.1. FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1.1. REDES DE DISTRIBUCIÓN RADIAL Y OPERACIÓN TRADICIONAL

Una red de distribución radial se define como aquella en la que existe un único camino eléctrico predominante para transportar la energía desde la subestación hacia los diferentes puntos de carga (usuarios). En este esquema, los alimentadores principales se ramifican en derivaciones laterales, formando una estructura tipo “árbol”. La principal característica operativa de esta topología es que el sistema se diseña bajo el supuesto de que la potencia fluye desde el nivel de media tensión hacia los usuarios, es decir, con un flujo unidireccional en condiciones normales.

Desde la perspectiva de ingeniería, la topología radial ha sido históricamente preferida en muchos sistemas de distribución por su simplicidad de diseño y operación, debido a que reduce el número de equipos de maniobra y facilita la planificación técnica y económica. Al existir un solo trayecto de alimentación, la coordinación de protecciones se vuelve más directa: la lógica de selectividad se establece típicamente desde el extremo más alejado (protección aguas abajo) hacia la subestación (protección aguas arriba), logrando que el dispositivo más cercano a la falla opere primero y los dispositivos superiores actúen como respaldo [12]. Sin embargo, esta misma característica constituye una limitación importante: una contingencia en un tramo del alimentador, por ejemplo, una falla monofásica a tierra o bifásica, puede provocar la desconexión de todas las cargas ubicadas aguas abajo, incrementando la exposición del sistema a interrupciones del servicio y afectando índices de continuidad. Por ello, aunque sea una configuración económica, su nivel de resiliencia ante fallas es menor frente a topologías malladas, especialmente cuando no existen alternativas de transferencia o reconexión automática.

En la operación tradicional de redes radiales, el diseño del sistema se fundamenta en dos supuestos clave: Flujo de potencia unidireccional: la potencia activa y reactiva se desplaza desde la subestación hacia las cargas.

Esto permite definir perfiles de carga, caídas de tensión y pérdidas técnicas con un comportamiento relativamente predecible.

Regulación de tensión centralizada: el control de voltaje se apoya principalmente en elementos ubicados en subestación (cambiadores de tomas bajo carga, bancos de capacitores, reguladores de tensión en alimentadores), configurados para compensar la caída de tensión típica que crece con la distancia [13].

En la **Figura 1** que se muestra a continuación y que también se muestra en anexos, se observa cómo fluyen las corrientes, cómo se distribuyen las cargas y qué tan eficientes son los componentes. Estos elementos son clave para mantener el nivel energético en las redes de distribución.

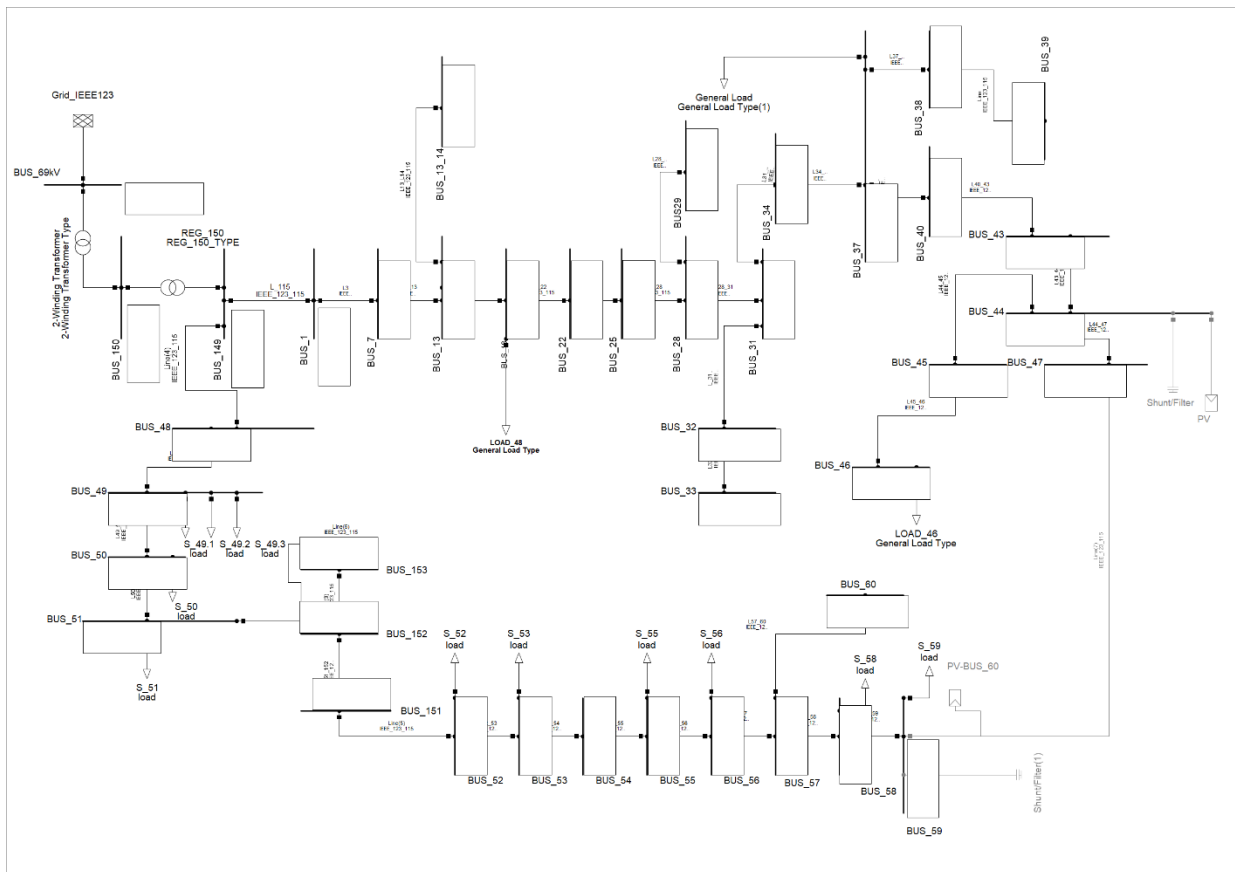


Figura 1. Diagrama Red de Distribución radial.

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

2.1.2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La generación distribuida (GD) se define como el conjunto de fuentes de generación eléctrica conectadas cerca de los centros de consumo, generalmente en niveles de media tensión (MT) y baja tensión (BT), a diferencia de la generación centralizada que se integra en niveles de transmisión. Esta proximidad a la carga modifica la forma tradicional de operación del sistema de distribución, ya que introduce inyecciones locales de potencia en alimentadores originalmente diseñados para flujo unidireccional desde la subestación [14].

En términos tecnológicos, la generación distribuida (GD) abarca una amplia gama de recursos, que pueden clasificarse de acuerdo con su fuente primaria y su interfaz de conexión. Dentro de las tecnologías más comunes se encuentran: fotovoltaica (FV), eólica de pequeña escala, microturbinas, motores de combustión interna, biomasa, así como esquemas de cogeneración. En los sistemas modernos, una parte significativa de la generación distribuida (GD) se basa en recursos renovables, especialmente la generación fotovoltaica (FV), que se conecta mediante convertidores electrónicos de potencia (inversores).

Esta característica es relevante, ya que la dinámica y el aporte de corriente durante eventos de falla difieren respecto a generadores síncronos o asíncronos tradicionales. La incorporación de GD puede aportar beneficios técnicos y operativos cuando su integración se realiza de manera planificada. Entre los principales aportes potenciales se incluyen: Reducción de pérdidas técnicas: al suministrar parte de la demanda de forma local, se reduce la corriente que circula por los conductores del alimentador, disminuyendo las pérdidas. Sin embargo, este efecto depende fuertemente de la ubicación, el perfil de generación y el nivel de penetración; a penetraciones elevadas, pueden presentarse flujos inversos que incrementen pérdidas en ciertos tramos [14].

Mejora del perfil de tensión: la inyección de potencia activa y, si está habilitado, de potencia reactiva, puede elevar la tensión en barras alejadas de la subestación. Esto es especialmente relevante en alimentadores largos o con alta carga. No obstante, sin control adecuado, también pueden aparecer sobrevoltajes en condiciones de baja demanda y alta generación [15].

2.1.3. IMPORTANCIA DEL ALIMENTADOR IEEE 123-BUS

El alimentador IEEE 123-bus es un sistema de prueba ampliamente utilizado como referencia en estudios de redes de distribución, debido a que representa de manera más realista la topología y el comportamiento operativo de un alimentador típico en media tensión. Su importancia radica en que permite analizar fenómenos comunes en distribución como caídas de tensión, pérdidas, desbalances y variaciones de carga dentro de un modelo estandarizado, lo cual facilita comparar resultados y sustentar metodologías de estudio con mayor confiabilidad [16].

Una de sus fortalezas principales es que corresponde a una red predominantemente radial, con una troncal y múltiples ramales laterales, estructura que se asemeja a muchas redes reales. Esta característica lo hace especialmente útil para evaluar cómo se propagan las variaciones de tensión y cómo cambian los flujos de potencia conforme se avanza desde el punto de alimentación hacia zonas más alejadas del alimentador.

Asimismo, el IEEE 123-bus incorpora elementos típicos de operación en distribución, como la external grid (barra fuente), reguladores de tensión y equipos de compensación como bancos de capacitores, lo que permite estudiar estrategias de control y soporte de voltaje en escenarios realistas. Por estas razones, el IEEE 123-bus se considera un alimentador de referencia adecuado para investigaciones y simulaciones donde se requiere un modelo con complejidad suficiente para representar condiciones operativas reales sin perder la posibilidad de validación y comparación técnica [16].

2.1.4. COMPONENTES TÍPICOS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL

2.1.4.1. Barra (Bus) o nodo de conexión

La barra (bus) o nodo de conexión es un punto del sistema eléctrico donde se interconectan dos o más elementos como líneas, transformadores y cargas. Por definición, todos los equipos conectados a ese punto comparten el mismo potencial eléctrico (misma tensión del nodo, idealmente). En la práctica, una barra puede ser una barra colectora de subestación o un punto de empalme/derivación en un alimentador; en modelación se representa como un nodo identificado con un nivel de tensión nominal y variables eléctricas asociadas. Según su ubicación en una red radial, suele distinguirse la barra de cabecera (o barra de subestación),

que actúa como punto principal de alimentación del alimentador; barras intermedias (de derivación o seccionamiento), donde el alimentador se ramifica o se conectan equipos; y barras terminales o de extremo, que suelen estar más alejadas y representan el final de un tramo. Además, en estudios de flujo de potencia, las barras también se clasifican por su rol de cálculo: la barra de referencia o slack (fija el ángulo y compensa el balance de potencia), las barras PV (se especifica potencia activa y tensión, típicas de generación) y las barras PQ (se especifica potencia activa y reactiva, típicas de carga). Esta clasificación ayuda a describir con precisión cómo está conectada la red y cómo se determinan las variables eléctricas en cada punto [17].

2.1.4.2. Líneas o tramos del alimentador

Las líneas o tramos del alimentador son los segmentos conductores (aéreos o subterráneos) que conectan barras entre sí y forman el camino por el que se transporta la energía desde la cabecera del alimentador hacia las cargas (y, en redes activas, también en sentido inverso). Cada tramo se caracteriza eléctricamente por su impedancia serie $Z = R + jX$ (resistencia y reactancia), y en función del nivel de tensión y la longitud puede considerarse además su capacitancia y conductancia asociadas; estos parámetros determinan la caída de tensión a lo largo del alimentador, las pérdidas técnicas ($I^2 R$), el reparto de corrientes y los límites térmicos de operación. En una red radial, los tramos suelen organizarse como un troncal principal y ramales, por lo que su ubicación (cerca de la subestación o hacia el extremo) influye en cuánto afecta al perfil de voltaje y a la sensibilidad ante contingencias. Además, los tramos del alimentador son claves en estudios de cortocircuito y protección, porque la impedancia acumulada desde la cabecera hasta el punto de falla limita la corriente de falla y condiciona la coordinación selectiva.

Una correcta representación de longitudes, tipos de conductor y configuración (monofásica/trifásica, con neutro, etc.) es esencial para evaluar el desempeño técnico del sistema [18].

2.1.4.3. Regulador de voltaje (Voltage Regulator)

El regulador de voltaje (Voltage Regulator) es un equipo utilizado en redes de distribución para mantener la tensión dentro de un rango aceptable a lo largo del alimentador,

compensando las variaciones provocadas por cambios de carga, distancia y condiciones operativas. Normalmente se basa en un transformador con cambio de tomas (tap changer), que ajusta la relación de transformación en pasos discretos para elevar o reducir el voltaje entregado aguas abajo, ya sea instalado en la subestación o en puntos intermedios del alimentador. Su control suele operar con una banda de regulación (deadband) y retardos de tiempo para evitar maniobras innecesarias, y en muchos casos incorpora compensación por caída de línea (Line Drop Compensation, LDC), que estima la caída de tensión en el tramo y regula considerando la corriente y parámetros equivalentes del alimentador. En redes radiales tradicionales, el regulador se ajusta asumiendo un flujo predominante desde la cabecera hacia las cargas; por eso, su correcta parametrización es clave para evitar subtensiones/sobrevoltajes, reducir el estrés en equipos y asegurar calidad del servicio, especialmente en alimentadores largos o con alta variabilidad de demanda [19].

2.1.4.4. External Grid (Red Externa)

El External Grid (red externa o equivalente de la red aguas arriba) es la representación, dentro de un modelo de simulación, del sistema eléctrico que alimenta a la red de distribución (por ejemplo, la subtransmisión o transmisión) y que se asume “fuera” del área de estudio detallada. En lugar de modelar toda la red real, se la sustituye por una fuente equivalente capaz de entregar potencia y sostener la tensión en el punto de conexión (barra de cabecera), normalmente caracterizada por su tensión nominal, su potencia o nivel de cortocircuito (que indica cuán “fuerte” es la red) y una impedancia equivalente (R y X) que determina cómo cae la tensión y qué corriente de falla puede suministrar. Este elemento es clave porque condiciona directamente los resultados de flujo de carga (rigidez de tensión, variación de voltaje ante cambios de carga o GD) y de cortocircuito (corrientes máximas/mínimas disponibles), influyendo en la operación y en la coordinación de protecciones del sistema de distribución [20].

2.1.4.5. Transformador Potencia

Como se muestra en la **Figura 2**, un transformador es un equipo eléctrico estático fundamental en los sistemas de potencia, cuya función principal es transferir energía eléctrica en corriente alterna (CA) entre dos o más circuitos mediante el fenómeno de inducción electromagnética, permitiendo elevar o reducir niveles de tensión sin modificar la frecuencia

y, en condiciones ideales, conservando la potencia (salvo pérdidas). Su estructura básica está compuesta por un núcleo ferromagnético laminado y por bobinados aislados entre sí (primario y secundario), dispuestos de forma que el flujo magnético generado por el primario, al ser alimentado con CA, se concentre en el núcleo y enlace el secundario, induciendo en este una tensión proporcional a la relación de vueltas. Gracias a este principio, el transformador hace posible la interconexión eficiente entre diferentes niveles de voltaje, lo cual es indispensable para minimizar pérdidas en la transmisión (al elevar el voltaje y reducir la corriente) y, posteriormente, adaptar la tensión a valores seguros y adecuados para la distribución y el consumo final (al reducir el voltaje en subestaciones y centros de carga). Además de su papel en la conversión de tensión, el transformador contribuye al aislamiento eléctrico entre partes del sistema, a la mejora de la seguridad operativa y a la coordinación de protecciones, por lo que se considera un componente clave para garantizar la calidad, continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico en redes modernas [21].

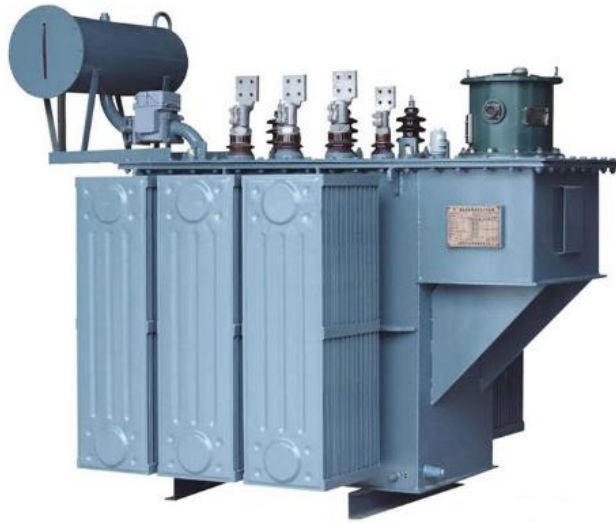


Figura 2. Transformador de 2.5 MVA.

Fuente: Tomado de la página web conso.cn [22].

2.1.4.6. Cargas en Sistemas de Distribución: monofásicas, bifásicas y trifásicas

En un sistema de distribución, las cargas representan la demanda de energía conectada a las barras y pueden clasificarse según el número de fases involucradas en su conexión: las cargas monofásicas se alimentan entre una fase y el neutro (o entre dos conductores en ciertos casos) y son típicas de usuarios residenciales y pequeños comercios; las cargas bifásicas se conectan

entre dos fases (fase–fase), por lo que operan con tensión de línea y suelen aparecer en equipos de mayor potencia que no requieren alimentación trifásica; y las cargas trifásicas se conectan a tres fases (en estrella o delta) y son comunes en aplicaciones industriales, motores y grandes consumidores, ofreciendo mayor capacidad de potencia y mejor aprovechamiento del sistema. Esta clasificación es importante porque influye en el balance o desbalance de fases, el perfil de tensión por fase, las pérdidas, y el comportamiento del alimentador en operación normal y ante contingencias [23].

2.1.5. SOFTWARE DIGSILENT POWERFACTORY



Figura 3. Software Digsilent Powerfactory.

Fuente: Tomado de la página web digsilent.de [24].

PowerFactory es un software ampliamente utilizado para el análisis de sistemas eléctricos, tanto en generación como en transmisión, distribución y entornos industriales. La herramienta ofrece un conjunto muy completo de funciones de modelado que permite estudiar prácticamente cualquier tipo de red eléctrica. En la actualidad, uno de los temas más relevantes en planificación y análisis de redes es la integración de energías renovables y generación distribuida. PowerFactory cuenta con las capacidades necesarias para realizar estudios avanzados relacionados con este tipo de integración, incluyendo evaluación de

flujos de potencia, variaciones de tensión, niveles de cortocircuito y carga de equipos. Estos fenómenos suelen aparecer cuando se incorpora generación distribuida en los sistemas eléctricos, y su análisis resulta clave para garantizar un funcionamiento estable.

2.1.6. SIMULACIÓN Y ANÁLISIS EN DIGSILENT POWERFACTORY

2.1.6.1. Flujo de carga (Load Flow) en una red radial modelada

El flujo de carga (Load Flow) es el estudio base de estado estacionario que se ejecuta una vez que la red radial ya está armada (barras, líneas, cargas, capacitores, reguladores, GD y red externa). Su objetivo es calcular las condiciones eléctricas de operación “normales” del sistema, principalmente tensiones en barras, potencias activas y reactivas que circulan por cada tramo, corrientes, pérdidas y porcentajes de cargabilidad de líneas/transformadores. En PowerFactory, este cálculo permite verificar si la red cumple criterios operativos (por ejemplo, tensiones dentro de límites y elementos sin sobrecarga) y sirve como punto de partida para análisis posteriores (ajustes de control de tensión, comparación de escenarios con GD y verificación de límites) y para visualizar resultados directamente en el unifilar.

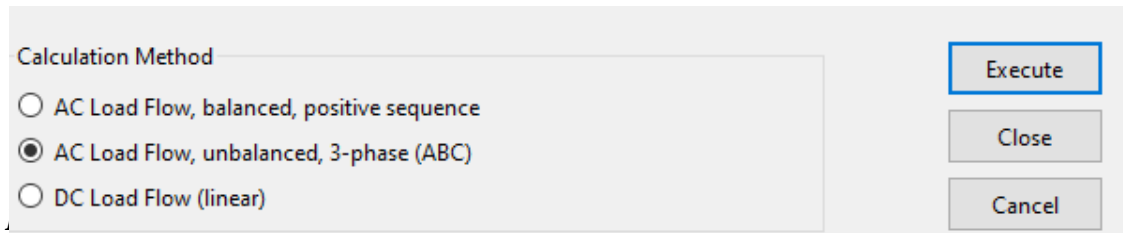
2.1.6.2. Visualización de resultados: Load Flow Coloring

Es una. El Load Flow Coloring funciona como una herramienta de diagnóstico visual que traduce los resultados del flujo de carga a una escala de estados operativos (desde condiciones holgadas hasta violaciones). Con esta codificación, es posible identificar rápidamente los tramos y nodos más sensibles del alimentador radial, priorizar puntos de intervención (regulación, compensación, reconfiguración) y comparar escenarios (por ejemplo, con y sin GD) observando cómo cambian los colores ante variaciones de carga y generación. Además, esta interpretación depende de los criterios que tú estableciste en el proyecto (límites térmicos, bandas de voltaje y umbrales del coloreado), por lo que los colores representan directamente el cumplimiento o no de tus condiciones operativas.

2.1.6.3. flujo de carga trifásico desbalanceado (ABC)

Una vez armado el modelo radial (barras, líneas, cargas, capacitores, reguladores, generación distribuida y red externa), el estudio de flujo de carga permite obtener el estado estacionario del sistema: tensiones por fase en cada barra, corrientes por tramo, flujos de potencia P y Q, pérdidas y porcentajes de cargabilidad. En redes de distribución, la selección 'AC Load Flow,

unbalanced, 3-phase (ABC)' como se observa en la **Figura 4**, es apropiada cuando existen cargas monofásicas distribuidas de manera desigual o asimetrías en la red, ya que calcula las variables por fase (a-b-c) en lugar de asumir un sistema balanceado.



Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

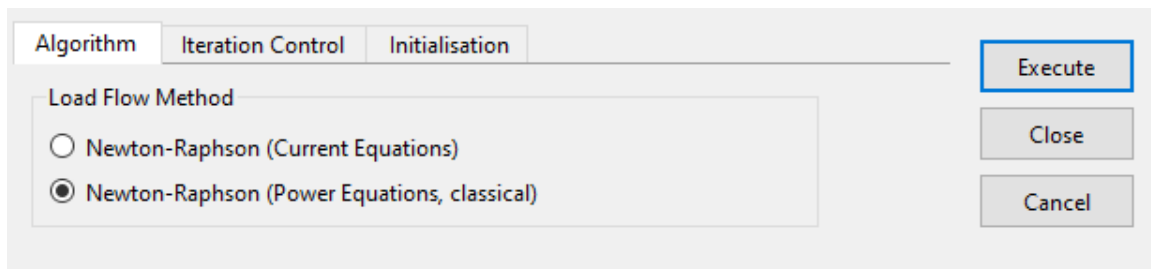


Figura 5. Selección del algoritmo de Load Flow: Newton-Raphson (Power Equations, classical).

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

En la **Figura 5** se observa que se eligió el método de cálculo Newton-Raphson ya que se utiliza ampliamente en flujo de carga AC por su buena robustez y su rápida convergencia cuando la inicialización es razonable. En modelos trifásicos desbalanceados (ABC), NR permite manejar un conjunto mayor de variables (tensiones por fase) y converger de forma eficiente. La opción 'Power Equations, classical' es conveniente cuando el análisis y la documentación se basan directamente en P y Q por fase, porque el criterio de convergencia se expresa en desbalances de potencia, fácilmente interpretables desde el punto de vista operativo.

2.1.6.4. Método de Newton Raphson desequilibrado

El método de Newton-Raphson desequilibrado, implementado en el software DIGSILENT PowerFactory, es un algoritmo numérico iterativo utilizado para resolver el flujo de carga trifásico no balanceado (ABC) en sistemas de distribución eléctrica. Este método permite

modelar con alto nivel de detalle las condiciones reales de operación de redes de distribución, donde existen desequilibrios entre fases debido a cargas monofásicas, ramales laterales, reguladores de tensión y generación distribuida.

En PowerFactory, este método se activa al seleccionar la opción de cálculo 'AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)' junto con el algoritmo 'Newton-Raphson (Power Equations, classical)'. Bajo esta configuración, cada fase de cada nodo se considera como una variable independiente, permitiendo evaluar con precisión tensiones, ángulos y flujos de potencia por fase.

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} - J^{-1}(x^{(k)})(F(x)^{(k)})$$

Ecuación 1. Newton Raphson Desequilibrado.

Fuente: Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Delft [25].

Donde:

- x: vector de variables del sistema (magnitudes y ángulos de tensión por fase).
- F(x): vector de desbalances de potencia activa y reactiva por fase.
- J: matriz Jacobiana de derivadas parciales.
- k: índice de iteración.

2.1.7. CAÍDA DE TENSIÓN

Según la Regulación ARCONEL-009/24, el nivel de voltaje es un atributo de la calidad del producto y se refiere a la forma en que las señales de voltaje son entregadas por la distribuidora en el punto de suministro. El control del nivel de voltaje garantiza que los consumidores reciban energía dentro de rangos técnicamente aceptables respecto al voltaje nominal.

Rangos de niveles de voltaje definidos por ARCONEL-009/24:

Nivel	Rango (kV)
Bajo voltaje (BV)	$V \leq 0.6$
Medio voltaje (MV)	$0.6 < V \leq 40$
Alto voltaje Grupo 1	$40 < V \leq 138$
Alto voltaje Grupo 2	$V > 138$

Tabla 1. Rango de tensión por nivel de voltaje.

Fuente: ARCONEL [26].

ARCONEL define el índice de nivel de voltaje en un punto k del sistema de distribución (ARCONEL-009/24, Art. 8.1):

$$\Delta V_k = (V_k - V_N) / V_N \times 100 \text{ [%]}$$

Ecuación 2. Índice de nivel de voltaje.

Fuente: ARCONEL [2].

Donde:

- ΔV_k : variación del voltaje de suministro respecto al voltaje nominal en el punto k.
- V_k : voltaje de suministro en el punto k (promedio de medidas en intervalos de 10 min).
- V_N : voltaje nominal en el punto k.

Límites para el índice de nivel de voltaje (ARCONEL-009/24, Art. 8.2).

Nivel	Límite (\pm %)	V_min (p.u.)	V_max (p.u.)
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	± 5.0 %	0.95	1.05
Medio Voltaje (MV)	± 8.0 %	0.92	1.08

Tabla 2. Límites del nivel de voltaje.

Fuente: ARCONEL [2].

2.1.8. CALIDAD DEL PRODUCTO NIVEL DE VOLTAJE REGULACIÓN ARCONEL-009/24

La Regulación Nro. ARCONEL-009/24 establece que la “calidad del producto” es un atributo de la calidad del servicio relacionado con la forma en que las señales de voltaje son entregadas por la distribuidora. Este atributo se caracteriza, entre otros, por: el nivel de voltaje, las perturbaciones rápidas de voltaje (flicker) y los armónicos [2].

2.1.9. FACTOR DE POTENCIA

El Código de Operación ARCERNNR-001/24 exige que en los puntos de conexión al SNT el factor de potencia de los participantes (PMSE) y las cargas sea al menos 0.96 en condición inductiva o superior. En el Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica (Año 2025) se indica que para consumidores de categoría general con medición de energía reactiva, no hay penalización si $FP \geq 0.92$ y sí se aplica penalización si $FP < 0.92$. El factor de potencia cuantifica la relación entre la potencia activa (P) y la potencia aparente (S) y, al mantenerlo alto, se reduce la circulación de potencia reactiva, disminuyen pérdidas y caídas de tensión, y se libera capacidad en equipos. En redes radiales de distribución, este criterio es relevante para evaluar la operación y justificar estrategias de mitigación frente a la integración de GD, especialmente mediante compensación reactiva y controles de inversores [2].

$$FP = P / S$$

Ecuación 3. Determinación FP usando el triángulo de potencias.

Fuente: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Ciudad del Cabo [27].

- FP cercano a 1.0: menor circulación de potencia reactiva para una misma P.
- FP bajo: mayor componente reactiva, aumenta la corriente y se deteriora el desempeño de la red.

CAPITULO III

3. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

3.1. ALIMENTADOR RADIAL DE PRUEBA IEEE 123-BUS

```

1  ¡Archivo maestro anotado para el caso de prueba del bus IEEE 123.
2  !
3  Este archivo debe invocarse desde el comando "Compilar" en el archivo "Run_IEEE123Bus.DSS".
4  !
5  Nota: Los comandos DSS, nombres de propiedades, etc., NO distinguen entre mayúsculas y minúsculas. Escriba con mayúsculas según sus preferenci
6  Siempre debes limpiar el circuito antes de crear un nuevo circuito.
7
8  Claro
9
10 ¡INSTANTAR UN NUEVO CIRCUITO Y DEFINE UNA FUENTE RÍGIDA DE 4160 V
11 El nuevo circuito se llama "iee123".
12 Esto crea un objeto Vsource conectado a "sourcebus". Este es ahora el elemento activo del circuito, así que...
13 ! simplemente puede continuar editando el valor de su propiedad.
14 El KV base se redefine a 4,16 KV. El nombre del bus se cambia a "150" para que coincida con uno de los buses del alimentador de prueba.
15 La fuente está configurada en 1,0 por unidad y la impedancia de cortocircuito está configurada en un valor pequeño (0,0001 ohmios).
16 El ~ es simplemente la abreviatura de "más" para los comandos Nuevo o Editar.
17
18 Nuevo objeto=circuit.iee123
19 ~ basekv=4,16 Bus1=150 pu=1,00 R1=0 X1=0,0001 R0=0 X0=0,0001
20
21 ~REGULADOR TRIFÁSICO CONECTADO EN LA CARERA DEL ALIMENTADOR (VERSTRING ASUME QUE NO HAY IMPEDANCIAS EN EL REGULADOR)

```

Figura 6. Repositorio en GitHub de IEEE 123 bus.

Fuente: Tomado de GitHub [28].

En la **Figura 6** se observa un repositorio en GitHub (tshort/OpenDSS) que contiene el software OpenDSS y, dentro de sus “casos de prueba” (IEEETwitterCases), incluye el modelo del alimentador IEEE 123-bus. En esa carpeta del 123Bus encontrarás el archivo principal IEEE123Master.dss, que normalmente funciona como “entrada” del caso y dirige/incluye otros scripts.dss donde está definido todo el sistema: archivos de líneas (Lines), cargas (Loads), bancos de capacitores (Capacitors), y los equipos de control y transformación como reguladores de voltaje y transformadores (Regulators/Transformers), además de otros elementos del feeder.

3.1.1. Modelado eléctrico de la External Grid

```

17
18 Nuevo objeto=circuit.ieee123
19 ~ basekv=4,16 Bus1=150 pu=1,00 R1=0 X1=0,0001 R0=0 X0=0,0001
20
21 ;REGULADOR TRIFÁSICO CONECTADO EN LA CABEZA DEL ALIMENTADOR (KERSTING ASUME QUE NO HAY IMPEDANCIA EN EL REGULADOR)
22 !la primera línea define el transformador trifásico que será controlado por el control del regulador.
23 !la segunda línea define las propiedades del control del regulador según el caso de prueba!
24
25 nuevo transformador.reg1a fases=3 devanados=2 buses=[150 150r] conns=[wye wye] kvs=[4.16 4.16] kvas=[5000 5000] XHL=.001 %LoadLoss=0.00001 pp
26 nuevo regcontrol.creg1a transformador=reg1a bobinado=2 vreg=120 banda=2 ptratio=20 ctprim=700 R=3 X=7.5
27
28 ;REDIRECCIONA EL FLUJO DE ENTRADA A UN ARCHIVO QUE CONTIENE LAS DEFINICIONES DE LOS CÓDIGOS DE LÍNEA!
29 ! Este archivo define las impedancias de línea de manera similar a la descripción en el caso de prueba.
30
31 Redirigir IEEELinecodes.DSS
32
33 ! DEFINICIONES DE LÍNEA
34 Las líneas se definen mediante un "código de línea" que contiene las impedancias por unidad de longitud.
35 Por lo tanto, las únicas propiedades requeridas son el nombre del código de línea y la longitud. Se asume que las unidades coinciden con la de
36 ! ya que no hay ninguna propiedad de unidades definida ni en el archivo Linecodes ni en este archivo.

```

Figura 7. Repositorio en GitHub de IEEE 123 bus.

Fuente: Tomado de GitHub [28].

External Grid - Grid\Grid_IEEE123.ElmXnet

Basic Data

Description

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Quasi-Dynamic Simulation

Simulation RMS

Simulation EMT

Power Quality/Harmonics

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Unit Commitment

Optimal Equipment Placement

General Advanced Automatic Dispatch

External Station Controller [v] [→]

External Secondary Controller [v] [→]

Bus Type [SL] Setpoint [local]

Out of service when active power is zero

Operation Point

Input Mode [Default] [...]

Active Power [0,] MW

Reactive Power [0,] Mvar

Voltage Setpoint [1,] p.u.

Angle [0,] deg

Reference Busbar [v] [→]

Primary Frequency Bias [0,] MW/Hz

Secondary Frequency Bias [0,] MW/Hz

Reactive Power Operational Limits

Capability Curve [v] [→]

Min. [-9999,] Mvar Scaling Factor (min.) [100,] %

Max. [9999,] Mvar Scaling Factor (max.) [100,] %

OK Cancel Figure Jump to ...

Figura 8. Modelado eléctrico de la External Grid.

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

Datos:

- Rated Voltage: 4.16 kV
- Frequency: 60 Hz
- Slack bus: habilitado
- Voltage magnitude: 1.0 pu
- Voltage angle: 0°

3.1.2. Modelado eléctrico del Bus

Voltage Setpoint (p.u.). Ese 1 p.u. significa 1 por unidad del kV nominal del bus donde está conectada la external grid.

Figura 9. Modelado eléctrico del Bus.

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

Se adoptó una parametrización uniforme para todas las barras del alimentador, definiéndolas como red AC trifásica con neutro (ABC-N) y tensión nominal 4.16 kV (línea-línea) como se

muestran los datos en la **Figura 9**, ya que todas pertenecen al mismo nivel de media tensión y no existen transformaciones de tensión entre los nodos modelados. La tensión fase-neutro se mantiene en 2.4018 kV, derivada de $V_{LN} = V_{LL}/\sqrt{3}$, coherente para cualquier barra de un sistema trifásico balanceado en el mismo nivel de tensión.

La diferenciación eléctrica entre nodos se introduce mediante los parámetros de las ramas (líneas, cables, transformadores y dispositivos de control), mientras que las barras actúan como nodos de conexión y referencia para cálculos en por unidad, límites operativos y estudios de cortocircuito.

3.1.3. Modelado eléctrico del regulador de voltaje



```

OpenDSS / Distribuidor / Casos de prueba IEEE / 123Autobús / IEEE123Master.dss
Código Culpa 221 líneas (194 loc) · 15.2 KB
24
25 nuevo transformador.regla fases=3 devanados=2 buses=[150 150r] conns=[wye wye] kvs=[4.16 4.16] kvas=[5000 5000] XHL=.001 %LoadLoss=0.00001 ppm
26 nuevo regcontrol.cregla transformador=regla bobinado=2 vreg=120 banda=2 ptratio=20 ctpri=700 R=3 X=7.5
27
28 ;REDIRECCIONE EL FLUJO DE ENTRADA A UN ARCHIVO QUE CONTIENE LAS DEFINICIONES DE LOS CÓDIGOS DE LÍNEA!
29 ! Este archivo define las impedancias de línea de manera similar a la descripción en el caso de prueba.
30
31 Redirigir IEEELinecodes.DSS
32
33 ! DEFINICIONES DE LÍNEA
34 Las líneas se definen mediante un "código de línea" que contiene las impedancias por unidad de longitud.
35 Por lo tanto, las únicas propiedades requeridas son el nombre del código de línea y la longitud. Se asume que las unidades coinciden con la de
36 ! ya que no hay ninguna propiedad de unidades definida ni en el archivo Linecodes ni en este archivo.
37 ;Tenga en cuenta que no es necesario especificar explícitamente las conexiones de los nodos para las líneas trifásicas!
38 ! a menos que no sean ".1.2.3". Sin embargo, se detallan aquí para mayor claridad.
39 !El DSS asume .1.2.3.0.0... para conexiones de 3 o más fases.
40 ! Asimismo, .1 no es necesario para líneas monofásicas conectadas a la fase 1. Sin embargo, si está conectado
41 Para cualquier otra fase, debe especificarse. Para mayor claridad, todo se explica aquí.
42 !
43 Tenga en cuenta que se recomienda usar la propiedad "units=" aquí y también en la definición del código de línea.
44 ! para evitar confusiones en el futuro
45
46 ! *** Original *** Nueva línea.L115 Fases=3 Bus1=149.1.2.3 Bus2=1.1.2.3 Código de línea=1 Longitud=0.4
47 Dado que el valor predeterminado es trifásico, la definición de esta línea puede ser más sencilla:
48

```

Figura 10. Repositorio en GitHub – Regulador de voltaje.

Fuente: Tomado de GitHub [28].

Datos:

- new regcontrol.cregla: crea un controlador llamado cregla.
- transformer = regla: este control actúa sobre el transformador/regulador regla.
- winding = 2: controla el devanado 2 (normalmente el lado de salida: bus 150r).

- $v_{reg} = 120$: voltaje objetivo en volts para el control (base típica de regulación tipo 120 V L–N en el PT).

¿Por qué 120 V si el sistema es 4.16 kV?

Porque el regulador (control) trabaja con una señal estándar tipo “baja tensión”:

- El regulador “ve” el voltaje a través de un PT y lo convierte a una escala como 120 V (normalmente 120 V línea-neutro en el lado de medición).
- Así el controlador compara contra un setpoint simple: 120 V.

En OpenDSS, esto se representa con:

- $v_{reg}=120 \rightarrow$ objetivo en la escala del PT
- $p_{ratio}=20 \rightarrow$ relación del PT (escala de conversión)
- $band = 2$: banda muerta de ± 1 V alrededor del setpoint (en total 2 V).

O sea, regula para mantener ~ 120 V.

- $p_{ratio} = 20$: relación del PT (potencial transformer) que convierte el voltaje real del sistema a la escala del control. (OpenDSS usa esto para ver 120 V en el controlador).
- $ct_{prim} = 700$: corriente primaria nominal del CT (para medir corriente y hacer compensación).
- $R = 3, X = 7.5$: Line Drop Compensation (LDC): resistencia y reactancia equivalentes usadas para que el regulador compense caída de tensión por carga y mantenga mejor el voltaje aguas abajo.

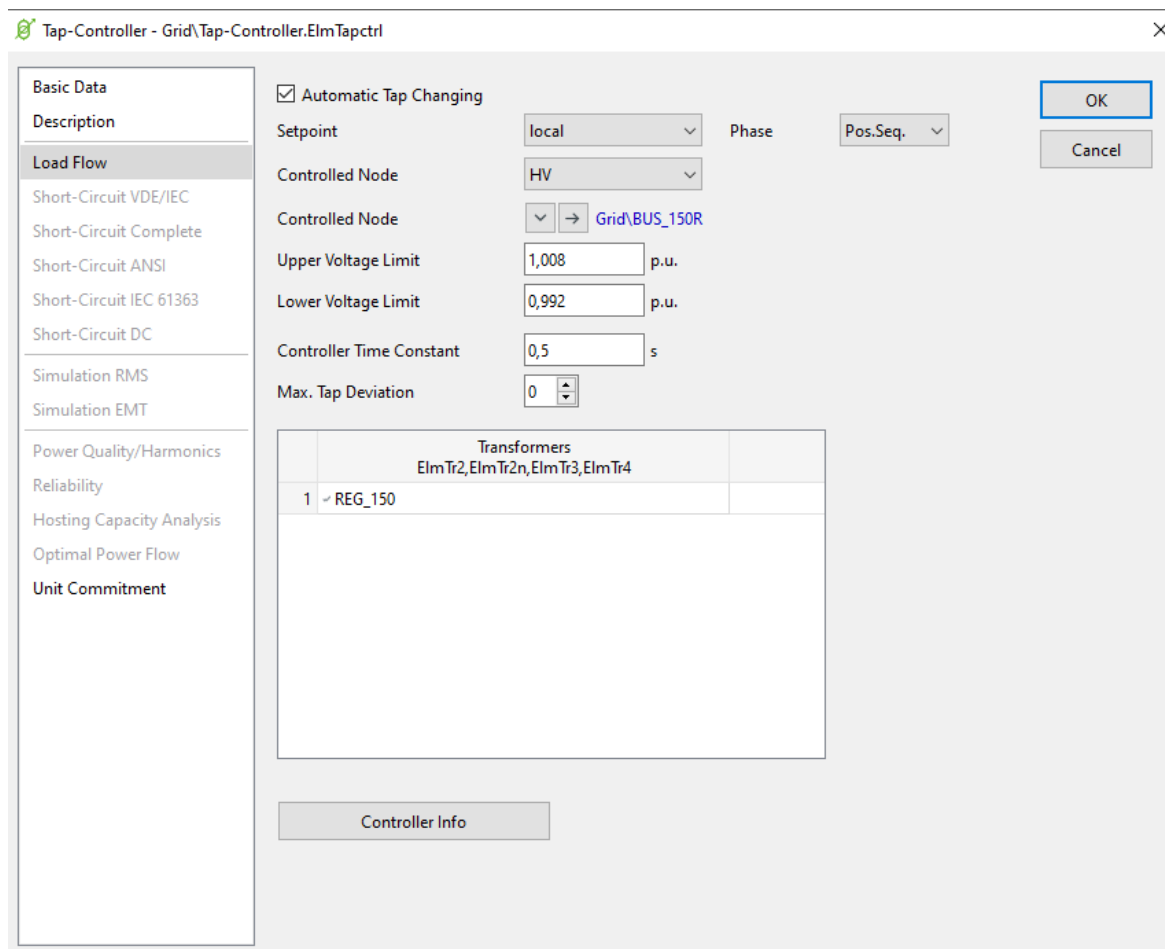


Figura 11. Modelado eléctrico del regulador de voltaje.

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

En el IEEE 123-bus se usa un regulador de voltaje porque el alimentador representa una red de distribución realista y “difícil”: es largo, tiene cargas desbalanceadas, laterales monofásicos, variaciones de demanda y equipos como capacitores.

Todo eso provoca caídas de tensión a medida que te alejas de la subestación y también subidas cuando cambia la carga o entra generación distribuida.

Resumen de por qué se incluye:

- Mantener el voltaje dentro de límites (calidad del servicio): evita que buses lejanos queden con baja tensión cuando aumenta la carga.

- Compensar la caída de tensión por la impedancia de líneas (R y X) y por cambios de corriente en el feeder.
- Hacer el caso más realista: en sistemas reales casi siempre hay regulación (reguladores/OLTC) para cumplir normas de tensión.
- Permitir estudios con variabilidad: cuando conectas GD o aplicas control Volt/Var, el regulador interactúa con capacitores y controladores, y eso es clave para analizar estabilidad operativa y perfil de tensión.
- Mejorar la operación del feeder: reduce problemas de sub/sobretensión, ayuda a controlar flujo reactivo y limita pérdidas por operar fuera de rango.

3.1.4. Modelado eléctrico del LineCode



```

OpenDSS / Distribuidor / Casos de prueba IEEE / 123Autobús / IEEE123Master.dss
Código Culpa 221 líneas (194 loc) - 15.2 KB
Crudo Copiar Pegar Guardar

25 nuevo transformador.reg1a fases=3 devanados=2 buses=[150 150r] conns=[wye wye] kvs=[4.16 4.16] kvas=[5000 5000] XHL=.001 %LoadLoss=0.00001 ppm
26 nuevo regcontrol.creg1a transformador=reg1a bobinado=2 vreg=120 banda=2 ptratio=20 ctpri=700 R=3 X=7.5
27
28 ;REDIRECCIONA EL FLUJO DE ENTRADA A UN ARCHIVO QUE CONTIENE LAS DEFINICIONES DE LOS CÓDIGOS DE LÍNEA!
29 ! Este archivo define las impedancias de línea de manera similar a la descripción en el caso de prueba.
30
31 Redirigir IEEElinecodes.DSS
32
33 ! DEFINICIONES DE LÍNEA
34 Las líneas se definen mediante un "código de línea" que contiene las impedancias por unidad de longitud.
35 Por lo tanto, las únicas propiedades requeridas son el nombre del código de línea y la longitud. Se asume que las unidades coinciden con la de
36 ! ya que no hay ninguna propiedad de unidades definida ni en el archivo Linecodes ni en este archivo.
37 ;Tenga en cuenta que no es necesario especificar explícitamente las conexiones de los nodos para las líneas trifásicas!
38 ! a menos que no sean ".1.2.3". Sin embargo, se detallan aquí para mayor claridad.
39 !El DSS asume ".1.2.3.0.0..." para conexiones de 3 o más fases.
40 ! Asimismo, ".1" no es necesario para líneas monofásicas conectadas a la fase 1. Sin embargo, si está conectado
41 Para cualquier otra fase, debe especificarse. Para mayor claridad, todo se explica aquí.
42 !
43 Tenga en cuenta que se recomienda usar la propiedad "units=" aquí y también en la definición del código de línea.
44 ! para evitar confusiones en el futuro
45
46 ! *** Original *** Nueva línea.L115 Fases=3 Bus1=149.1.2.3 Bus2=1.1.2.3 Código de línea=1 Longitud=0.4
47 Dado que el valor predeterminado es trifásico, la definición de esta línea puede ser más sencilla:
48
49 Nueva línea.L115 Bus1=149 Bus2=1 Código de línea=1 Longitud=0.4

```

Figura 12. Repositorio en GitHub – LineCode.

Fuente: Tomado de GitHub[28].

En la **Figura 12** se observa la instrucción de los datos que se encuentran en OpenDSS ya que estos datos definen los parámetros del tramo de línea L115 del alimentador IEEE-123 como

una línea trifásica (ABC) que conecta el bus 149 con el bus 1 y toma sus parámetros eléctricos del $LineCode = 1$.

La forma “original” escribe explícitamente las fases (149.1.2.3 y 1.1.2.3) y Phases=3, mientras que la forma “simplificada” es equivalente porque en OpenDSS, al usar un LineCode trifásico, la línea se asume por defecto de 3 fases:

- *New Line.L115 Bus1 = 149 Bus2 = 1 LineCode = 1 Length = 0.4*
- *Line.L115 – Bus1 = 149 Bus2 = 1 LineCode = 1 Length = 0.4*

En el IEEE-123, el parámetro Length=0.4 está típicamente en millas (mi), por lo que al convertir a kilómetros:

$$L = 0.4 \text{ mi} \times 1.609 = 0.6436 \text{ km}$$

Este tramo opera en el nivel de 4.16 kV (red de media tensión del feeder) y se ubica topológicamente aguas abajo de BUS_150R (aunque ese nodo aún no esté conectado en tu modelo), por lo que forma parte de los tramos posteriores a la zona de cabecera/regulación del alimentador.

Para el análisis, se consolidaron los parámetros de secuencia positiva (1–2) y secuencia cero (0), expresados en Ω/km , quedando:

Secuencia positiva (1–2): $R' = 0.457 \Omega/\text{km}, X' = 0.408 \Omega/\text{km}$

Secuencia cero (0): $R0' = 0.6855 \Omega/\text{km}, X0' = 1.224 \Omega/\text{km}$

Adicionalmente, para permitir la evaluación en modo trifásico desbalanceado con retorno de neutro, se habilitó un conductor neutro equivalente, caracterizado por:

Neutro: $Rn' = 0.6 \Omega/\text{km}, Xn' = 0.4 \Omega/\text{km}$

Acoplamiento fase–neutro: $Rpn' = 0.1 \Omega/\text{km}, Xpn' = 0.1 \Omega/\text{km}$

En la **Figura 13** se observa la parametrización del tramo L115, queda definido de manera consistente para estudios de flujo de carga desbalanceado y cortocircuito, manteniendo la estructura topológica indicada por OpenDSS (buses y longitud) y representando su

comportamiento eléctrico mediante los parámetros equivalentes configurados en la librería de equipos de PowerFactory.

The screenshot shows the 'Line - Grid\L_115.ElmLine' configuration window. The 'Basic Data' section is active, showing the following settings:

- Name: L_115
- Type: Equipment Type Library\IEEE_123_115
- Terminal i: Grid\BUS_149\Cub_2 (BUS_149)
- Terminal j: Grid\BUS_1\Cub_1 (BUS_1)
- Zone: Terminal i
- Area: Terminal i
- Out of Service:
- Number of parallel Lines: 1
- Parameters:
 - Thermal Rating: (dropdown)
 - Length of Line: 0,64 km
 - Derating Factor: 1,
- Type of Line: Overhead Line
- Line Model:
 - Lumped Parameter (PI)
 - Distributed Parameter
- Buttons: OK, Cancel, Figure, Jump to ...

The 'Resulting Values' table is as follows:

Resulting Values	
Nominal Current (act.)	1, kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	0,3920819 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	41,75781 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0,29248 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	0,26112 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0,43872 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0,7833599 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0, A
Earth Factor, Magnitude	0,4610678
Earth Factor, Angle	32,59864 deg

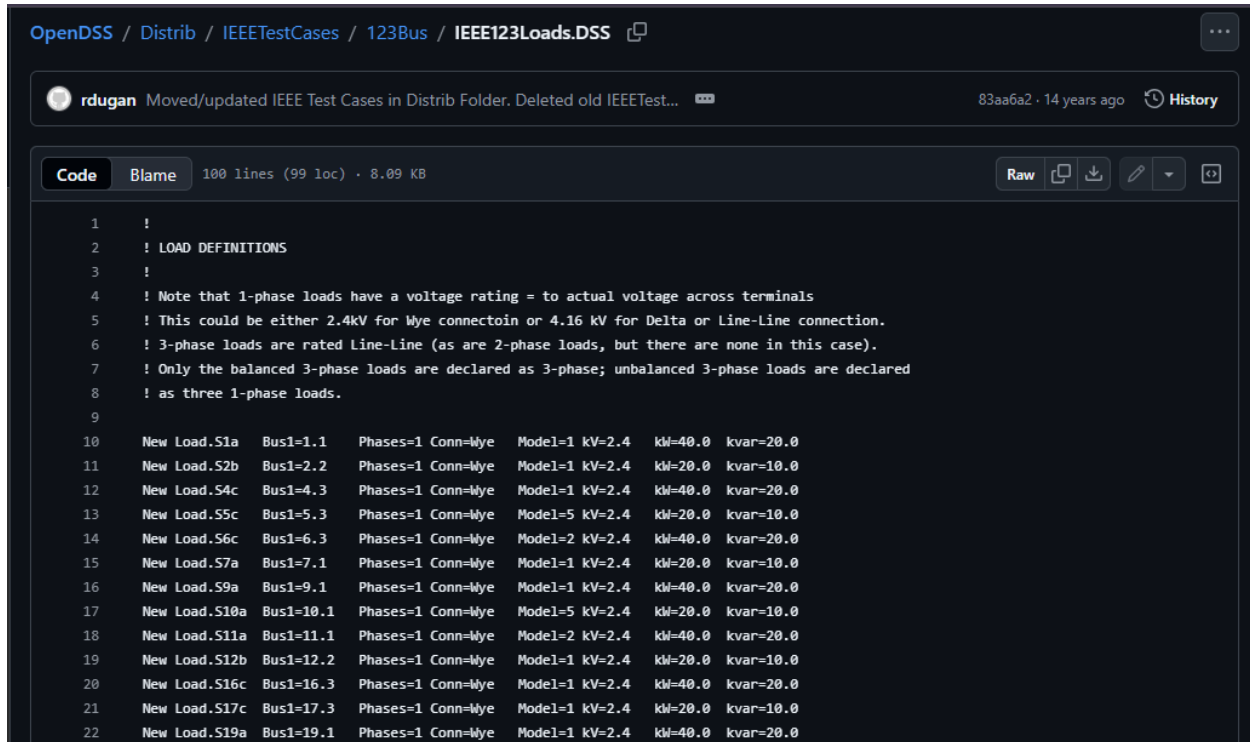
Figura 13. Modelado eléctrico del LineCode.

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

El objetivo del trabajo es evaluar el impacto relativo de la generación distribuida sobre la operación/estabilidad (variaciones de tensión, cambios de flujo, coordinación de protecciones) bajo distintos escenarios. Para asegurar comparabilidad, se mantuvo la misma parametrización de líneas en todos los escenarios, de modo que las diferencias observadas se atribuyan a la GD y no a variaciones paramétricas del modelo.

Se consideró una simplificación controlada en la que la red se aproxima con un parámetro medio por unidad de longitud para representar el comportamiento eléctrico global del alimentador. Este supuesto es común en etapas preliminares de modelado cuando se prioriza la evaluación sistémica sobre el detalle constructivo de cada tramo.

3.1.5. Modelado eléctrico de Loads



```

1  !
2  ! LOAD DEFINITIONS
3  !
4  ! Note that 1-phase loads have a voltage rating = to actual voltage across terminals
5  ! This could be either 2.4kV for Wye connectoin or 4.16 kV for Delta or Line-Line connection.
6  ! 3-phase loads are rated Line-Line (as are 2-phase loads, but there are none in this case).
7  ! Only the balanced 3-phase loads are declared as 3-phase; unbalanced 3-phase loads are declared
8  ! as three 1-phase loads.
9
10 New Load.S1a Bus1=1.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
11 New Load.S2b Bus1=2.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=20.0 kvar=10.0
12 New Load.S4c Bus1=4.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
13 New Load.S5c Bus1=5.3 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV=2.4 kW=20.0 kvar=10.0
14 New Load.S6c Bus1=6.3 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
15 New Load.S7a Bus1=7.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=20.0 kvar=10.0
16 New Load.S9a Bus1=9.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
17 New Load.S10a Bus1=10.1 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV=2.4 kW=20.0 kvar=10.0
18 New Load.S11a Bus1=11.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
19 New Load.S12b Bus1=12.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=20.0 kvar=10.0
20 New Load.S16c Bus1=16.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
21 New Load.S17c Bus1=17.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=20.0 kvar=10.0
22 New Load.S19a Bus1=19.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0

```

Figura 14. Repositorio en GitHub – Loads.

Fuente: Tomado de GitHub [28].

En la **Figura 14** se observan los datos de Cargas monofásicas (Phases=1): el parámetro kV debe ser el voltaje real en bornes; por eso, si el alimentador es 4.16 kV L-L, una carga en estrella (wye) fase-neutro se define con $kV = 4.16/\sqrt{3}$ (como se ve en las líneas $kV = 2.4$). se consideran 3-phase solo si están balanceadas; si están desbalanceadas, se representan como tres cargas monofásicas (una por fase) para modelar correctamente el desbalance y el perfil de tensión por fase.

Carga	Bus	Fases	Conexión	Modelo	kV	kW	kvar
S47	47	3	Wye	5	4.160	105	75
S48	48	3	Wye	2	4.160	210	150
S49a	49.1	1	Wye	1	2.4	35	25
S49b	49.2	1	Wye	1	2.4	70	50
S49c	49.3	1	Wye	1	2.4	35	20
S50c	50.3	1	Wye	1	2.4	40	20
S51a	51.1	1	Wye	1	2.4	20	10
S52a	52.1	1	Wye	1	2.4	40	20
S53a	53.1	1	Wye	1	2.4	40	20
S55a	55.1	1	Wye	2	2.4	20	10
S56b	56.2	1	Wye	1	2.4	20	10
S58b	58.2	1	Wye	5	2.4	20	10
S59b	59.2	1	Wye	1	2.4	20	10

Tabla 3. Características de las diferentes cargas IEEE 123 Bus.

Fuente: Autor.

Las cargas se parametrizaron conforme a las definiciones del caso estándar IEEE 123-bus en OpenDSS. Las cargas monofásicas en conexión wye se califican a tensión fase-neutro ($\approx 2.4 \text{ kV}$), mientras que las cargas trifásicas se califican a tensión línea-línea (4.16 kV). Las cargas desbalanceadas se representaron como cargas monofásicas por fase para capturar desbalances de tensión y potencia. Adicionalmente, se mantuvieron los modelos de carga ($PQ/Z/I$) para conservar la sensibilidad tensión-carga y garantizar reproducibilidad del estudio.

¿Por qué algunas cargas tienen 4.16 kV y otras 2.4 kV ?

- Cargas monofásicas: su tensión nominal debe ser la tensión real en bornes.

En conexión wye (fase-neutro) eso corresponde a:

$$V_{LN} = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} = \frac{4.16}{\sqrt{3}} = 2.4018 \text{ kV}$$

Ecuación 4. Relación entre voltaje línea–línea y línea–neutro.

Fuente: Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad de Ariel [29].

- Cargas trifásicas: se especifican típicamente en línea–línea, por eso ves $kV = 4.160$ para las cargas de 3 fases.

En redes de distribución (como el IEEE 123-bus), la mayoría de cargas agregadas se conectan fase–neutro (wye), especialmente las monofásicas. Además, si tú estás modelando ABC-N, wye es coherente porque el neutro es parte del sistema.

3.1.6. Modelado eléctrico de generadores fotovoltaicos (PV1 y PV2)

Los PV se modelan como generadores estáticos (ElmGenstat) categoría 'Photovoltaic' conectados a 4.16 kV. Snom representa la capacidad del inversor, mientras que en Load Flow se fija el despacho (P, Q).

3.2. PLANTEAMIENTO DE ESTUDIO

La incorporación de Generación Distribuida (GD), en particular sistemas fotovoltaicos (FV), en alimentadores de media tensión puede mejorar la eficiencia y reducir pérdidas; sin embargo, también puede provocar efectos operativos adversos cuando la penetración es elevada o se conecta en tramos alejados de la subestación. Entre los impactos más relevantes se encuentran la elevación de tensión (sobretensión), cambios en el flujo de potencia (posibles flujos inversos) e incremento de pérdidas. En el alimentador IEEE 123-bus (4,16 kV), estos efectos se vuelven críticos por su naturaleza radial, la desbalanceada carga trifásica y la presencia de regulación de tensión.

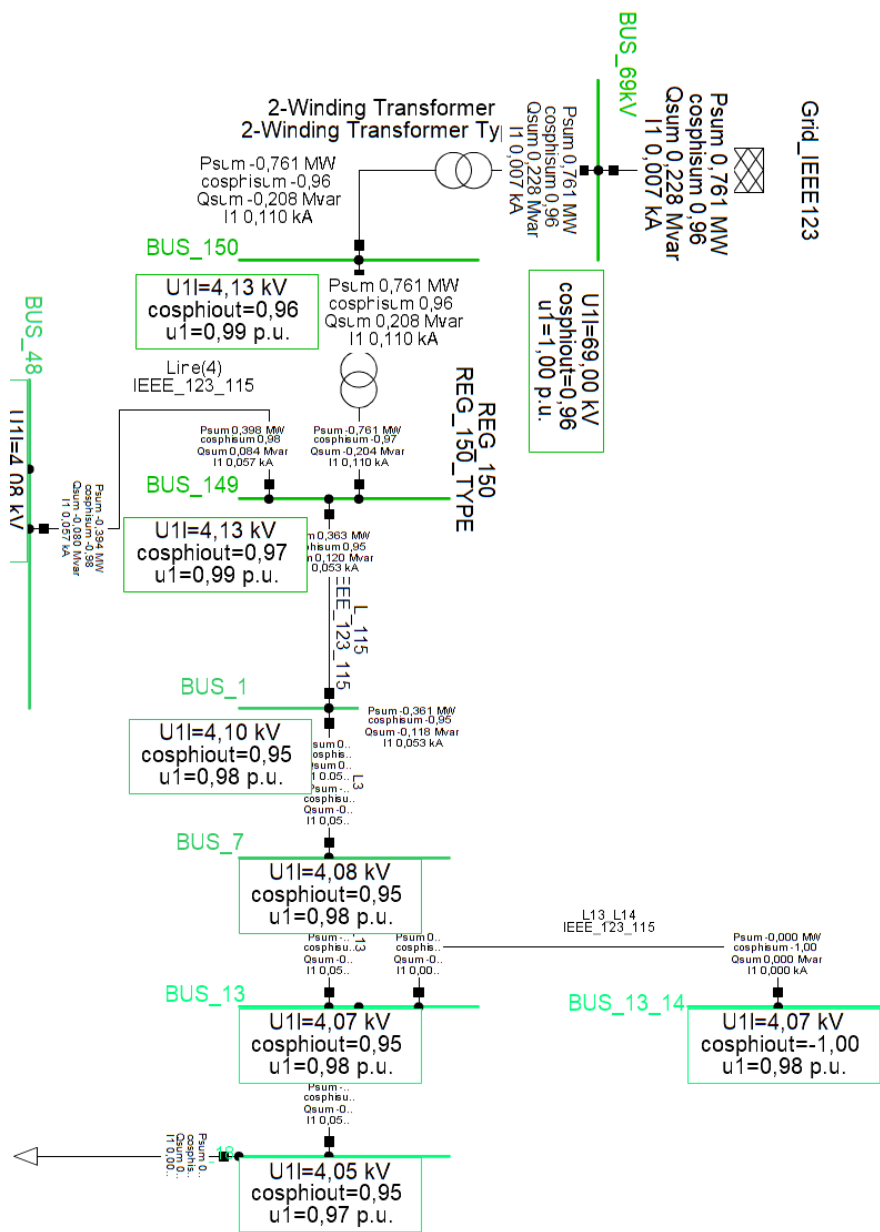


Figura 15. Tramo del feeder 123-Bus.

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

Para el caso de estudio se adopta un transformador de subestación. La selección se fundamenta en: cubrir la demanda aparente del alimentador en condición base, disponer de margen para crecimiento de carga, y permitir escenarios de penetración FV representativos sin saturar el elemento de interfase.

3.2.1. Cálculo de demanda aparente S del alimentador

Output Window															
Errors (0)		Warnings (0)		Information (0/103)		Events (0)		Others (36)		Contained text		Clear all filters			
Load Flow Calculation												Busbars/Terminals			
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)						Automatic Model Adaptation for Convergence				No					
Automatic tap adjustment of transformers						No				Max. Acceptable Load Flow Error					
Consider reactive power limits						No				Bus Equations (HV)					
										1,00 kVA					
										0,10 %					
Grid: Grid				System Stage: Grid				Study Case: Study Case				Annex: / 1			
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	deg	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data						
BUS_150															
4,16	0,99	2,38	-31,76												
	0,99	2,38	-151,76												
	0,99	2,38	88,24												
Cub_1 /Tr2		REG_150		A	0,25	0,07	0,96	0,11	31,84	Tap:	0,00	Min:	-16	Max:	16
				B	0,25	0,07	0,96	0,11	31,84						
				C	0,25	0,07	0,96	0,11	31,84						
Cub_2 /Tr2		2-Winding Tra		A	-0,25	-0,07	-0,96	0,11	39,80	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
				B	-0,25	-0,07	-0,96	0,11	39,80						
				C	-0,25	-0,07	-0,96	0,11	39,80						

Figura 16. Reporte de flujo de carga en bus de cabecera

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

En la **Figura 15** se observa que el BUS_150 es el bus de cabecera porque es el punto de acoplamiento del alimentador en el nivel de distribución (lado secundario de la subestación). Medir Psum y Qsum en ese bus permite cuantificar la potencia que el alimentador demanda para abastecer sus cargas y cubrir pérdidas internas, sin mezclar fenómenos propios de la red de transmisión/subtransmisión (69 kV).

La demanda aparente del alimentador en el PCC se calcula a partir de la potencia activa y reactiva trifásicas:

$$S_{dem} = \sqrt{(P_{total}^2 + Q_{total}^2)}$$

Ecuación 5. Cálculo de la potencia aparente demandada.

Fuente: Grupo Keysight [30].

Sustituyendo los valores del caso base:

$$S_{dem} = \sqrt{(0.75^2 + 0.21^2)} = 0.778 \text{ MVA}$$

3.2.2. Selección de potencia nominal del transformador

Para evitar operación cercana al límite térmico y permitir variaciones de carga (crecimiento de demanda, estacionalidad, picos), se aplica un margen operativo del 25% sobre la demanda aparente:

$$S_{n,req} = 1.25 \cdot S_{dem}$$

Ecuación 6. Potencia nominal requerida considerando reserva operativa.

Fuente: Empower Engineering [31].

$$S_{n,req} = 1.25 \cdot 0.787 = 0.972 \text{ MVA}$$

El valor $S_{n,req}$ indica la potencia mínima recomendada bajo el criterio adoptado. En la práctica, los transformadores se seleccionan por potencias normalizadas (serie comercial). En este estudio se seleccionó un transformador de 2.5 MVA, el cual supera el mínimo calculado y aporta holgura para escenarios adicionales evaluados.

- Reserva de capacidad: 2.5 MVA es aproximadamente 2.54 veces el mínimo calculado (0.984 MVA). Esto reduce el riesgo de sobrecarga ante picos de demanda y crecimiento futuro.
- Compatibilidad con escenarios con GD: al incorporar generación distribuida (p. ej., fotovoltaica y almacenamiento), el transformador debe soportar flujos bidireccionales (importación y exportación) sin exceder su límite térmico.
- Mejor desempeño térmico y vida útil: operar con menor porcentaje de carga disminuye la temperatura del devanado y el envejecimiento del aislamiento, aumentando la confiabilidad del sistema.
- Mayor margen para regulación de tensión: un transformador con holgura tolera mejores variaciones de tensión y ajustes operativos.
- Criterio de ingeniería conservador: en estudios de estabilidad y protección con GD es preferible que el transformador no sea el elemento limitante, para que los resultados reflejen el impacto de la GD y no una restricción de capacidad.

3.2.3. Datos del caso base (sin GD)

AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)				Automatic Model Adaptation for Convergence				No									
Automatic tap adjustment of transformers				No				Max. Acceptable Load Flow Error									
Consider reactive power limits				No				Bus Equations (HV)									
								Model Equations									
								1,00 kVA									
								0,10 %									
Grid: Grid				System Stage: Grid				Study Case: Study Case				Annex: / 1					
rated Voltage		Bus-voltage		Active Power		Reactive Power		Power Factor		Current		Loading		Additional Data			
[kV]		[p.u.]		[kV]		[deg]		[MW]		[Mvar]		[-]		[kA]		[%]	
BUS_150																	
4,16		0,99		2,38		-31,76											
		0,99		2,38		-151,76											
		0,99		2,38		88,24											
Cub_1 /Tr2		REG_150		A		0,25		0,07		0,96		0,11		31,84		Tap: 0,00 Min: -16 Max: 16	
				B		0,25		0,07		0,96		0,11		31,84			
				C		0,25		0,07		0,96		0,11		31,84			
Cub_2 /Tr2		2-Winding Tra		A		-0,25		-0,07		-0,96		0,11		39,80		Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0	
				B		-0,25		-0,07		-0,96		0,11		39,80			
				C		-0,25		-0,07		-0,96		0,11		39,80			
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)				Automatic Model Adaptation for Convergence				No									
Automatic tap adjustment of transformers				No				Max. Acceptable Load Flow Error									
Consider reactive power limits				No				Bus Equations (HV)									
								Model Equations									
								1,00 kVA									
								0,10 %									
Grid: Grid				System Stage: Grid				Study Case: Study Case				Annex: / 1					
rated Voltage		Bus-voltage		Active Power		Reactive Power		Power Factor		Current		Loading		Additional Data			
[kV]		[p.u.]		[kV]		[deg]		[MW]		[Mvar]		[-]		[kA]		[%]	
BUS_69kV																	
69,00		1,00		39,84		0,00											
		1,00		39,84		-120,00											
		1,00		39,84		120,00											
Cub_1 /Xnet		Grid_IEEE123		A		0,25		0,08		0,96		0,01				Sk":10000,00 MVA	
				B		0,25		0,08		0,96		0,01					
				C		0,25		0,08		0,96		0,01					
Cub_2 /Tr2		2-Winding Tra		A		0,25		0,08		0,96		0,01		39,80		Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0	
				B		0,25		0,08		0,96		0,01		39,80			
				C		0,25		0,08		0,96		0,01		39,80			

Figura 17 Reporte de flujo de carga en bus de cabecera y PCC.

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

Se ejecutó un flujo de carga AC desbalanceado trifásico (ABC). Para dimensionar el transformador se toma la potencia activa y reactiva que intercambia el alimentador en el punto de conexión (PCC), es decir, la potencia que entrega la red equivalente hacia el sistema de distribución.

Resumen de potencias en la cabecera / PCC (magnitudes trifásicas):

Punto	Elemento	P_A (MW)	Q_A (Mvar)	P_B (MW)	Q_B (Mvar)	P_C (MW)	Q_C (Mvar)
BUS_69kV (PCC)	Xnet: Grid_IEEE123	0.25	0.08	0.25	0.08	0.25	0.08
BUS_150 (cabecera MT)	Trafo 2 devanados (hacia 69kV)	0.25	0.07	0.25	0.07	0.25	0.07

Tabla 4. Resumen de reporte de flujo de carga en bus de cabecera y PCC.

Fuente: Autor.

Totales trifásicos (P_total y Q_total) obtenidos por suma de fases:

Punto	P_total (MW)	Q_total (Mvar)	FP
BUS_69kV (PCC)	0.75	0.24	0.96

Tabla 5. Parámetros obtenidos por suma de fases en bus PCC.

Fuente: Autor.

Del bus de 69 kV (caso balanceado), el reporte muestra por fase:

Potencia activa por fase: $P_A = P_B = P_C = 0.25$ MW

Potencia reactiva por fase: $Q_A = Q_B = Q_C = 0.08$ Mvar

Factor de potencia reportado: $\cos\phi \approx 0.96$

1) Potencia aparente por fase:

$$S_\phi = \sqrt{P_\phi^2 + Q_\phi^2}$$

Ecuación 7. Cálculo de la potencia aparente demandada.

Fuente: Grupo Keysight [30].

$$S_\phi = \sqrt{(0.25)^2 + (0.08)^2} = \sqrt{(0.0625 + 0.0064)} = \sqrt{0.0689} \approx 0.2625 \text{ MVA}$$

2) Factor de potencia por fase:

$$\cos\varphi = P_{\varphi} / S_{\varphi}$$

Ecuación 8. Cálculo del factor de potencia por fase.

Fuente: Grupo A. Eberle [32].

$$\cos\varphi \approx 0.25 / 0.2625 \approx 0.96$$

Como el sistema está balanceado, los totales son:

$$P_{3\varphi} = 3 \cdot P_{\varphi} = 3 \cdot 0.25 = 0.75 \text{ MW}$$

$$Q_{3\varphi} = 3 \cdot Q_{\varphi} = 3 \cdot 0.08 = 0.24 \text{ Mvar}$$

$$S_{3\varphi} = \sqrt{(P_{3\varphi})^2 + (Q_{3\varphi})^2} = \sqrt{(0.75)^2 + (0.24)^2} \approx 0.7875 \text{ MVA}$$

$$\cos\varphi = P_{3\varphi} / S_{3\varphi} \approx 0.75 / 0.7875 \approx 0.96$$

3.2.4. Definición de Hosting Capacity (HC) basada en P_base (PCC)

En una red de distribución radial, el perfil de tensión, los flujos de potencia y la coordinación de equipos de control (reguladores, bancos de capacitores y protecciones) están diseñados típicamente para operación unidireccional: desde la subestación hacia las cargas. Cuando se incrementa la penetración de GD FV, la inyección local de potencia activa reduce el flujo neto desde la cabecera y puede invertir el sentido de flujo en ciertos tramos. A partir de niveles moderados como 25%–40% respecto a la potencia activa base, estas condiciones empiezan a ser frecuentes en barras cercanas a la GD y hacia el extremo del alimentador, generando desviaciones operativas medibles.

Se adopta una definición práctica de penetración/HC basada en la potencia activa de referencia medida en el PCC:

$$HC(\%) = (P_{GD} / P_{base}) * 100$$

Ecuación 9. Hosting Capacity (HC).

Fuente: National Renewable Energy Laboratory [33].

Despejando la potencia activa programada de la GD para un nivel dado de penetración:

$$P_{GD} = P_{base} * (HC(\%)/100)$$

El Hosting Capacity (HC) o nivel de alojamiento se emplea como un índice de penetración que permite parametrizar en porcentaje el nivel de inyección de potencia activa de la Generación Distribuida (GD) respecto a una condición de referencia del sistema. Se adopta una referencia operativa y medible en el Punto de Conexión Común (PCC), donde se cuantifica la potencia activa neta asociada a la demanda del alimentador en el escenario base.

Esta formulación permite construir escenarios escalonados de penetración y ejecutar flujos de carga bajo cada caso para observar cómo cambian los parámetros de desempeño del alimentador conforme aumenta la GD. En particular, el HC se utiliza como variable de barrido para analizar el impacto de la GD.

3.3.METODOLOGIA

1. Preparación del modelo base del alimentador IEEE 123-bus en PowerFactory: verificación de topología radial, niveles de tensión nominal, parámetros de líneas, cargas, reguladores, red externa y el transformador de potencia.
2. Ejecución del flujo de carga para registrar el perfil de tensión, potencias P y Q, y el factor de potencia.
3. Escenario Base sin GD: ejecución del flujo de carga trifásico desbalanceado y extracción de resultados.
4. Escenarios Base con GD: incorporación los generadores fotovoltaicos (Genstat/PV) en los buses definidos.
5. Barrido por niveles de alojamiento: simulación para HC = 5%,25%,50%,75% y 100%.
6. Para cada escenario de hosting capacity (HC), se calcula el máximo voltaje nodal V_{max} y el mínimo voltaje nodal V_{min} del alimentador y se comparan con los límites operativos.
7. Para cada escenario de hosting capacity (HC), se calcula el factor de potencia (FP) neto en el Punto de Conexión Común (PCC) y en los diferentes nodos del alimentador para luego comparar con el límite operativo establecido.

8. Análisis comparativo: Elaboración de tablas y gráficas comparando diferentes escenarios con Generación Distribuida según el porcentaje del hosting capacity (HC).
9. Implementación de la mitigación por reconfiguración topológica (anillo). Se cierra el punto de amarre entre dos troncales para convertir la red radial en tipo anillo, manteniendo iguales: ubicación de GD, potencias FV, cargas y parámetros de líneas, para que la comparación sea válida.
10. Implementación de la mitigación por reconfiguración topológica (anillo). Se cierra el punto de amarre entre dos troncales para convertir la red radial en tipo anillo, manteniendo iguales: ubicación de GD, potencias FV, cargas y parámetros de líneas, para que la comparación sea válida.
12. Verificación del criterio $\pm 8\%$ y determinación del HC admisible con mitigación.
13. Se comparan radial y anillo con GD.

CAPITULO IV

4. ANÁLISIS DEL FLUJO DE CARGA

En la **Figura 18** se observa el alimentador IEEE 123 modelado en DIgSILENT PowerFactory sobre el cual se ejecutará un flujo de carga trifásico desbalanceado (ABC) para caracterizar el perfil de tensión y el factor de potencia en la condición base de operación (sin Generación Distribuida). Adicionalmente, a partir de este mismo alimentador base se implementará Generación Distribuida (GD) de forma progresiva, con el fin de analizar el impacto que su integración puede producir tanto en los niveles de tensión (posibles condiciones de sobretensión/subtensión) como en el comportamiento del factor de potencia, especialmente en el PCC, donde se evaluará el cumplimiento del umbral operativo.

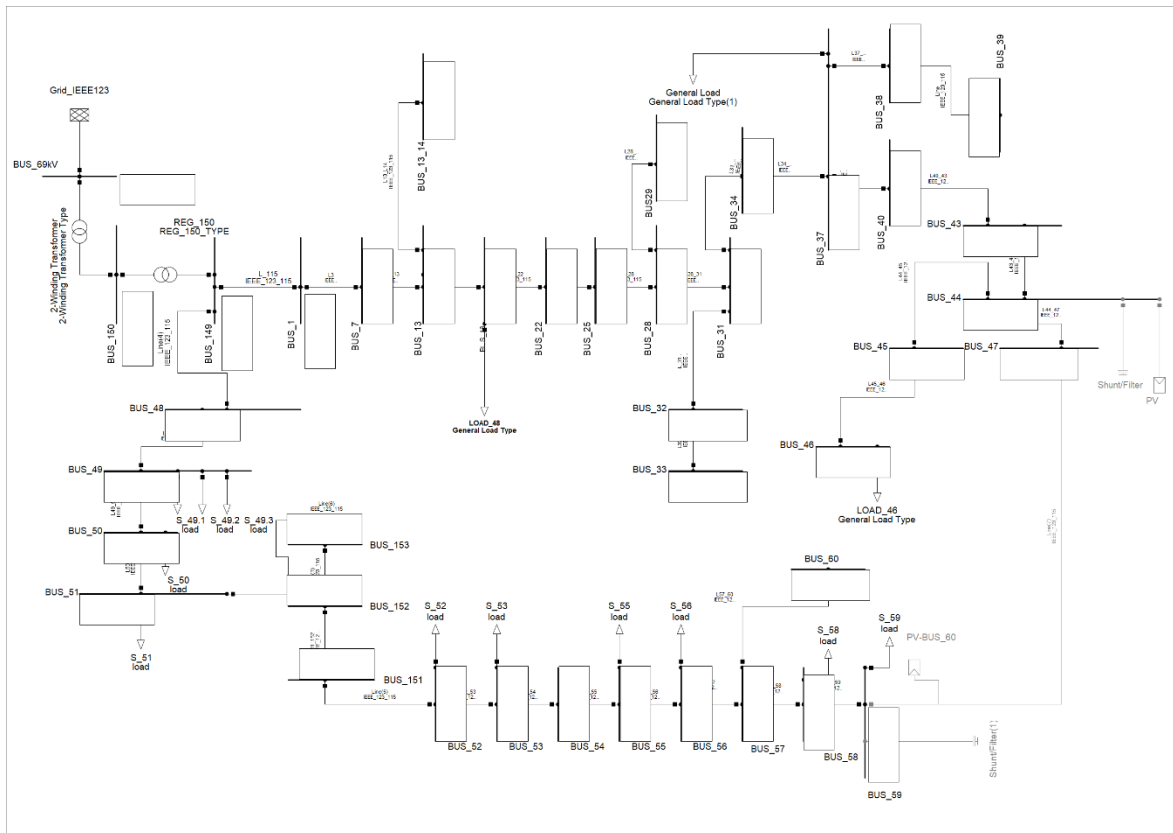


Figura 18. Red de distribución radial – Escenario base sin GD.

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

El flujo de carga se ejecuta en modo AC trifásico desbalanceado (ABC), considerando la topología radial del alimentador. La evaluación se realiza en valores por unidad (p.u.) referidos al voltaje nominal de 4,16 kV en las barras de media tensión. Para la interpretación

de resultados se emplean indicadores de tensión mínima (V_{min}), tensión máxima (V_{max}), desviación porcentual y conteo de barras fuera de rango.

4.1. ESCENARIO 1: RED DE DISTRIBUCIÓN RADIAL – ESCENARIO BASE SIN GD (GD OFF)

En el escenario base sin GD se analiza la operación tradicional de la red radial, caracterizada por un flujo de potencia predominante desde la subestación hacia las cargas. En este contexto, las caídas de tensión se explican por la circulación de corriente a través de impedancias serie de las líneas ($R + jX$), lo que provoca un gradiente de tensión hacia los extremos del alimentador, especialmente en ramas con longitudes significativas y cargas desbalanceadas.

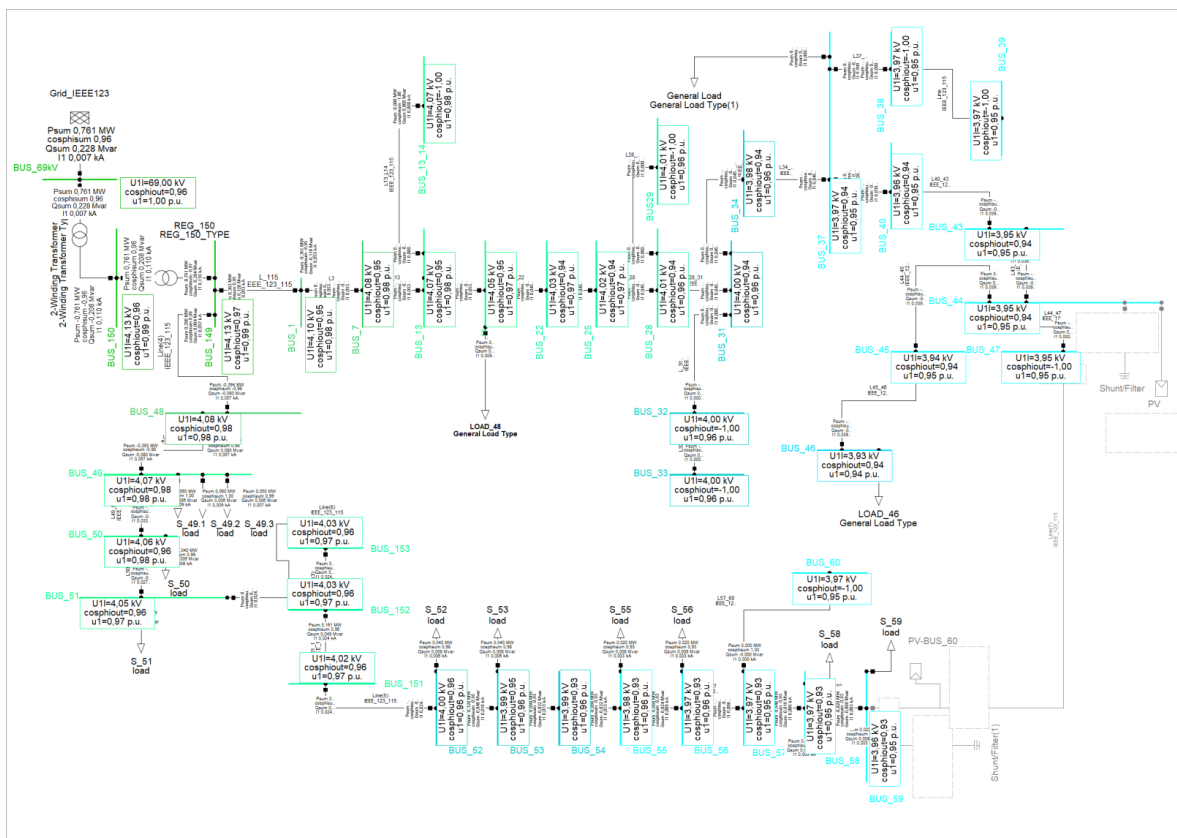


Figura 19. Red de distribución radial – Escenario base sin GD.

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

En la **Figura 19** los resultados muestran que, sin GD, el alimentador mantiene niveles de tensión dentro del rango establecido en el estudio. La tensión mínima se registra en BUS_46

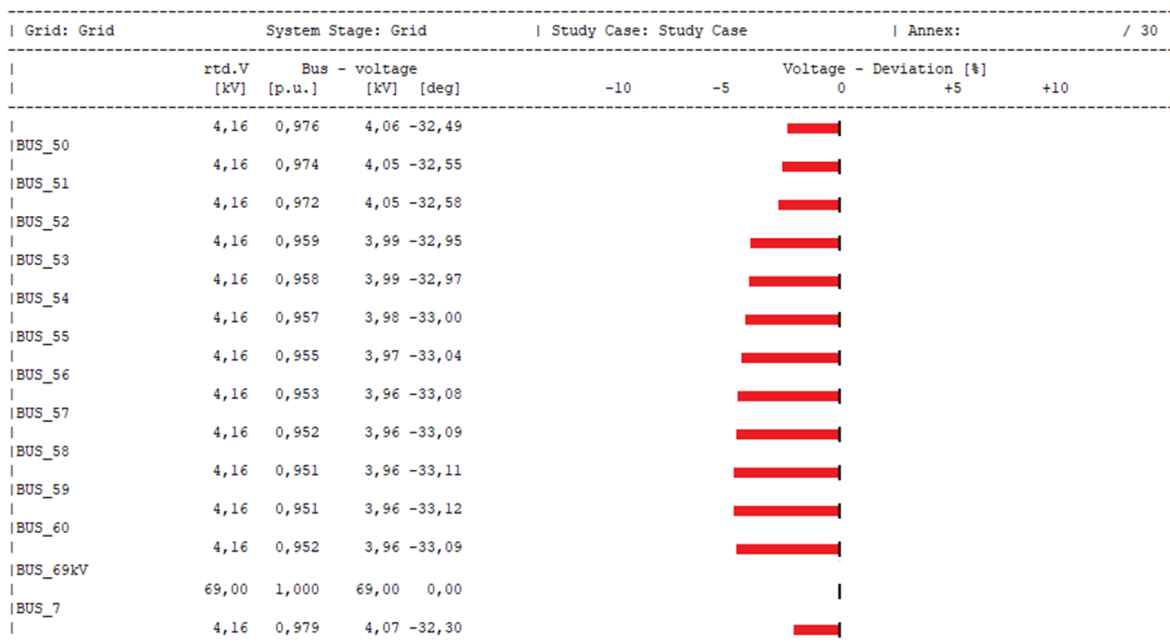


Figura 20. Perfil de tensión por barras – Escenario base sin GD.

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

Resumen del perfil de tensión por barra

Barra	V_nom (kV)	V (p.u.)	V (kV)	ΔV (%)	FP_promedio [FP]
BUS_150	4.16	0.991	4.12	-0.90	0.960
BUS_69kV	69.00	1.000	69.00	0.00	0.960
BUS_1	4.16	0.983	4.09	-1.70	0.950
BUS_7	4.16	0.979	4.07	-2.10	0.950
BUS_13	4.16	0.976	4.06	-2.40	0.967
BUS_13_14	4.16	0.976	4.06	-2.40	1.000
BUS_149	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.967
BUS_151	4.16	0.964	4.01	-3.60	0.960
BUS_152	4.16	0.966	4.02	-3.40	0.960
BUS_153	4.16	0.967	4.02	-3.30	0.960

BUS_18	4.16	0.972	4.04	-2.80	0.963
BUS_22	4.16	0.968	4.03	-3.20	0.940
BUS_25	4.16	0.965	4.01	-3.50	0.940
BUS_28	4.16	0.962	4.00	-3.80	0.960
BUS29	4.16	0.962	4.00	-3.80	1.000
BUS_31	4.16	0.959	3.99	-4.10	0.960
BUS_32	4.16	0.959	3.99	-4.10	1.000
BUS_33	4.16	0.959	3.99	-4.10	1.000
BUS_34	4.16	0.955	3.97	-4.50	0.940
BUS_37	4.16	0.953	3.96	-4.70	0.958
BUS_38	4.16	0.953	3.96	-4.70	1.000
BUS_39	4.16	0.953	3.96	-4.70	1.000
BUS_40	4.16	0.951	3.95	-4.90	0.940
BUS_43	4.16	0.948	3.94	-5.20	0.940
BUS_45	4.16	0.945	3.93	-5.50	0.940
BUS_46	4.16	0.943	3.92	-5.70	0.940
BUS_47	4.16	0.946	3.94	-5.40	1.000
BUS_48	4.16	0.979	4.07	-2.10	0.980
BUS_49	4.16	0.976	4.06	-2.40	0.986
BUS_50	4.16	0.974	4.05	-2.60	0.970
BUS_51	4.16	0.972	4.05	-2.80	0.963
BUS_52	4.16	0.959	3.99	-4.10	0.963

BUS_53	4.16	0.958	3.99	-4.20	0.953
BUS_54	4.16	0.957	3.98	-4.30	0.930
BUS_55	4.16	0.955	3.97	-4.50	0.930
BUS_56	4.16	0.953	3.96	-4.70	0.930
BUS_57	4.16	0.952	3.96	-4.80	0.953
BUS_58	4.16	0.951	3.96	-4.90	0.930
BUS_59	4.16	0.951	3.96	-4.90	0.930
BUS_60	4.16	0.952	3.96	-4.80	1.000

Tabla 6. Resumen del perfil de tensión por barra – Escenario base sin GD.

Fuente: Autor.

Resultados obtenidos del reporte de flujo de carga trifásico desbalanceado (ABC) en DIGSILENT PowerFactory para el alimentador IEEE 123-bus, con tensión nominal de 4,16 kV en los buses de media tensión.

Criterio de evaluación (umbral de $\pm 8\%$ en p.u.):

$$V(p.u.) = V / V_{nom}$$

$$\Delta V(\%) = (V(p.u.) - 1) \times 100$$

$$0,92 \leq V(p.u.) \leq 1,08$$

Ecuación 10. Umbral de sobretensión y subtemsión en p.u..

Fuente: Departamento de Ciencias e Ingeniería Energética Instituto Indio de Tecnología, Delhi [7].

Con este criterio, se identifica si existe subtensión ($V < 0,92 p.u.$) o sobretensión ($V > 1,08 p.u.$) respecto a la tensión nominal del alimentador.

Resumen del perfil de tensión crítico

Indicador	Barra	V _{nom} (kV)	V (p.u.)	V (kV)	ΔV (%)	FP_promedio
V _{min}	BUS_46	4.16	0.943	3.92	-5.70	0.940
V _{max}	BUS_69 kV	69.00	1.000	69.00	0.00	0.960
Cumple límites ($\pm 8\%$)	—	—	—	—	Sobretensión: 0 barras; Subtensión: 0 barras	—

Tabla 7. Resumen del perfil de tensión crítico – Escenario base sin GD.

Fuente: Autor.

En el escenario base (sin generación distribuida), el perfil de tensión permanece dentro del rango permitido de 0,92–1,08 p.u. en todos los buses de 4,16 kV analizados. La tensión mínima ocurre en BUS_46 con 0,943 p.u. ($\Delta V = -5,70\%$), y la tensión máxima en BUS_69kV con 1 p.u. ($\Delta V = 0,0\%$). Esto evidencia que, sin GD, el alimentador presenta una caída de tensión moderada hacia los extremos (barras más alejadas o con mayor carga), pero sin violar los umbrales de calidad de tensión definidos para el estudio.

Adicionalmente, el comportamiento del factor de potencia en el escenario base se mantiene en valores cercanos a la unidad, predominando magnitudes típicas alrededor de 0,93–1,00 en las barras evaluadas (promedio tomado como valor absoluto por fase/equipo según el reporte). En particular, en el PCC (BUS_69kV) se observa un $FP \approx 0,96$, consistente con un intercambio de potencia con componente reactiva moderada. En conjunto, estos resultados muestran que la red opera de forma estable tanto en tensión como en factor de potencia, sin condiciones críticas de subtensión ni desviaciones severas del FP en el caso base.

4.2. ESCENARIO 2: RED DE DISTRIBUCIÓN RADIAL – ESCENARIO BASE CON GD (GD ON)

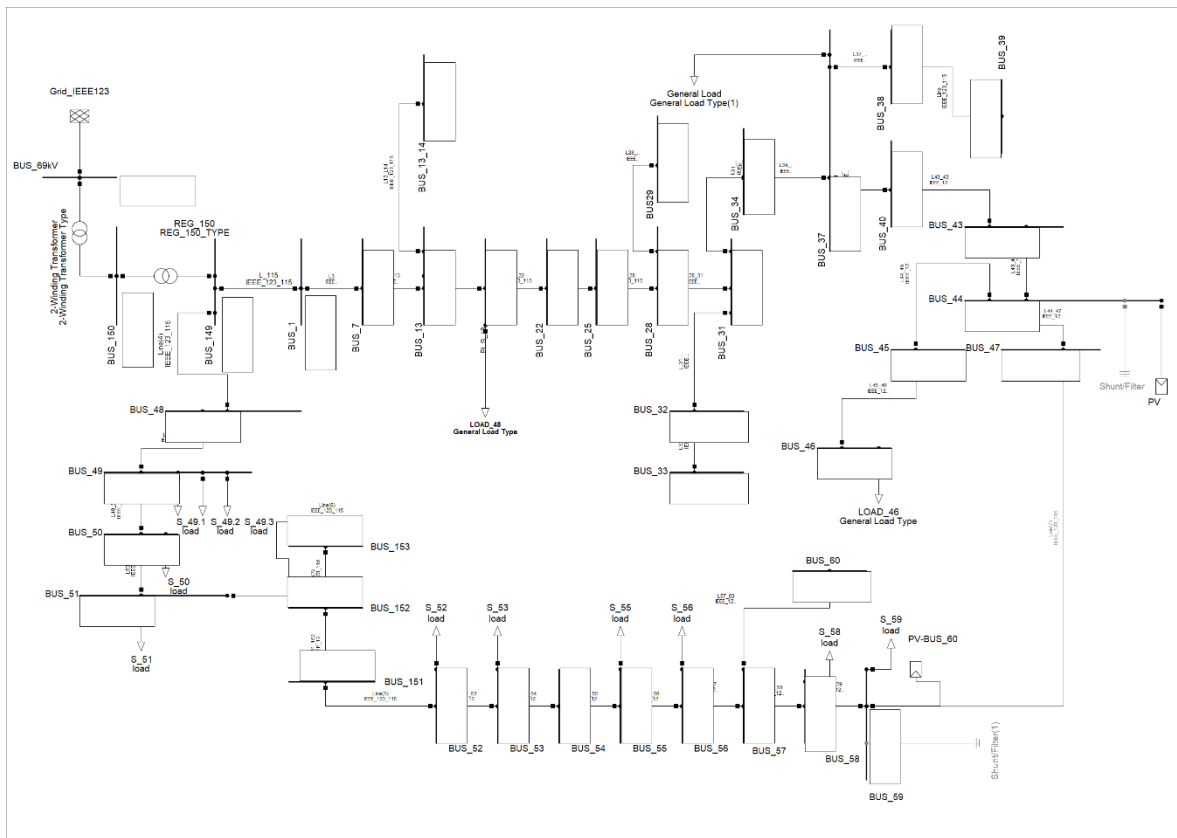


Figura 21. Red de distribución radial – Escenario base con GD.

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

En la **Figura 21** se muestra el alimentador IEEE 123 implementado en Digsilent PowerFactory, sobre el cual se ejecuta un flujo de carga trifásico desbalanceado (ABC) para evaluar el impacto de la Generación Distribuida (GD) fotovoltaica en el perfil de tensión y en el factor de potencia en el PCC. En redes radiales, la inyección de potencia activa puede reducir el flujo desde la cabecera e incluso invertirlo localmente, disminuyendo la caída de tensión aguas arriba y elevando la tensión en barras cercanas al punto de inyección. A medida que aumenta la potencia instalada, el incremento de tensión puede alcanzar condiciones de sobretensión. El criterio de desempeño considera, por un lado, la verificación de tensiones en barras representativas y críticas (detección de sobretensión y subtensión) y por otro lado el comportamiento del factor de potencia. En este escenario, al asumir que la GD inyecta principalmente potencia activa (P) y no aporta potencia reactiva (Q), la potencia activa

demandada a la red disminuye debido a que la GD está inyectado potencia activa y desde el PCC ya se está compensando la diferencia para abastecer a la red, mientras que la demanda de potencia reactiva Q es la misma. Por ello, la relación $P/\sqrt{(P^2 + Q^2)}$ tiende a reducirse, provocando una tendencia a la baja del FP en el PCC conforme aumenta la penetración fotovoltaica.

4.2.1. Perfil de tensión por barras

Se hace el cálculo de los niveles de alojamiento (HC) de 5% en 5% para luego obtener los diferentes perfiles de tensión por barras según la penetración de la Generación Distribuida.

Base de referencia en el PCC: $P_{sum} = 0.761$ MW, $\cos\phi_{sum} = 0.96$, $Q_{sum} = 0.228$ MVar, $I_l = 0.007$ kA.

Se define el nivel de alojamiento (expresado en porcentaje) respecto a una potencia base en el PCC:

$$HC(\%) = (P_{GD} / P_{base}) * 100$$

Ecuación 11. Hosting Capacity (HC).

Fuente: National Renewable Energy Laboratory [33].

Despejando la potencia activa a inyectar para un porcentaje HC dado:

$$P_{GD} = P_{base} * (HC(\%)/100)$$

Con $P_{base} = 0.761$ MW:

$$P_{GD} = 0.761 * (HC(5\%)/100) \text{ [MW]}$$

$$P_{GD} = 0.761 * (5/100) = 0.03805 \text{ MW} = 38.05 \text{ kW}$$

$$HC(5\%) = 38.05 \text{ kW}$$

HC (%)	P_GD (MW)	P_GD (kW)
5	0.03805	38.05
10	0.07610	76.10
15	0.11415	114.15
20	0.15220	152.20

25	0.19025	190.25
30	0.22830	228.30
35	0.26635	266.35
40	0.30440	304.40
45	0.34245	342.45
50	0.38050	380.50
55	0.41855	418.55
60	0.45660	456.60
65	0.49465	494.65
70	0.53270	532.70
75	0.57075	570.75
80	0.60880	608.80
85	0.64685	646.85
90	0.68490	684.90
95	0.72295	722.95
100	0.76100	761.00

Tabla 8. Tabla de potencia activa a inyectar - 5% en 5% hasta HC(100%).

Fuente: Autor.

Se analizarán estratégicamente diferentes porcentajes de penetración de la Generación Distribuida (GD), denominados en este estudio como Hosting Capacity (HC) o nivel de alojamiento. En lugar de evaluar todos los casos desde 5% hasta 100% en incrementos continuos, se seleccionan los escenarios: 5%, 25%, 50%, 75% y 100%, con el propósito de observar el efecto progresivo de la GD sobre el perfil de tensión por barras y el factor de potencia en el PCC.

En cada escenario de penetración se ejecuta el flujo de carga y se registran: El perfil de tensión por barras (identificación de barras críticas y condiciones de sobretensión/subtensión) y el factor de potencia en el PCC a partir de Psum y Qsum netos. En redes radiales el

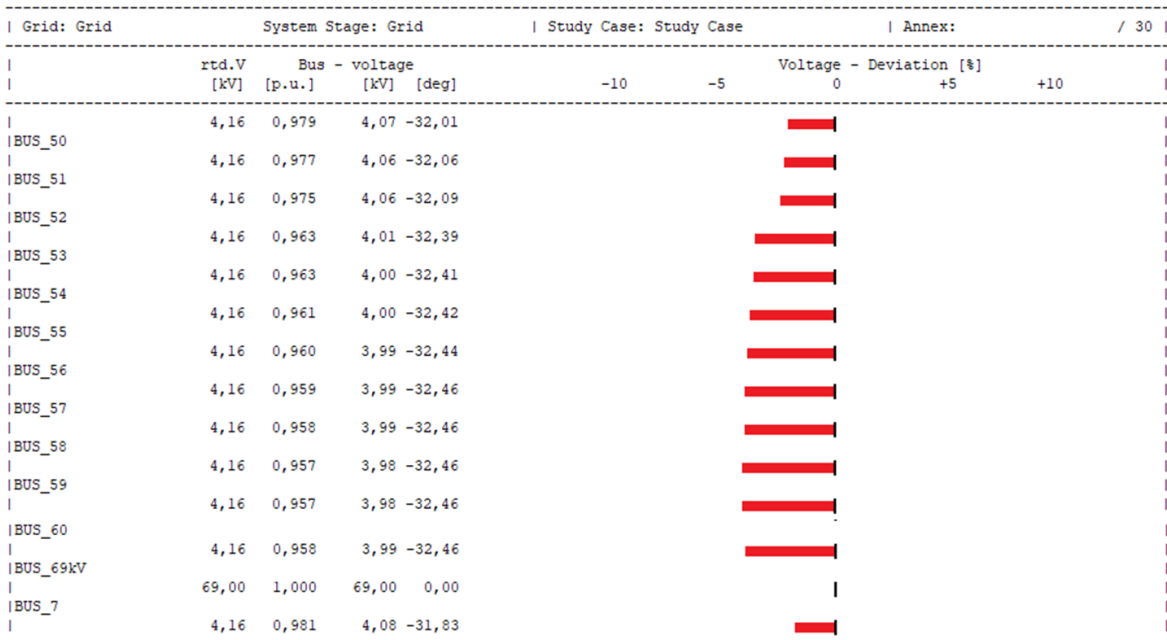
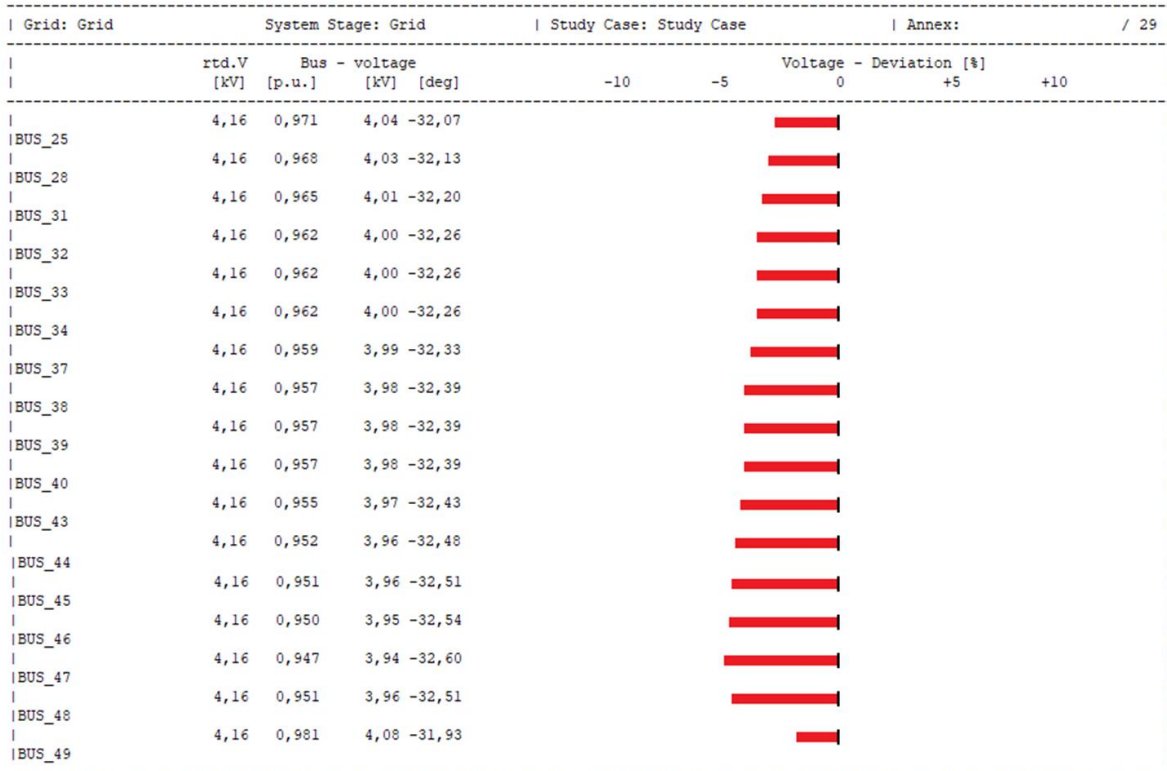


Figura 23. Perfil de tensión por barras – Escenario base con GD – HC (5%).

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

Barra	V_nom (kV)	V (p.u.)	V (kV)	ΔV (%)	FP_promedio
BUS_150	4.16	0.993	4.13	-0.70	0.960
BUS_69kV	69.00	1.000	69.00	0.00	0.960
BUS_1	4.16	0.985	4.10	-1.50	0.950
BUS_7	4.16	0.981	4.08	-1.90	0.950
BUS_13	4.16	0.978	4.07	-2.20	0.967
BUS_13_14	4.16	0.978	4.07	-2.20	1.000
BUS_149	4.16	0.992	4.13	-0.80	0.960
BUS_151	4.16	0.968	4.03	-3.20	0.950
BUS_152	4.16	0.970	4.03	-3.00	0.950
BUS_153	4.16	0.971	4.04	-2.90	0.950
BUS_18	4.16	0.974	4.05	-2.60	0.960
BUS_22	4.16	0.971	4.04	-2.90	0.930
BUS_25	4.16	0.968	4.03	-3.20	0.930
BUS_28	4.16	0.965	4.01	-3.50	0.953
BUS29	4.16	0.965	4.01	-3.50	1.000
BUS_31	4.16	0.962	4.00	-3.80	0.953
BUS_32	4.16	0.962	4.00	-3.80	1.000
BUS_33	4.16	0.962	4.00	-3.80	1.000
BUS_34	4.16	0.959	3.99	-4.10	0.930
BUS_37	4.16	0.957	3.98	-4.30	0.953
BUS_38	4.16	0.957	3.98	-4.30	1.000
BUS_39	4.16	0.957	3.98	-4.30	1.000
BUS_40	4.16	0.955	3.97	-4.50	0.930
BUS_43	4.16	0.952	3.96	-4.80	0.930
BUS_45	4.16	0.950	3.95	-5.00	0.940
BUS_46	4.16	0.947	3.94	-5.30	0.940
BUS_47	4.16	0.951	3.96	-4.90	1.000
BUS_48	4.16	0.981	4.08	-1.90	0.980
BUS_49	4.16	0.979	4.07	-2.10	0.986
BUS_50	4.16	0.977	4.06	-2.30	0.967
BUS_51	4.16	0.975	4.06	-2.50	0.953
BUS_52	4.16	0.963	4.01	-3.70	0.953
BUS_53	4.16	0.963	4.00	-3.70	0.933
BUS_54	4.16	0.961	4.00	-3.90	0.890
BUS_55	4.16	0.960	3.99	-4.00	0.893
BUS_56	4.16	0.959	3.99	-4.10	0.863
BUS_57	4.16	0.958	3.99	-4.20	0.867
BUS_58	4.16	0.957	3.98	-4.30	0.617

BUS_59	4.16	0.957	3.98	-4.30	0.683
BUS_60	4.16	0.958	3.99	-4.20	1.000

Tabla 9. Resumen del perfil de tensión por barra – Escenario base GD(ON) con HC(5%) .

Fuente: Autor.

Al comparar los resultados del flujo de carga del alimentador radial sin generación distribuida (GD) y con GD al 5% (referida a la potencia base demandada en el PCC), se evidencia el comportamiento típico de una red radial cuando se incorpora inyección local de potencia activa: por un lado, el perfil de tensión se recupera de forma general a lo largo de las barras de 4.16 kV debido a la reducción de la corriente que antes debía ser suministrada íntegramente desde la cabecera, lo que disminuye las caídas $I \cdot Z$ y eleva levemente los valores de tensión en p.u.; esta mejora se aprecia incluso en las barras más críticas, donde el mínimo voltaje pasa de aproximadamente 0.943 p.u. ($\Delta V \approx -5.7\%$) en el caso sin GD a 0.947 p.u. ($\Delta V \approx -5.3\%$) con GD al 5%, confirmando que la inyección distribuida contribuye a una regulación de tensión más favorable sin introducir condiciones de sobretensión en este nivel de penetración. Sin embargo, de manera simultánea, el comportamiento del factor de potencia promedio no mejora necesariamente en todas las barras, ya que la presencia de GD reduce el aporte neto de potencia activa desde la red superior mientras que la demanda reactiva asociada a las cargas y a las pérdidas reactivas del sistema no disminuye proporcionalmente, lo cual incrementa la relación $|Q|/|P|$ en ciertos tramos y provoca una degradación del $|FP|$ en barras específicas; esto se refleja en la reducción de valores de FP en varias ubicaciones y, de forma más marcada, en buses donde el FP cae significativamente (por ejemplo, BUS_58 y BUS_59), lo que sugiere que, aunque la GD al 5% mejora el perfil de tensión, también puede alterar el balance local de potencia reactiva y el intercambio P–Q del alimentador, haciendo necesario evaluar criterios operativos complementarios (como el cumplimiento de FP mínimo en PCC y/o la estrategia Volt-VAR del inversor) para garantizar una integración técnicamente admisible a medida que aumenta la penetración.

Grid: Grid	System Stage: Grid				Study Case: Study Case		Annex:			/ 29
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%]	0	+5	+10
BUS_25	4,16	0,975	4,06	-31,53						
BUS_28	4,16	0,973	4,05	-31,56						
BUS_31	4,16	0,971	4,04	-31,59						
BUS_32	4,16	0,969	4,03	-31,62						
BUS_33	4,16	0,969	4,03	-31,62						
BUS_34	4,16	0,969	4,03	-31,62						
BUS_37	4,16	0,966	4,02	-31,66						
BUS_38	4,16	0,964	4,01	-31,69						
BUS_39	4,16	0,964	4,01	-31,69						
BUS_40	4,16	0,964	4,01	-31,69						
BUS_43	4,16	0,963	4,00	-31,70						
BUS_44	4,16	0,961	4,00	-31,72						
BUS_45	4,16	0,960	3,99	-31,74						
BUS_46	4,16	0,959	3,99	-31,77						
BUS_47	4,16	0,956	3,98	-31,82						
BUS_48	4,16	0,960	3,99	-31,74						
BUS_49	4,16	0,984	4,09	-31,48						

Grid: Grid	System Stage: Grid				Study Case: Study Case		Annex:			/ 30
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%]	0	+5	+10
BUS_50	4,16	0,981	4,08	-31,55						
BUS_51	4,16	0,980	4,08	-31,57						
BUS_52	4,16	0,979	4,07	-31,57						
BUS_53	4,16	0,972	4,04	-31,61						
BUS_54	4,16	0,972	4,04	-31,61						
BUS_55	4,16	0,972	4,04	-31,57						
BUS_56	4,16	0,971	4,04	-31,53						
BUS_57	4,16	0,972	4,04	-31,46						
BUS_58	4,16	0,972	4,05	-31,40						
BUS_59	4,16	0,973	4,05	-31,34						
BUS_60	4,16	0,974	4,05	-31,28						
BUS_69kV	69,00	1,000	69,00	0,00						
BUS_7	4,16	0,984	4,09	-31,39						

Figura 25. Perfil de tensión por barras – Escenario base con GD – HC (25%).

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

Barra	V_nom (kV)	V (p.u.)	V (kV)	ΔV (%)	FP_promedio
BUS_150	4.16	0.993	4.13	-0.70	0.94
BUS_69kV	69.00	1.000	69.00	0.00	0.94
BUS_1	4.16	0.987	4.10	-1.30	0.92
BUS_7	4.16	0.984	4.09	-1.60	0.92
BUS_13	4.16	0.981	4.08	-1.90	0.95
BUS_13_14	4.16	0.981	4.08	-1.90	1.00
BUS_149	4.16	0.992	4.13	-0.80	0.94
BUS_151	4.16	0.975	4.05	-2.50	0.80
BUS_152	4.16	0.976	4.06	-2.40	0.80
BUS_153	4.16	0.977	4.06	-2.30	0.80
BUS_18	4.16	0.978	4.07	-2.20	0.93
BUS_22	4.16	0.975	4.06	-2.50	0.88
BUS_25	4.16	0.973	4.05	-2.70	0.88
BUS_28	4.16	0.971	4.04	-2.90	0.92
BUS29	4.16	0.971	4.04	-2.90	1.00
BUS_31	4.16	0.969	4.03	-3.10	0.92
BUS_32	4.16	0.969	4.03	-3.10	1.00
BUS_33	4.16	0.969	4.03	-3.10	1.00
BUS_34	4.16	0.966	4.02	-3.40	0.88
BUS_37	4.16	0.964	4.01	-3.60	0.92
BUS_38	4.16	0.964	4.01	-3.60	1.00
BUS_39	4.16	0.964	4.01	-3.60	1.00
BUS_40	4.16	0.963	4.00	-3.70	0.86
BUS_43	4.16	0.961	4.00	-3.90	0.86
BUS_45	4.16	0.959	3.99	-4.10	0.94
BUS_46	4.16	0.956	3.98	-4.40	0.94
BUS_47	4.16	0.960	3.99	-4.00	1.00
BUS_48	4.16	0.984	4.09	-1.60	0.97
BUS_49	4.16	0.981	4.08	-1.90	0.97
BUS_50	4.16	0.980	4.08	-2.00	0.91
BUS_51	4.16	0.979	4.07	-2.10	0.87
BUS_52	4.16	0.972	4.04	-2.80	0.77
BUS_53	4.16	0.972	4.04	-2.80	0.64
BUS_54	4.16	0.972	4.04	-2.80	0.42

BUS_55	4.16	0.971	4.04	-2.90	0.72
BUS_56	4.16	0.972	4.04	-2.80	0.90
BUS_57	4.16	0.972	4.05	-2.80	0.97
BUS_58	4.16	0.973	4.05	-2.70	0.96
BUS_59	4.16	0.974	4.05	-2.60	0.97
BUS_60	4.16	0.972	4.05	-2.80	1.00

Tabla 10. Resumen del perfil de tensión por barra – Escenario base GD(ON) con HC (25%).

Fuente: Autor.

Al comparar el caso con GD al 5% frente al 25%, se observa que al incrementar la penetración fotovoltaica el perfil de tensión mejora de manera más marcada en todo el alimentador radial, ya que la mayor inyección de potencia activa reduce el flujo importado desde la cabecera y, con ello, disminuyen las caídas I·Z. Esto se refleja en voltajes ligeramente superiores y en desviaciones $\Delta V \setminus \Delta V$ menos negativas, incluso en las barras más alejadas (por ejemplo, el bus crítico mejora de 0.947 p.u. a 0.956 p.u.). Sin embargo, este beneficio en tensión viene acompañado de un deterioro más evidente del factor de potencia: en el escenario al 25% aparecen valores de FP promedio significativamente menores en varias barras, lo cual indica que el balance P/Q se vuelve más desfavorable a medida que la GD cubre una mayor fracción de la demanda activa mientras la componente reactiva asociada a cargas y pérdidas no disminuye proporcionalmente, haciendo más notorio el impacto de la GD sobre la operación del sistema y la necesidad de medidas de control/compensación para mantener criterios de FP.

Grid: Grid	System Stage: Grid				Study Case: Study Case		Annex: / 29			
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%]	0	+5	+10
BUS_25	4,16	0,980	4,08	-30,87						
BUS_28	4,16	0,979	4,07	-30,86						
BUS_31	4,16	0,977	4,07	-30,85						
BUS_32	4,16	0,976	4,06	-30,85						
BUS_33	4,16	0,976	4,06	-30,85						
BUS_34	4,16	0,976	4,06	-30,85						
BUS_37	4,16	0,974	4,05	-30,84						
BUS_38	4,16	0,973	4,05	-30,83						
BUS_39	4,16	0,973	4,05	-30,83						
BUS_40	4,16	0,973	4,05	-30,83						
BUS_43	4,16	0,972	4,04	-30,82						
BUS_44	4,16	0,971	4,04	-30,80						
BUS_45	4,16	0,971	4,04	-30,79						
BUS_46	4,16	0,969	4,03	-30,82						
BUS_47	4,16	0,967	4,02	-30,88						
BUS_48	4,16	0,971	4,04	-30,79						
BUS_49	4,16	0,986	4,10	-30,94						

Grid: Grid	System Stage: Grid				Study Case: Study Case		Annex: / 30			
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%]	0	+5	+10
BUS_50	4,16	0,984	4,10	-30,97						
BUS_51	4,16	0,984	4,09	-30,96						
BUS_52	4,16	0,984	4,09	-30,94						
BUS_53	4,16	0,983	4,09	-30,65						
BUS_54	4,16	0,983	4,09	-30,63						
BUS_54	4,16	0,984	4,09	-30,52						
BUS_55	4,16	0,985	4,10	-30,41						
BUS_56	4,16	0,987	4,11	-30,24						
BUS_57	4,16	0,989	4,12	-30,11						
BUS_58	4,16	0,991	4,12	-29,99						
BUS_59	4,16	0,994	4,13	-29,86						
BUS_60	4,16	0,989	4,12	-30,11						
BUS_69kV	69,00	1,000	69,00	0,00						
BUS_7	4,16	0,986	4,10	-30,85						

Figura 27. Perfil de tensión por barras – Escenario base con GD – HC (50%).

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

Barra	V_nom (kV)	V (p.u.)	V (kV)	ΔV (%)	FP_promedio
BUS_150	4.16	0.994	4.13	-0.60	0.88
BUS_69kV	69.00	1.000	69.00	0.00	0.88
BUS_1	4.16	0.989	4.11	-1.10	0.82
BUS_7	4.16	0.986	4.10	-1.40	0.82
BUS_13	4.16	0.985	4.10	-1.50	0.88
BUS_13_14	4.16	0.985	4.10	-1.50	1.00
BUS_149	4.16	0.993	4.13	-0.70	0.88
BUS_151	4.16	0.983	4.09	-1.70	0.49
BUS_152	4.16	0.983	4.09	-1.70	0.49
BUS_153	4.16	0.983	4.09	-1.70	0.49
BUS_18	4.16	0.982	4.09	-1.80	0.84
BUS_22	4.16	0.980	4.08	-2.00	0.70
BUS_25	4.16	0.979	4.07	-2.10	0.70
BUS_28	4.16	0.977	4.07	-2.30	0.80
BUS29	4.16	0.977	4.07	-2.30	1.00
BUS_31	4.16	0.976	4.06	-2.40	0.80
BUS_32	4.16	0.976	4.06	-2.40	1.00
BUS_33	4.16	0.976	4.06	-2.40	1.00
BUS_34	4.16	0.974	4.05	-2.60	0.70
BUS_37	4.16	0.973	4.05	-2.70	0.80
BUS_38	4.16	0.973	4.05	-2.70	1.00
BUS_39	4.16	0.973	4.05	-2.70	1.00
BUS_40	4.16	0.972	4.04	-2.80	0.56
BUS_43	4.16	0.971	4.04	-2.90	0.56
BUS_45	4.16	0.969	4.03	-3.10	0.94
BUS_46	4.16	0.967	4.02	-3.30	0.94
BUS_47	4.16	0.971	4.04	-2.90	1.00
BUS_48	4.16	0.986	4.10	-1.40	0.93
BUS_49	4.16	0.984	4.10	-1.60	0.88
BUS_50	4.16	0.984	4.09	-1.60	0.53
BUS_51	4.16	0.984	4.09	-1.60	0.54
BUS_52	4.16	0.983	4.09	-1.70	0.78
BUS_53	4.16	0.983	4.09	-1.70	0.93
BUS_54	4.16	0.984	4.09	-1.60	0.96

BUS_55	4.16	0.985	4.10	-1.50	0.96
BUS_56	4.16	0.987	4.11	-1.30	0.97
BUS_57	4.16	0.989	4.12	-1.10	0.99
BUS_58	4.16	0.991	4.12	-0.90	0.97
BUS_59	4.16	0.994	4.13	-0.60	0.98
BUS_60	4.16	0.989	4.12	-1.10	1.00

Tabla 11. Resumen del perfil de tensión por barra – Escenario base GD(ON) con HC (50%).

Fuente: Autor.

Al comparar los resultados del flujo de carga con GD al 25% y al 50%, se confirma que el aumento de la penetración fotovoltaica eleva progresivamente el nivel de tensión en el alimentador radial, ya que una mayor fracción de la potencia activa es suministrada localmente y, por tanto, disminuye la potencia importada desde la cabecera y las caídas I·Z. Esto se refleja en valores de V(p.u.) ligeramente mayores y en ΔV menos negativo en prácticamente todas las barras, incluyendo las más alejadas, donde el mínimo voltaje pasa de alrededor de 0.956 p.u. (25%) a aproximadamente 0.967 p.u. (50%) en el bus crítico, evidenciando una recuperación adicional del perfil de tensión. No obstante, este beneficio en tensión viene acompañado de un deterioro más severo del factor de potencia promedio, debido a que al incrementarse la GD se reduce con mayor fuerza el componente de potencia activa que aporta la red superior, mientras que la potencia reactiva asociada a cargas y pérdidas no necesariamente se reduce en la misma proporción, provocando que la relación $|Q|/|P|$ aumente en distintos tramos y que el $|FP|$ disminuya; en efecto, al pasar de 25% a 50% se observan reducciones notorias del FP en varias barras (por ejemplo en cabecera baja de 0.94 a 0.88) y aparecen valores considerablemente más bajos en zonas específicas del alimentador (como buses del tramo intermedio y algunos cercanos a la GD), lo que indica que a niveles de penetración del 50% el impacto de la GD deja de ser únicamente una mejora del perfil de tensión y comienza a comprometer con mayor claridad criterios operativos relacionados con el control de reactivos y el cumplimiento de factor de potencia, haciendo más evidente la necesidad de estrategias de mitigación conforme la penetración continúa aumentando.

Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex: / 29		
	rtd.V [kV]	Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]				
		[p.u.]	[kV] [deg]	-10	-5	0 +5 +10		
BUS_25	4,16	0,985	4,10 -30,22					
BUS_28	4,16	0,985	4,10 -30,18					
BUS_31	4,16	0,984	4,09 -30,13					
BUS_32	4,16	0,983	4,09 -30,09					
BUS_33	4,16	0,983	4,09 -30,09					
BUS_34	4,16	0,983	4,09 -30,09					
BUS_37	4,16	0,982	4,09 -30,04					
BUS_38	4,16	0,982	4,08 -30,00					
BUS_39	4,16	0,982	4,08 -30,00					
BUS_40	4,16	0,982	4,08 -30,00					
BUS_43	4,16	0,981	4,08 -29,96					
BUS_44	4,16	0,981	4,08 -29,90					
BUS_45	4,16	0,981	4,08 -29,87					
BUS_46	4,16	0,980	4,07 -29,90					
BUS_47	4,16	0,977	4,06 -29,95					
BUS_48	4,16	0,981	4,08 -29,87					
BUS_49	4,16	0,988	4,11 -30,41					

Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex: / 30		
	rtd.V [kV]	Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]				
		[p.u.]	[kV] [deg]	-10	-5	0 +5 +10		
BUS_50	4,16	0,987	4,11 -30,42					
BUS_51	4,16	0,987	4,11 -30,37					
BUS_52	4,16	0,987	4,11 -30,32					
BUS_53	4,16	0,992	4,13 -29,72					
BUS_54	4,16	0,993	4,13 -29,68					
BUS_55	4,16	0,995	4,14 -29,50					
BUS_56	4,16	0,997	4,15 -29,33					
BUS_57	4,16	1,002	4,17 -29,05					
BUS_58	4,16	1,005	4,18 -28,87					
BUS_59	4,16	1,008	4,19 -28,68					
BUS_60	4,16	1,012	4,21 -28,48					
BUS_69kV	4,16	1,005	4,18 -28,87					
BUS_7	69,00	1,000	69,00 0,00					
BUS_7	4,16	0,989	4,11 -30,32					

Figura 29. Perfil de tensión por barras – Escenario base con GD – HC (75%).

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

Barra	V_nom (kV)	V (p.u.)	V (kV)	ΔV (%)	FP_promedio
BUS_150	4.16	0.994	4.13	-0.60	0.680
BUS_69kV	69.00	1.000	69.00	0.00	0.670
BUS_1	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.520
BUS_7	4.16	0.989	4.11	-1.10	0.510
BUS_13	4.16	0.988	4.11	-1.20	0.673
BUS_13_14	4.16	0.988	4.11	-1.20	1.000
BUS_149	4.16	0.993	4.13	-0.70	0.667
BUS_151	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.920
BUS_152	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.910
BUS_153	4.16	0.989	4.11	-1.10	0.910
BUS_18	4.16	0.986	4.10	-1.40	0.523
BUS_22	4.16	0.985	4.10	-1.50	0.060
BUS_25	4.16	0.985	4.10	-1.50	0.060
BUS_28	4.16	0.984	4.09	-1.60	0.373
BUS29	4.16	0.984	4.09	-1.60	1.000
BUS_31	4.16	0.983	4.09	-1.70	0.373
BUS_32	4.16	0.983	4.09	-1.70	1.000
BUS_33	4.16	0.983	4.09	-1.70	1.000
BUS_34	4.16	0.982	4.09	-1.80	0.050
BUS_37	4.16	0.982	4.08	-1.80	0.588
BUS_38	4.16	0.982	4.08	-1.80	1.000
BUS_39	4.16	0.982	4.08	-1.80	1.000
BUS_40	4.16	0.981	4.08	-1.90	0.360
BUS_43	4.16	0.981	4.08	-1.90	0.360
BUS_45	4.16	0.980	4.07	-2.00	0.940
BUS_46	4.16	0.977	4.06	-2.30	0.940
BUS_47	4.16	0.981	4.08	-1.90	1.000
BUS_48	4.16	0.988	4.11	-1.20	0.800
BUS_49	4.16	0.987	4.11	-1.30	0.892
BUS_50	4.16	0.987	4.11	-1.30	0.843
BUS_51	4.16	0.987	4.11	-1.30	0.913
BUS_52	4.16	0.992	4.13	-0.80	0.953
BUS_53	4.16	0.993	4.13	-0.70	0.973

BUS_54	4.16	0.995	4.14	-0.50	0.980
BUS_55	4.16	0.997	4.15	-0.30	0.970
BUS_56	4.16	1.002	4.17	0.20	0.973
BUS_57	4.16	1.005	4.18	0.50	1.000
BUS_58	4.16	1.008	4.19	0.80	0.977
BUS_59	4.16	1.012	4.21	1.20	0.977
BUS_60	4.16	1.005	4.18	0.50	1.000

Tabla 12. Resumen del perfil de tensión por barra – Escenario base GD(ON) con HC (75%).

Fuente: Autor.

Al comparar los resultados del flujo de carga con GD al 50% y al 75%, se observa que el incremento de la penetración fotovoltaica continúa elevando el perfil de tensión del alimentador radial y reduce de manera importante las caídas de voltaje a lo largo de las barras, pasando de un escenario donde todas las barras aún presentan ΔV negativo (50%) a un caso donde varias barras, especialmente hacia el tramo final, alcanzan valores cercanos o incluso superiores a 1.0 p.u. (por ejemplo, a 75% aparecen buses con $V > 1.0$ p.u. y ΔV positivo, lo que evidencia un desplazamiento del perfil hacia condiciones de mayor tensión y el inicio de tendencia a sobretensión conforme la GD cubre una fracción dominante de la demanda activa). En paralelo, el comportamiento del factor de potencia se vuelve mucho más crítico y desbalanceado: mientras en el escenario del 50% el FP ya mostraba reducciones relevantes en varias barras, en el 75% aparecen valores extremadamente bajos en buses intermedios (por ejemplo alrededor de 0.05–0.06 en BUS_34 y BUS_22–BUS_25), lo que indica que, al aumentar la GD, la potencia activa neta que circula desde la red superior disminuye significativamente mientras la componente reactiva asociada a cargas, pérdidas y/o control reactivo del inversor mantiene una presencia importante, elevando la relación $|Q|/|P|$ y degradando el $|FP|$ de forma severa en ciertas zonas. En síntesis, el paso de 50% a 75% marca una transición donde el beneficio de recuperación de tensión se aproxima a un régimen que puede conducir a sobretensiones locales, y al mismo tiempo se intensifica el impacto sobre el factor de potencia, haciendo evidente que a penetraciones altas la operación radial requiere estrategias de mitigación para mantener criterios operativos tanto de tensión como de FP.

Grid: Grid	System Stage: Grid				Study Case: Study Case		Annex: / 29		
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%]		
							0	+5	+10
BUS_25	4,16	0,990	4,12	-29,58			█		
BUS_28	4,16	0,990	4,12	-29,51			█		
BUS_31	4,16	0,990	4,12	-29,42			█		
BUS_32	4,16	0,990	4,12	-29,34			█		
BUS_33	4,16	0,990	4,12	-29,34			█		
BUS_34	4,16	0,990	4,12	-29,34			█		
BUS_37	4,16	0,990	4,12	-29,26			█		
BUS_38	4,16	0,989	4,12	-29,18			█		
BUS_39	4,16	0,989	4,12	-29,18			█		
BUS_40	4,16	0,989	4,12	-29,18			█		
BUS_43	4,16	0,990	4,12	-29,11			█		
BUS_44	4,16	0,990	4,12	-29,03			█		
BUS_45	4,16	0,990	4,12	-28,97			█		
BUS_46	4,16	0,989	4,12	-29,00			█		
BUS_47	4,16	0,987	4,11	-29,05			█		
BUS_48	4,16	0,990	4,12	-28,97			█		
BUS_49	4,16	0,990	4,12	-29,89			█		

Grid: Grid	System Stage: Grid				Study Case: Study Case		Annex: / 30		
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%]		
							0	+5	+10
BUS_50	4,16	0,989	4,12	-29,87			█		
BUS_51	4,16	0,990	4,12	-29,79			█		
BUS_52	4,16	0,991	4,12	-29,71			█		
BUS_53	4,16	1,001	4,16	-28,81					
BUS_54	4,16	1,002	4,17	-28,75					
BUS_55	4,16	1,005	4,18	-28,51			█		
BUS_56	4,16	1,009	4,20	-28,27			█		
BUS_57	4,16	1,015	4,22	-27,90			█		
BUS_58	4,16	1,020	4,24	-27,65			█		
BUS_59	4,16	1,024	4,26	-27,40			█		
BUS_60	4,16	1,029	4,28	-27,15			█		
BUS_69kV	4,16	1,020	4,24	-27,65			█		
BUS_7	69,00	1,000	69,00	0,00					
BUS_7	4,16	0,991	4,12	-29,80			█		

Figura 31. Perfil de tensión por barras – Escenario base con GD – HC (100%).

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

Barra	V_nom (kV)	V (p.u.)	V (kV)	ΔV (%)	FP_promedio
BUS_150	4.16	0.994	4.13	-0.60	0.020
BUS_69kV	69.00	1.000	69.00	0.00	0.020
BUS_1	4.16	0.991	4.12	-0.90	0.240
BUS_7	4.16	0.991	4.12	-0.90	0.250
BUS_13	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.500
BUS_13_14	4.16	0.990	4.12	-1.00	1.000
BUS_149	4.16	0.992	4.13	-0.80	0.170
BUS_151	4.16	0.997	4.15	-0.30	0.960
BUS_152	4.16	0.996	4.14	-0.40	0.960
BUS_153	4.16	0.994	4.14	-0.60	0.960
BUS_18	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.630
BUS_22	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.650
BUS_25	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.650
BUS_28	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.767
BUS29	4.16	0.990	4.12	-1.00	1.000
BUS_31	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.767
BUS_32	4.16	0.990	4.12	-1.00	1.000
BUS_33	4.16	0.990	4.12	-1.00	1.000
BUS_34	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.650
BUS_37	4.16	0.989	4.12	-1.10	0.855
BUS_38	4.16	0.989	4.12	-1.10	1.000
BUS_39	4.16	0.989	4.12	-1.10	1.000
BUS_40	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.820
BUS_43	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.820
BUS_45	4.16	0.989	4.12	-1.10	0.940
BUS_46	4.16	0.987	4.11	-1.30	0.940
BUS_47	4.16	0.990	4.12	-1.00	1.000
BUS_48	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.250
BUS_49	4.16	0.989	4.12	-1.10	0.828
BUS_50	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.947
BUS_51	4.16	0.991	4.12	-0.90	0.960
BUS_52	4.16	1.001	4.16	0.10	0.977
BUS_53	4.16	1.002	4.17	0.20	0.983
BUS_54	4.16	1.005	4.18	0.50	0.990
BUS_55	4.16	1.009	4.20	0.90	0.973

BUS_56	4.16	1.015	4.22	1.50	0.977
BUS_57	4.16	1.020	4.24	2.00	1.000
BUS_58	4.16	1.024	4.26	2.40	0.977
BUS_59	4.16	1.029	4.28	2.90	0.977
BUS_60	4.16	1.020	4.24	2.00	1.000

Tabla 13. Resumen del perfil de tensión por barra – Escenario base GD(ON) con HC (100%).

Fuente: Autor.

Al comparar los escenarios de GD al 75% y al 100%, se evidencia que al llevar la penetración fotovoltaica a un nivel equivalente a toda la demanda activa de referencia, el alimentador radial entra en un régimen donde el perfil de tensión se desplaza aún más hacia valores elevados, especialmente en los tramos finales, debido a que la potencia activa es suministrada predominantemente de forma local y se reduce de manera significativa la corriente asociada al abastecimiento desde la cabecera; esto se refleja en que, mientras a 75% ya aparecen barras con $V > 1.0$ p.u. y ΔV positivo (por ejemplo desde BUS_56 en adelante), a 100% dichas elevaciones se incrementan y se extienden, alcanzando valores máximos cercanos a 1.029 p.u. (BUS_59, $\Delta V = +2.9\%$), lo cual confirma la tendencia creciente hacia sobreelevación de tensión conforme aumenta la penetración, aunque aún sin superar el umbral operativo de 1.08 p.u. en los datos presentados. El factor de potencia muestra una alteración mucho más marcada: al pasar de 75% a 100% se observan cambios bruscos en el FP promedio en varias barras, destacándose que en la cabecera (BUS_150 y BUS_69kV) el FP cae a valores extremadamente bajos (0.02), lo que es consistente con un escenario en el que la potencia activa neta intercambiada con la red superior se aproxima a cero mientras persisten componentes reactivas asociadas a cargas, pérdidas y/o control del inversor, haciendo que la relación $|Q|/|P|$ vista desde el PCC se dispare y el $|FP|$ se degrade severamente. En conjunto, esta comparación indica que el escenario del 100% intensifica simultáneamente el riesgo operativo por elevación de tensión en los extremos del alimentador y por incumplimiento del factor de potencia en el PCC, evidenciando que a penetraciones cercanas a la unidad la red radial requiere estrategias de mitigación orientadas tanto al control de tensión como a la gestión de potencia reactiva para mantener los criterios de operación establecidos.

4.2.2. Resumen del perfil de tensión por barras

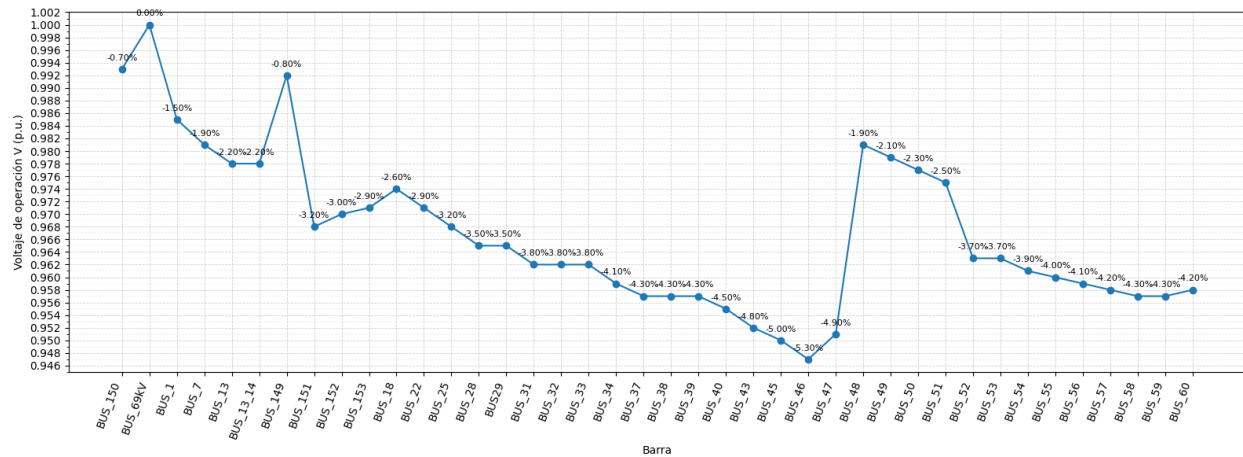


Figura 32. Curva de voltaje de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (5%).

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

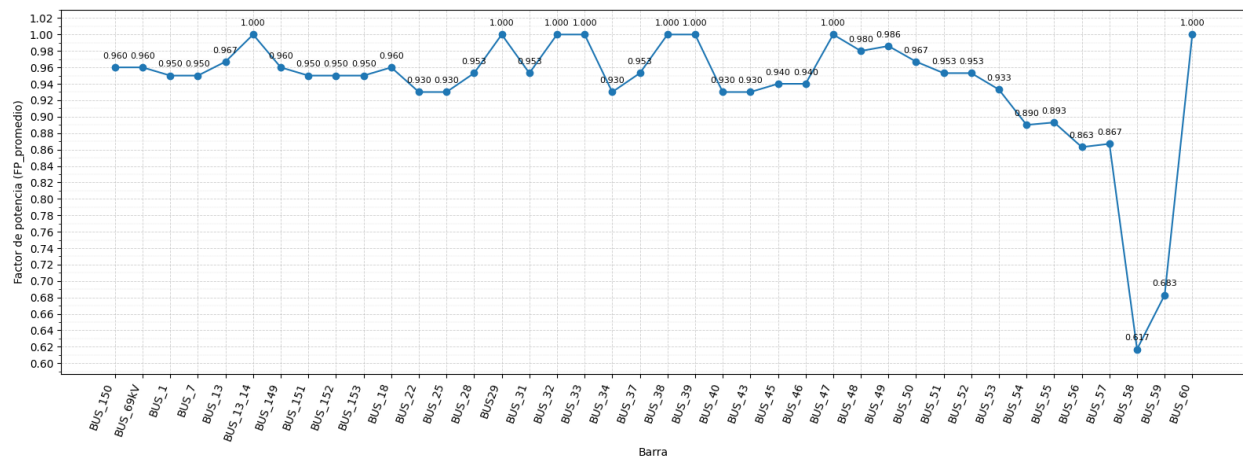


Figura 33. Curva de factor de potencia de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (5%).

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

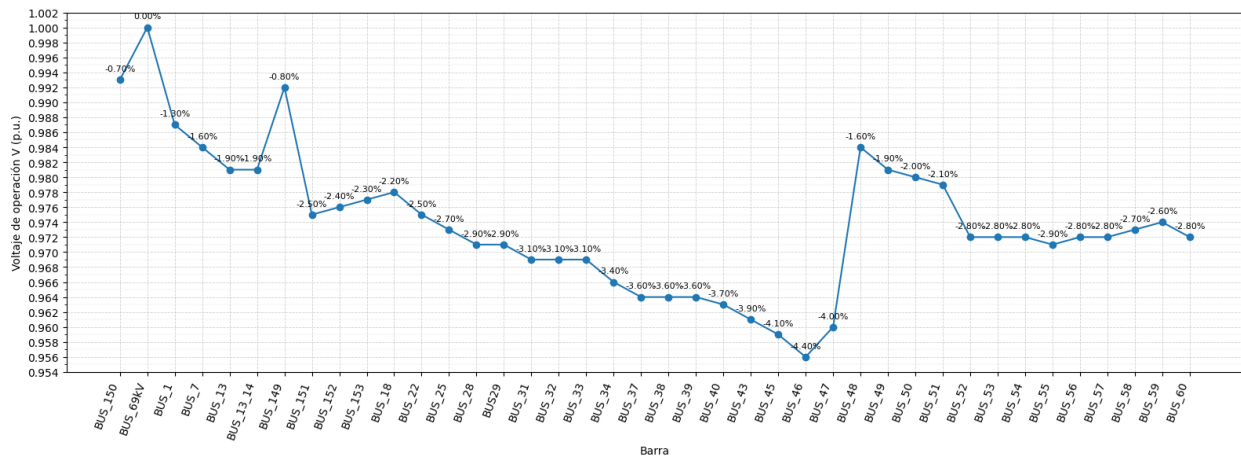


Figura 34. Curva de voltaje de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (25%).

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

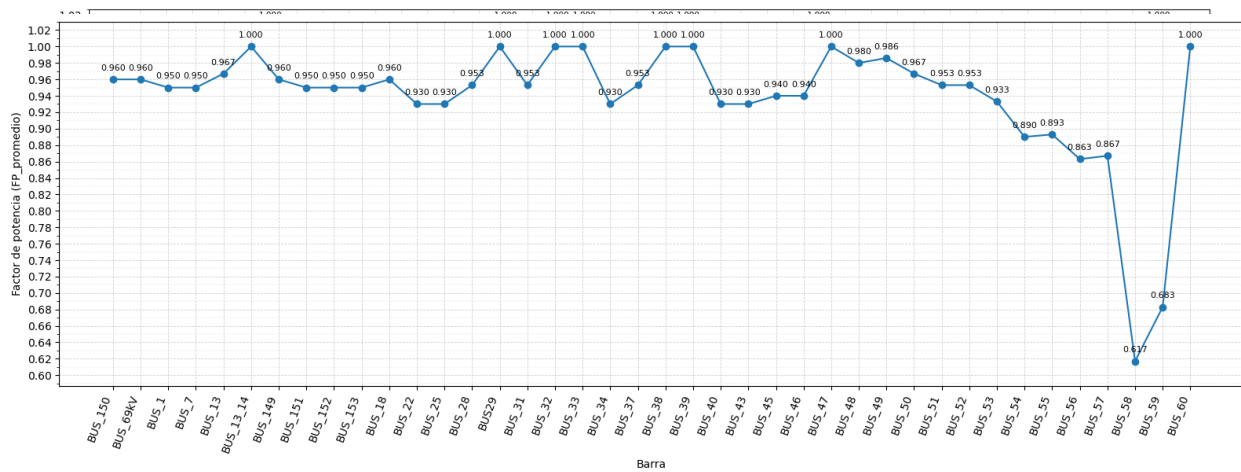


Figura 35. Curva de factor de potencia de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (25%).

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

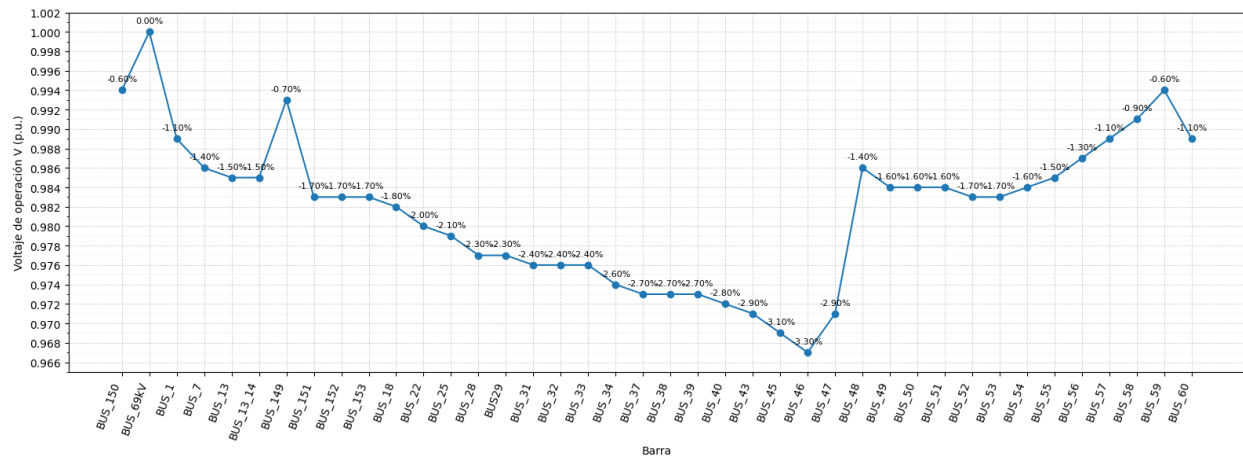


Figura 36. Curva de voltaje de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (50%).

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

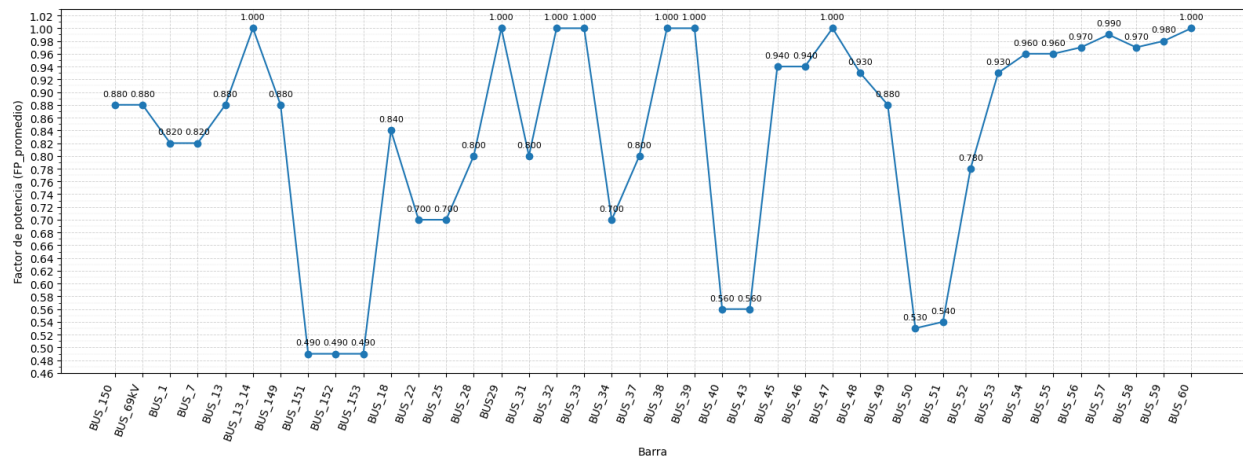


Figura 37. Curva de factor de potencia de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (50%).

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

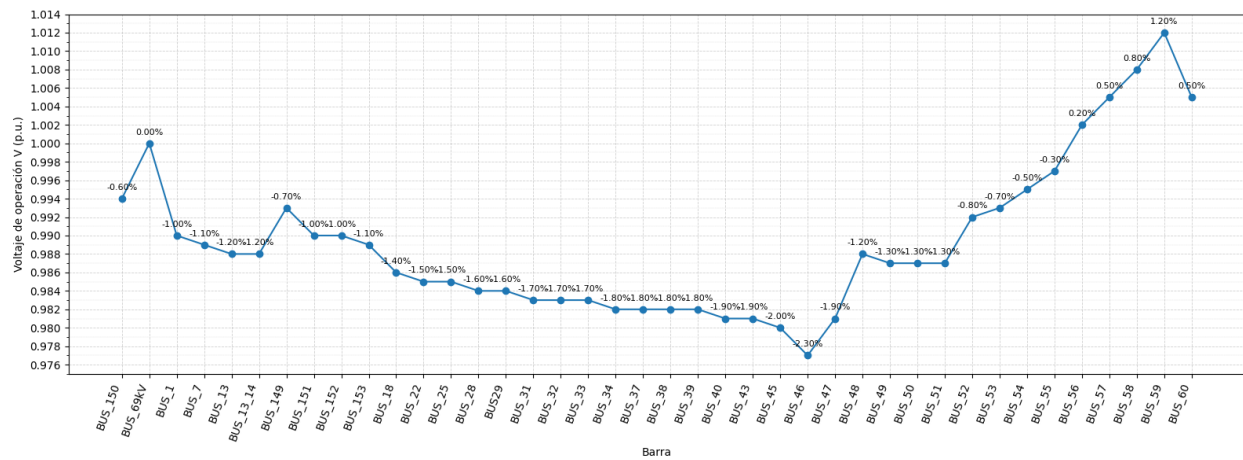


Figura 38. Curva de voltaje de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (75%).

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

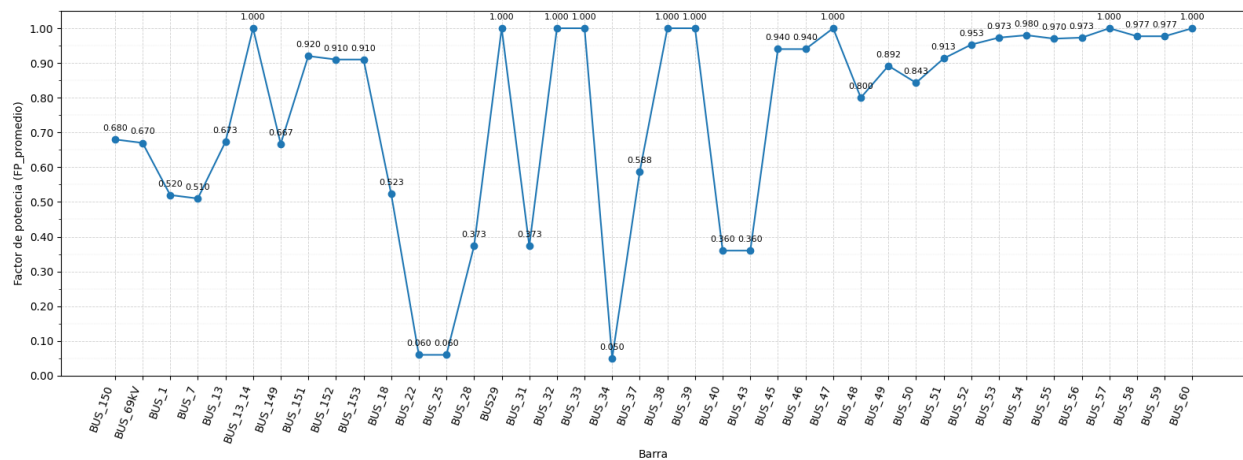


Figura 39. Curva de factor de potencia de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (75%).

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

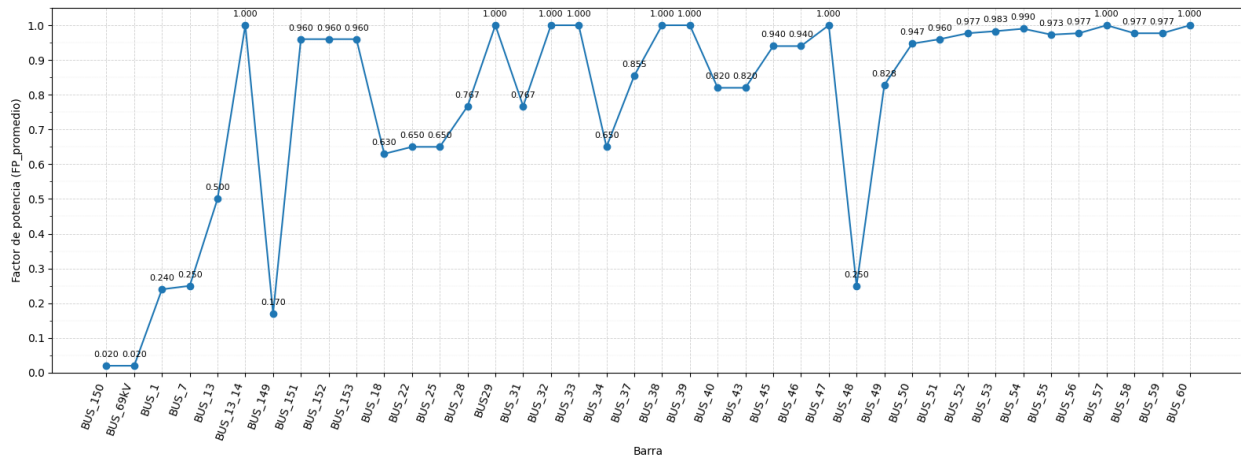


Figura 40. Curva de voltaje de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (100%).

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

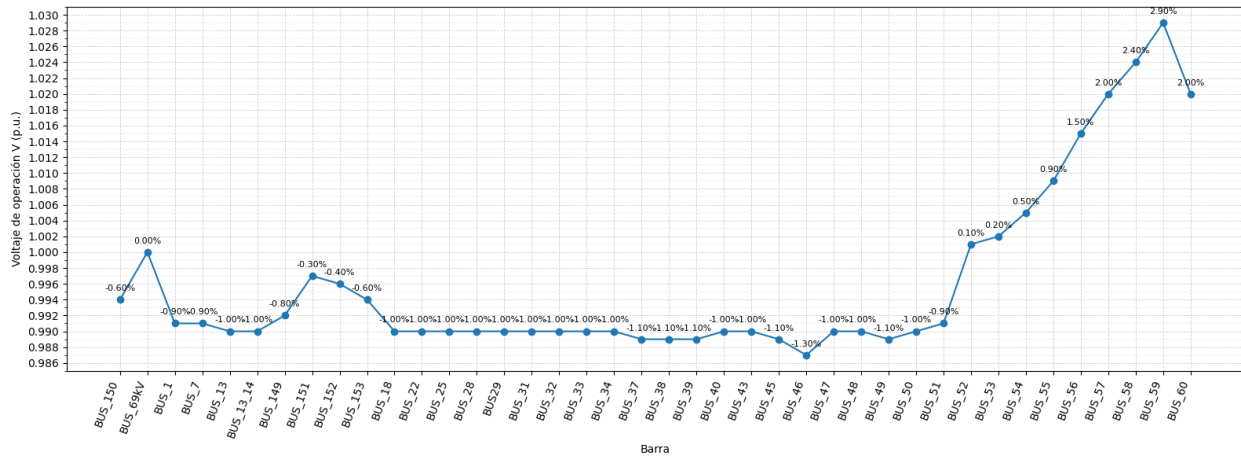


Figura 41. Curva de factor de potencia de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (100%).

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

4.3. ESCENARIO 3: ESTRATEGIAS DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA PARA MANTENER EL FACTOR DE POTENCIA EN LA RED CON GD-ON

Para el escenario de penetración HC=25% ($P_{GD}=190.25 \text{ kW}$), el perfil de tensión del alimentador se mantiene en valores cercanos a 1 p.u., con variaciones máximas del orden de -4.4%, por lo que no se evidencian violaciones críticas de tensión. Sin embargo, el factor de potencia promedio presenta desviaciones importantes: en el PCC (BUS_69kV) se obtiene $FP=0.94$, valor inferior al umbral operativo requerido ($FP \geq 0.96$), evidenciando que el sistema continúa demandando potencia reactiva desde la red aguas arriba. Adicionalmente, varias barras asociadas a usuarios muestran $FP < 0.92$, lo que, según la normativa aplicable en Ecuador, implicaría condiciones de penalización por bajo factor de potencia. Se identifican nodos con valores especialmente bajos por ejemplo, $BUS_{54} = 0.42$, $BUS_{53} = 0.64$, $BUS_{52} = 0.77$, y $BUS_{151}-BUS_{153} = 0.80$, confirmando la necesidad de implementar una estrategia de compensación de potencia reactiva.

Los siguientes valores corresponden al punto de conexión común entre transmisión y distribución (PCC): $P_{sum} = 0.560 \text{ MW}$, $\cos\phi_{sum} = 0.94$ y $Q_{sum} = 0.209 \text{ MVar}$.

A partir de estos datos, se evidencia que el factor de potencia en el PCC se encuentra por debajo del criterio de operación establecido ($FP \geq 0.96$). Por ello, se requiere compensación de potencia reactiva mediante un banco de capacitores.

4.3.1. Dimensionamiento del banco de capacitores

Para una carga con potencia activa P y factor de potencia $\cos\phi$, la potencia reactiva asociada se expresa como:

$$Q = P \cdot \tan(\phi)$$

Ecuación 12. Relación del triángulo de potencias

Fuente: Wiki guía de Instalación Eléctrica[34].

donde el ángulo ϕ se obtiene a partir del factor de potencia:

$$\phi = \arccos(\cos\phi)$$

Para elevar el factor de potencia desde $\cos\phi_1$ (inicial) hasta $\cos\phi_2$ (objetivo) mediante capacitores (inyección capacitiva), la potencia reactiva requerida se calcula como:

$$Q_c = P \cdot (\tan(\phi_1) - \tan(\phi_2))$$

Con P_{sum} y $\cos\phi_{sum}$ medidos en el PCC, se calcula $\tan(\phi_1)$ y la potencia reactiva esperada:

$$\phi_1 = \arccos(0.94) = 0.348166 \text{ rad}$$

$$\tan(\phi_1) = 0.362952$$

$$Q_{calc} = 0.560 \cdot 0.362952 = 0.2 \text{ MVar}$$

FP objetivo ($\cos\phi_2$)	$\tan(\phi_2)$	Qc requerido (MVar)	Qc requerido (kVAr)
1.00	0.000000	0.209	209

Interpretación de los resultados:

Para $FP \approx 1.00$, la compensación tiende a igualar la potencia reactiva demandada en ese instante ($Q_c \approx Q_{dem}$). Para este caso, tomando el valor medido en el PCC ($Q_{sum} = 0.209$ MVar), un banco fijo de aproximadamente 209 kVAr tendería a llevar el factor de potencia a la unidad en el punto de operación analizado.

4.3.2. Perfil de tensión por barras

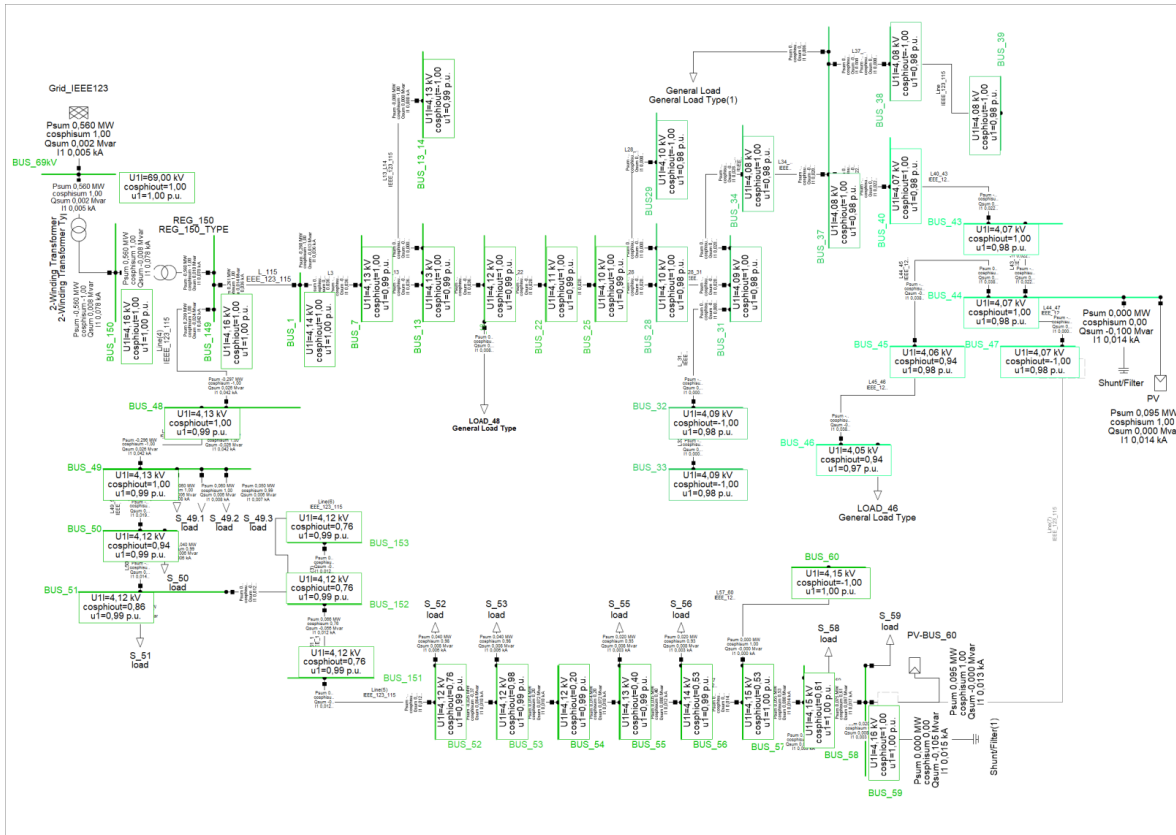


Figura 42. Red de distribución radial – Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

Grid: Grid	System Stage: Grid			Study Case: Study Case			Annex:	/ 28	
rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	Bus - voltage [kV]	deg	-10	-5	Voltage - Deviation [%]	0	+5	+10
BUS29	4,16	0,985	4,10	-31,94					
BUS_1	4,16	0,996	4,14	-31,40					
BUS_13	4,16	0,992	4,13	-31,60					
BUS_13_14	4,16	0,992	4,13	-31,60					
BUS_149	4,16	1,000	4,16	-31,22					
BUS_150	4,16	1,000	4,16	-31,03					
BUS_151	4,16	0,990	4,12	-32,09					
BUS_152	4,16	0,991	4,12	-32,02					
BUS_153	4,16	0,991	4,12	-31,97					
BUS_18	4,16	0,990	4,12	-31,70					
BUS_22	4,16	0,990	4,12	-31,70					

Grid: Grid	System Stage: Grid				Study Case: Study Case		Annex:			/ 29
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%]	0	+5	+10
BUS_25	4,16	0,988	4,11	-31,79						
BUS_28	4,16	0,986	4,10	-31,86						
BUS_31	4,16	0,985	4,10	-31,94						
BUS_32	4,16	0,983	4,09	-32,01						
BUS_33	4,16	0,983	4,09	-32,01						
BUS_34	4,16	0,983	4,09	-32,01						
BUS_37	4,16	0,981	4,08	-32,10						
BUS_38	4,16	0,980	4,08	-32,17						
BUS_39	4,16	0,980	4,08	-32,17						
BUS_40	4,16	0,980	4,08	-32,17						
BUS_43	4,16	0,979	4,07	-32,22						
BUS_44	4,16	0,978	4,07	-32,28						
BUS_45	4,16	0,977	4,07	-32,32						
BUS_46	4,16	0,976	4,06	-32,35						
BUS_47	4,16	0,974	4,05	-32,40						
BUS_48	4,16	0,977	4,07	-32,32						
BUS_49	4,16	0,994	4,13	-31,61						

Grid: Grid	System Stage: Grid				Study Case: Study Case		Annex:			/ 30
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%]	0	+5	+10
BUS_50	4,16	0,992	4,13	-31,71						
BUS_51	4,16	0,991	4,12	-31,77						
BUS_52	4,16	0,991	4,12	-31,81						
BUS_53	4,16	0,990	4,12	-32,24						
BUS_54	4,16	0,990	4,12	-32,26						
BUS_55	4,16	0,991	4,12	-32,31						
BUS_56	4,16	0,992	4,13	-32,36						
BUS_57	4,16	0,995	4,14	-32,42						
BUS_58	4,16	0,997	4,15	-32,45						
BUS_59	4,16	0,998	4,15	-32,49						
BUS_60	4,16	1,001	4,16	-32,51						
BUS_69kV	69,00	1,000	69,00	0,00						
BUS_7	4,16	0,994	4,13	-31,51						

Figura 43. Perfil de tensión por barras – Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

Barra	V_nom (kV)	V (p.u.)	V (kV)	ΔV (%)	FP_promedio
BUS_150	4.16	1.000	4.16	0.00	1.000
BUS_69kV	69.00	1.000	69.00	0.00	1.000
BUS_1	4.16	0.996	4.14	-0.40	1.000
BUS_7	4.16	0.994	4.13	-0.60	1.000
BUS_13	4.16	0.992	4.13	-0.80	1.000
BUS_13_14	4.16	0.992	4.13	-0.80	1.000
BUS_149	4.16	1.000	4.16	0.00	1.000
BUS_151	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.960
BUS_152	4.16	0.991	4.12	-0.90	0.960
BUS_153	4.16	0.991	4.12	-0.90	0.960
BUS_18	4.16	0.990	4.12	-1.00	1.000
BUS_22	4.16	0.988	4.11	-1.20	1.000
BUS_25	4.16	0.986	4.10	-1.40	1.000
BUS_28	4.16	0.985	4.10	-1.50	1.000
BUS29	4.16	0.985	4.10	-1.50	1.000
BUS_31	4.16	0.983	4.09	-1.70	1.000
BUS_32	4.16	0.983	4.09	-1.70	1.000
BUS_33	4.16	0.983	4.09	-1.70	1.000
BUS_34	4.16	0.981	4.08	-1.90	1.000
BUS_37	4.16	0.980	4.08	-2.00	0.988
BUS_38	4.16	0.980	4.08	-2.00	1.000
BUS_39	4.16	0.980	4.08	-2.00	1.000
BUS_40	4.16	0.979	4.07	-2.10	1.000
BUS_43	4.16	0.978	4.07	-2.20	1.000
BUS_45	4.16	0.976	4.06	-2.40	0.940
BUS_46	4.16	0.974	4.05	-2.60	0.940
BUS_47	4.16	0.977	4.07	-2.30	1.000
BUS_48	4.16	0.994	4.13	-0.60	1.000
BUS_49	4.16	0.992	4.13	-0.80	0.986
BUS_50	4.16	0.991	4.12	-0.90	0.930
BUS_51	4.16	0.991	4.12	-0.90	0.930
BUS_52	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.903
BUS_53	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.953
BUS_54	4.16	0.991	4.12	-0.90	0.920
BUS_55	4.16	0.992	4.13	-0.80	0.950
BUS_56	4.16	0.995	4.14	-0.50	0.960
BUS_57	4.16	0.997	4.15	-0.30	0.967

BUS_58	4.16	0.998	4.15	-0.20	0.960
BUS_59	4.16	1.001	4.16	0.10	0.935
BUS_60	4.16	0.997	4.15	-0.30	1.000

Tabla 14. Resumen del perfil de tensión por barra – Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.

Fuente: Autor.

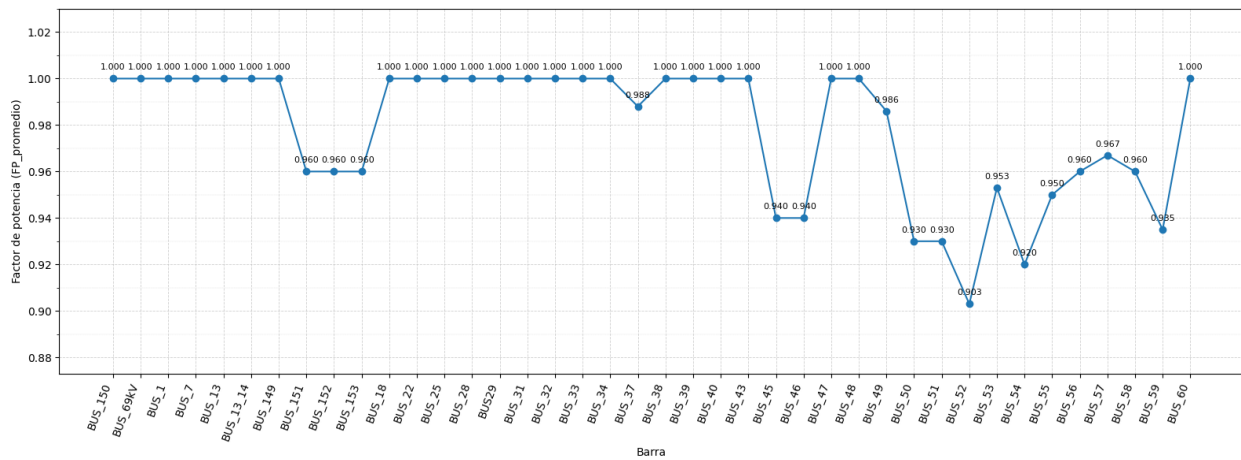


Figura 44. Curva de voltaje de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.

Fuente: Tomado de Digilent Powerfactory.

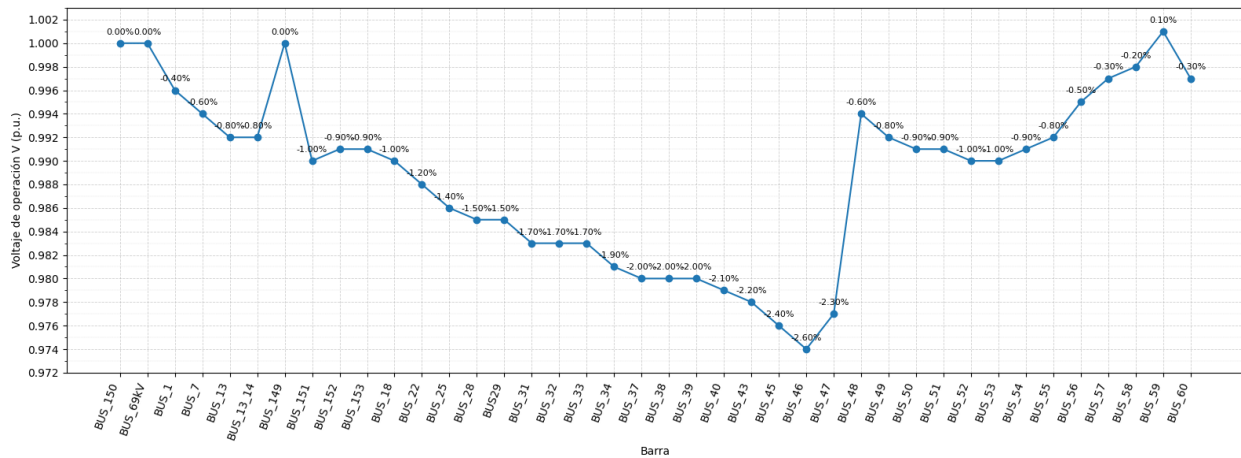


Figura 45. Curva de factor de potencia de operación por barras – Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.

Fuente: Tomado de Digilent Powerfactory.

4.4. ESCENARIO 4: COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA EN TOPOLOGÍA ANILLO CON GD

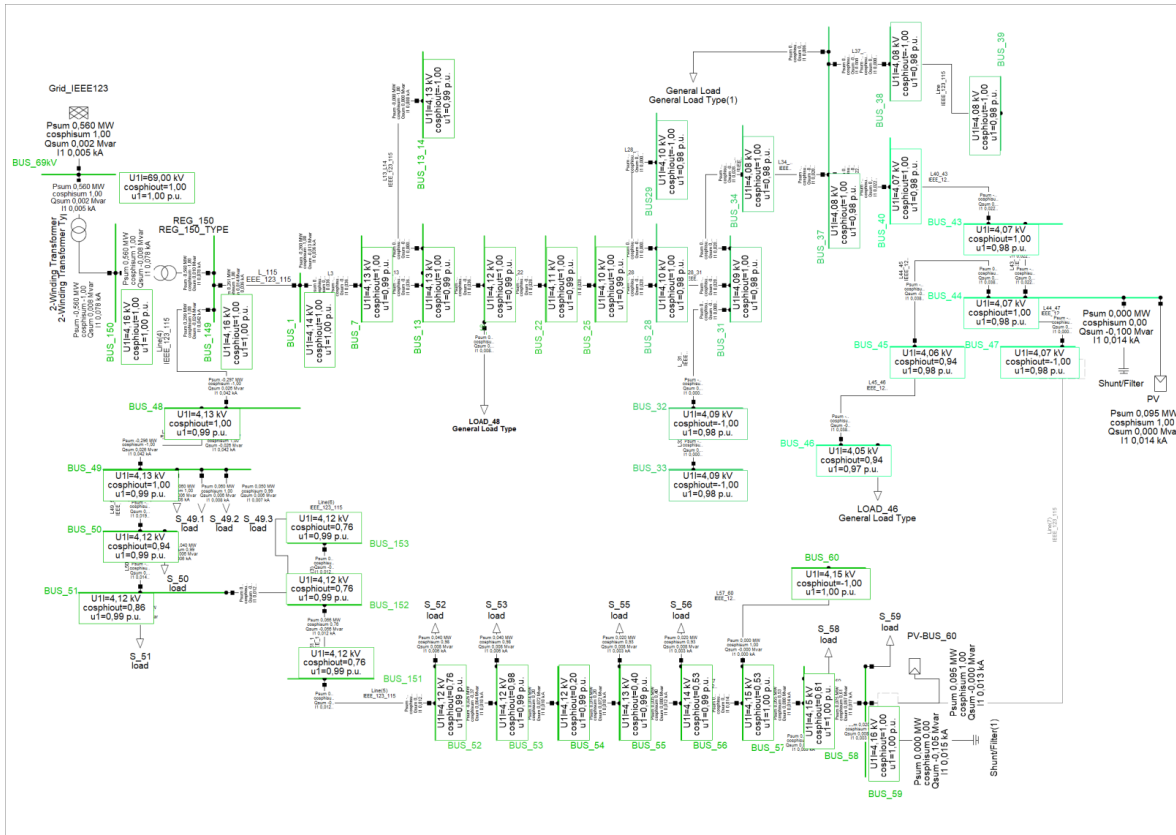


Figura 46. Red de distribución topología anillo – Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex: / 28		
rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%]	+5	+10
BUS29	4,16	0,989	4,12 -31,98			█		
BUS_1	4,16	0,997	4,15 -31,41			█		
BUS_13	4,16	0,994	4,14 -31,61			█		
BUS_13_14	4,16	0,994	4,14 -31,61			█		
BUS_149	4,16	1,000	4,16 -31,22					
BUS_150	4,16	1,000	4,16 -31,02					
BUS_151	4,16	0,984	4,09 -32,03			█		
BUS_152	4,16	0,985	4,10 -31,97			█		
BUS_153	4,16	0,986	4,10 -31,92			█		
BUS_18	4,16	0,992	4,13 -31,72			█		

Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex:		/ 29
	rtd.V [kV]	Bus - voltage		-10	-5	Voltage - Deviation [%]		
		[p.u.]	[kV] [deg]			0	+5	+10
	4,16	0,991	4,12 -31,82			█		
BUS_25	4,16	0,990	4,12 -31,89			█		
	4,16	0,989	4,12 -31,98			█		
BUS_28	4,16	0,988	4,11 -32,05			█		
	4,16	0,988	4,11 -32,05			█		
BUS_31	4,16	0,988	4,11 -32,05			█		
	4,16	0,987	4,11 -32,14			█		
BUS_32	4,16	0,986	4,10 -32,21			█		
	4,16	0,986	4,10 -32,21			█		
BUS_33	4,16	0,986	4,10 -32,21			█		
	4,16	0,986	4,10 -32,26			█		
BUS_34	4,16	0,986	4,10 -32,26			█		
	4,16	0,987	4,11 -32,14			█		
BUS_37	4,16	0,986	4,10 -32,21			█		
	4,16	0,986	4,10 -32,21			█		
BUS_38	4,16	0,986	4,10 -32,21			█		
	4,16	0,986	4,10 -32,21			█		
BUS_39	4,16	0,986	4,10 -32,21			█		
	4,16	0,986	4,10 -32,26			█		
BUS_40	4,16	0,986	4,10 -32,26			█		
	4,16	0,985	4,10 -32,33			█		
BUS_43	4,16	0,985	4,10 -32,33			█		
	4,16	0,985	4,10 -32,37			█		
BUS_44	4,16	0,985	4,10 -32,37			█		
	4,16	0,984	4,09 -32,40			█		
BUS_45	4,16	0,984	4,09 -32,40			█		
	4,16	0,981	4,08 -32,45			█		
BUS_46	4,16	0,981	4,08 -32,45			█		
	4,16	0,985	4,10 -32,37			█		
BUS_47	4,16	0,985	4,10 -32,37			█		
	4,16	0,992	4,13 -31,59			█		
BUS_48	4,16	0,992	4,13 -31,59			█		
BUS_49								

Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex:		/ 30
	rtd.V [kV]	Bus - voltage		-10	-5	Voltage - Deviation [%]		
		[p.u.]	[kV] [deg]			0	+5	+10
	4,16	0,990	4,12 -31,68			█		
BUS_50	4,16	0,989	4,11 -31,74			█		
	4,16	0,988	4,11 -31,78			█		
BUS_51	4,16	0,988	4,11 -31,78			█		
	4,16	0,982	4,09 -32,17			█		
BUS_52	4,16	0,982	4,09 -32,17			█		
	4,16	0,982	4,09 -32,19			█		
BUS_53	4,16	0,982	4,09 -32,19			█		
	4,16	0,982	4,09 -32,23			█		
BUS_54	4,16	0,982	4,09 -32,23			█		
	4,16	0,982	4,09 -32,27			█		
BUS_55	4,16	0,982	4,09 -32,27			█		
	4,16	0,983	4,09 -32,32			█		
BUS_56	4,16	0,983	4,09 -32,32			█		
	4,16	0,984	4,09 -32,34			█		
BUS_57	4,16	0,984	4,09 -32,34			█		
	4,16	0,985	4,10 -32,37			█		
BUS_58	4,16	0,985	4,10 -32,37			█		
	4,16	0,986	4,10 -32,38			█		
BUS_59	4,16	0,986	4,10 -32,38			█		
	4,16	0,984	4,09 -32,34			█		
BUS_60	4,16	0,984	4,09 -32,34			█		
BUS_69kV	69,00	1,000	69,00 0,00					
	4,16	0,995	4,14 -31,52			█		
BUS_7	4,16	0,995	4,14 -31,52			█		

Figura 47. Perfil de tensión por barras en topología anillo– Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

Barra	V_nom (kV)	V (p.u.)	V (kV)	ΔV (%)	FP_promedio
BUS_150	4.16	1.000	4.16	0.00	1.000
BUS_69kV	69.00	1.000	69.00	0.00	1.000
BUS_1	4.16	0.997	4.15	-0.30	0.990
BUS_7	4.16	0.995	4.14	-0.50	0.990
BUS_13	4.16	0.994	4.14	-0.60	0.993
BUS_13_14	4.16	0.994	4.14	-0.60	1.000
BUS_149	4.16	1.000	4.16	0.00	0.997
BUS_151	4.16	0.984	4.09	-1.60	0.990
BUS_152	4.16	0.985	4.10	-1.50	0.990
BUS_153	4.16	0.986	4.10	-1.40	0.990
BUS_18	4.16	0.992	4.13	-0.80	0.990
BUS_22	4.16	0.991	4.12	-0.90	0.980
BUS_25	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.980
BUS_28	4.16	0.989	4.12	-1.10	0.987
BUS29	4.16	0.989	4.12	-1.10	1.000
BUS_31	4.16	0.988	4.11	-1.20	0.987
BUS_32	4.16	0.988	4.11	-1.20	1.000
BUS_33	4.16	0.988	4.11	-1.20	1.000
BUS_34	4.16	0.987	4.11	-1.30	0.980
BUS_37	4.16	0.986	4.10	-1.40	0.960
BUS_38	4.16	0.986	4.10	-1.40	1.000
BUS_39	4.16	0.986	4.10	-1.40	1.000
BUS_40	4.16	0.986	4.10	-1.40	0.920
BUS_43	4.16	0.985	4.10	-1.50	0.920
BUS_45	4.16	0.984	4.09	-1.60	0.940
BUS_46	4.16	0.981	4.08	-1.90	0.940
BUS_47	4.16	0.985	4.10	-1.50	0.966
BUS_48	4.16	0.992	4.13	-0.80	1.000
BUS_49	4.16	0.990	4.12	-1.00	0.998
BUS_50	4.16	0.989	4.11	-1.10	0.997
BUS_51	4.16	0.988	4.11	-1.20	0.987
BUS_52	4.16	0.982	4.09	-1.80	0.970
BUS_53	4.16	0.982	4.09	-1.80	0.923
BUS_54	4.16	0.982	4.09	-1.80	0.955
BUS_55	4.16	0.982	4.09	-1.80	0.949
BUS_56	4.16	0.983	4.09	-1.70	0.9443
BUS_57	4.16	0.984	4.09	-1.60	0.9600

BUS_58	4.16	0.985	4.10	-1.50	0.9643
BUS_59	4.16	0.986	4.10	-1.40	0.9638
BUS_60	4.16	0.984	4.09	-1.60	1.000

Tabla 15. Resumen del perfil de tensión por barra en topología anillo– Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.

Fuente: Autor.

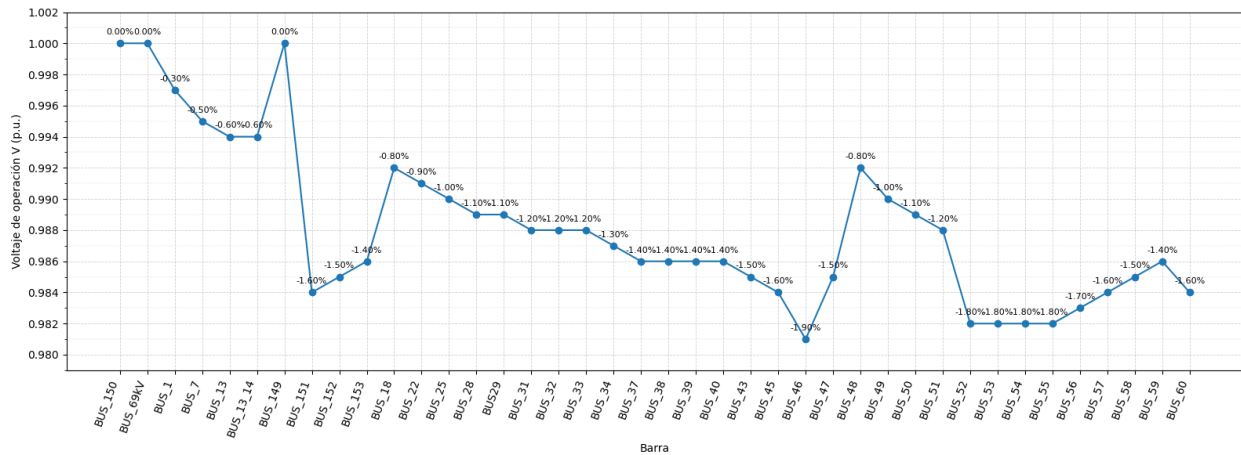


Figura 48. Curva de voltaje de operación por barras en topología anillo – Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

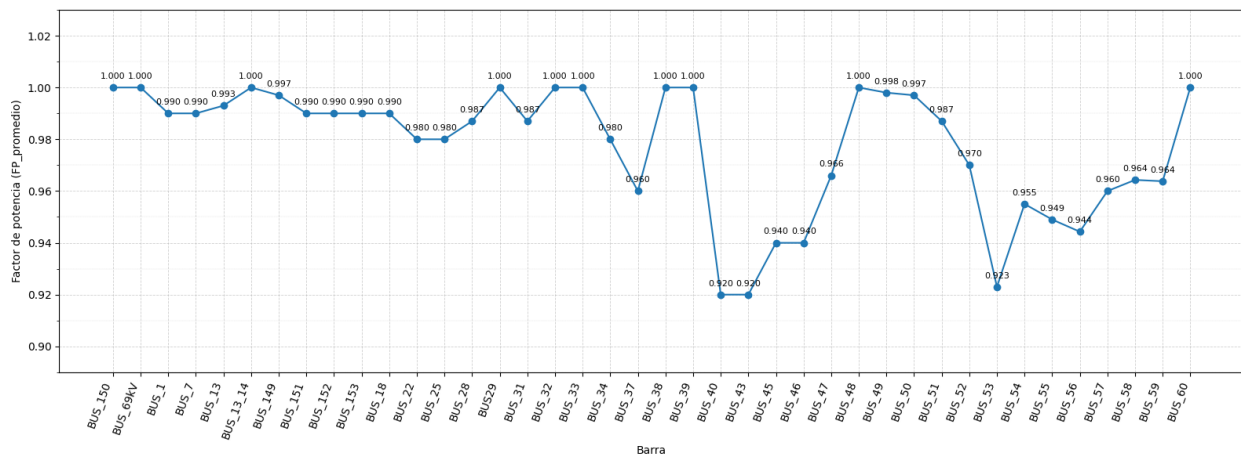


Figura 49. Curva de factor de potencia de operación por barras en topología anillo – Escenario base GD(ON) con HC (25%) y capacitores.

Fuente: Tomado de Digsilent Powerfactory.

Al comparar el escenario radial con GD al 25% y compensación reactiva mediante capacitores frente al escenario en anillo (operación mallada) con el mismo nivel de GD y capacitores, se observa que ambas estrategias logran, en términos generales, mitigar el deterioro del factor de potencia que presentaba la red radial sin compensación, elevando los valores de FP a rangos cercanos a la unidad y estabilizando el intercambio de potencia reactiva visto por el sistema; sin embargo, la topología anillo introduce una redistribución adicional de los flujos que se refleja en variaciones leves del perfil de tensión y del FP por barra. En la configuración radial compensada, el perfil de tensión queda muy cercano al nominal a lo largo del alimentador, con barras próximas a 1.0 p.u. e incluso una ligera sobreelevación puntual (por ejemplo, BUS_59 \approx 1.001 p.u.), mientras que el factor de potencia se mantiene mayormente en valores altos (muchas barras en 1.0 y otras alrededor de 0.94–0.97), lo que evidencia que la inyección capacitiva logra suplir parte importante de la demanda reactiva local y reducir el requerimiento de Q desde la cabecera. Por su parte, al cerrar el anillo y mantener la compensación capacitiva, el sistema presenta un perfil de tensión igualmente aceptable pero con una tendencia a tensiones ligeramente menores en varios tramos (por ejemplo, buses intermedios y finales alrededor de 0.982–0.989 p.u.), lo cual es consistente con el hecho de que la malla reparte corrientes por rutas alternativas, modifica el punto de caída máxima y redistribuye las pérdidas, suavizando gradientes de tensión pero sin necesariamente maximizar el voltaje en todos los nodos como ocurre en ciertos casos radiales con soporte capacitivo. A la vez, el FP en anillo permanece mayoritariamente alto (\approx 0.98–1.00 en muchas barras), mostrando que la combinación anillo más capacitores no solo sostiene el perfil de tensión dentro de límites operativos, sino que también mejora la condición de potencia reactiva del sistema, aunque con diferencias puntuales respecto al radial compensado debido a la nueva distribución de flujos y al cambio del aporte relativo de Q en cada tramo. En síntesis, los resultados indican que la compensación con capacitores atiende directamente la causa de la caída del factor de potencia asociada al desbalance P/Q cuando existe GD, mientras que la reconfiguración a anillo complementa esta mitigación al redistribuir los flujos y reducir la sensibilidad operativa del alimentador, produciendo cambios leves pero coherentes con un sistema más mallado y con mayor robustez eléctrica frente a variaciones locales de carga y generación.

CAPITULO V

5. CONCLUSIONES

- Se identificó que la inyección de potencia activa distribuida es un factor determinante en la estabilidad operativa cuando existe GD. En concordancia con ello, el escenario base GD-OFF evidencia una condición de referencia estable, ya que todas las barras cumplen el rango adoptado de 0,92 – 1,08 p.u., confirmando que el alimentador IEEE 123-bus en operación tradicional radial y sin inyección fotovoltaica mantiene la calidad del producto (nivel de tensión) sin vulneraciones
- En las simulaciones realizadas en DIgSILENT PowerFactory del sistema de distribución con distintos niveles y ubicaciones de generación distribuida, el criterio operativo de $\pm 8\%$ (0,92–1,08 p.u.) resultó adecuado para evaluar la estabilidad de tensión y, simultáneamente, identificar los nodos más sensibles frente a la inyección de GD. Al aplicar el umbral $0,92 \leq V \text{ (p.u.)} \leq 1,080$ como regla práctica de verificación en cada escenario, fue posible determinar el límite de alojamiento (hosting capacity) antes de alcanzar condiciones de subtensión o sobretensión, y relacionar dichas desviaciones con impactos operativos sobre la red, incluyendo variaciones en el factor de potencia y la necesidad de acciones de coordinación y mitigación conforme aumenta la penetración de la GD.
- Se analizaron escenarios críticos de operación en los que la alta penetración de GD en topología radial provocó fluctuaciones de tensión, acercamientos a condiciones de sobretensión y una caída del factor de potencia, evidenciando riesgo de inestabilidad operativa y necesidad de mitigación. Como alternativa de solución, la reconfiguración topológica a anillo (GD ON) se validó como una estrategia efectiva, ya que al reducir impedancias equivalentes y redistribuir el flujo de potencia se logra estabilizar el perfil de tensión y mejorar el desempeño del factor de potencia, manteniendo el voltaje máximo por debajo de 1,08 p.u. y el FP cercano a la unidad, eliminando las violaciones de los umbrales observadas en el caso radial bajo escenarios de mayor exigencia y variación de carga.

5.1.RECOMENDACIONES

- Determinar y reportar formalmente el Hosting Capacity (HC) y las barras críticas como criterio de planificación/operación. El documento plantea explícitamente que se debe cuantificar cuánta GD puede integrarse sin comprometer operación y que el HC permite identificar el umbral de sobretensión en nodos sensibles.
- Alinear la integración de GD con requisitos de calidad del producto y operación, incorporando en el análisis criterios complementarios del documento: mantener cumplimiento de niveles de voltaje según ARCONEL-009/24 y verificar desempeño respecto a factor de potencia exigido (≥ 0.96 inductivo o superior) como parte del sustento técnico para reducir circulación de reactivos, pérdidas y caídas/variaciones de tensión en la red.
- Aplicar reconfiguración topológica como medida operativa (por ejemplo, cierre de amarre / operación tipo anillo bajo criterios definidos) y documentar cuándo conviene activarla. Si el alimentador cuenta con posibilidad de amarre entre troncales, se recomienda evaluar la reconfiguración como una alternativa de mitigación, definiendo un criterio de activación (por ejemplo, cuando se detecte $V > 1,08 p.u.$ en barras críticas o bajo alta irradiancia y baja demanda). Esto permite sostener que la mitigación no solo es técnica, sino también operable y justificable en planificación.
- Se recomienda realizar estudios de coordinación y ajuste de protecciones ante la integración de generación distribuida, debido a que la GD incrementa el nivel de cortocircuito del alimentador y, por tanto, modifica las corrientes de falla que ven los dispositivos de protección en la cabecera. Esto se evidencia al comparar los dos escenarios simulados de cortocircuito trifásico en el bus de cabecera BUS_150: en condición sin GD se obtuvo una corriente de falla I_{kss} de 4.768 kA, mientras que con GD la corriente aumentó a 5.102 kA, confirmando que la GD aporta corriente durante fallas y eleva el esfuerzo eléctrico sobre interruptores, conductores y transformadores, además de alterar márgenes de selectividad y tiempos de despeje.

CAPITULO VI

6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] C. Silva and A. Marulanda, “Practical PV Hosting Capacity Determination Using Load Factor of the Distribution Transformer,” Jan. 2020, pp. 1–6. doi: 10.1109/TDLA47668.2020.9326136.
- [2] “Directorio Institucional ARCONEL – ARCONEL.” Accessed: Feb. 12, 2026. [Online]. Available: <https://arconel.gob.ec/directorio-institucional-arconel/>
- [3] M. Esmaili, M. Sedighzadeh, and M. Esmaili, “Multi-objective optimal reconfiguration and DG (Distributed Generation) power allocation in distribution networks using Big Bang-Big Crunch algorithm considering load uncertainty,” *Energy*, vol. 103, pp. 86–99, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.02.152>.
- [4] M. I. Akbar, S. A. A. Kazmi, O. Alrumayh, Z. A. Khan, A. Altamimi, and M. M. Malik, “A Novel Hybrid Optimization-Based Algorithm for the Single and Multi-Objective Achievement With Optimal DG Allocations in Distribution Networks,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 25669–25687, 2022, [Online]. Available: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:247172921>
- [5] A. S. Akinyemi, K. Musasa, and I. E. Davidson, “Analysis of voltage rise phenomena in electrical power network with high concentration of renewable distributed generations,” *Sci. Rep.*, vol. 12, no. 1, p. 7815, 2022, doi: 10.1038/s41598-022-11765-w.
- [6] E. Memmel, S. Schlütters, R. Völker, F. Schuldt, K. Von Maydell, and C. Agert, “Forecast of Renewable Curtailment in Distribution Grids Considering Uncertainties,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 60828–60840, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3073754.
- [7] B. K C and A. Verma, “Improving Loadability in Unbalanced Distribution Network using Flexible Step Voltage Regulator,” in *2023 11th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)*, 2023, pp. 1–5. doi: 10.1109/icSmartGrid58556.2023.10170997.
- [8] Y. Maataoui, H. Chekenbah, O. Boutfarjoute, V. Puig, and R. Lasri, “A Coordinated Voltage Regulation Algorithm of a Power Distribution Grid with Multiple Photovoltaic Distributed Generators Based on Active Power Curtailment and On-Line Tap Changer,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 14, 2023, doi: 10.3390/en16145279.
- [9] J. Yuan, Y. Weng, and C.-W. Tan, “Determining maximum hosting capacity for PV systems in distribution grids,” *International Journal of Electrical Power & Energy*

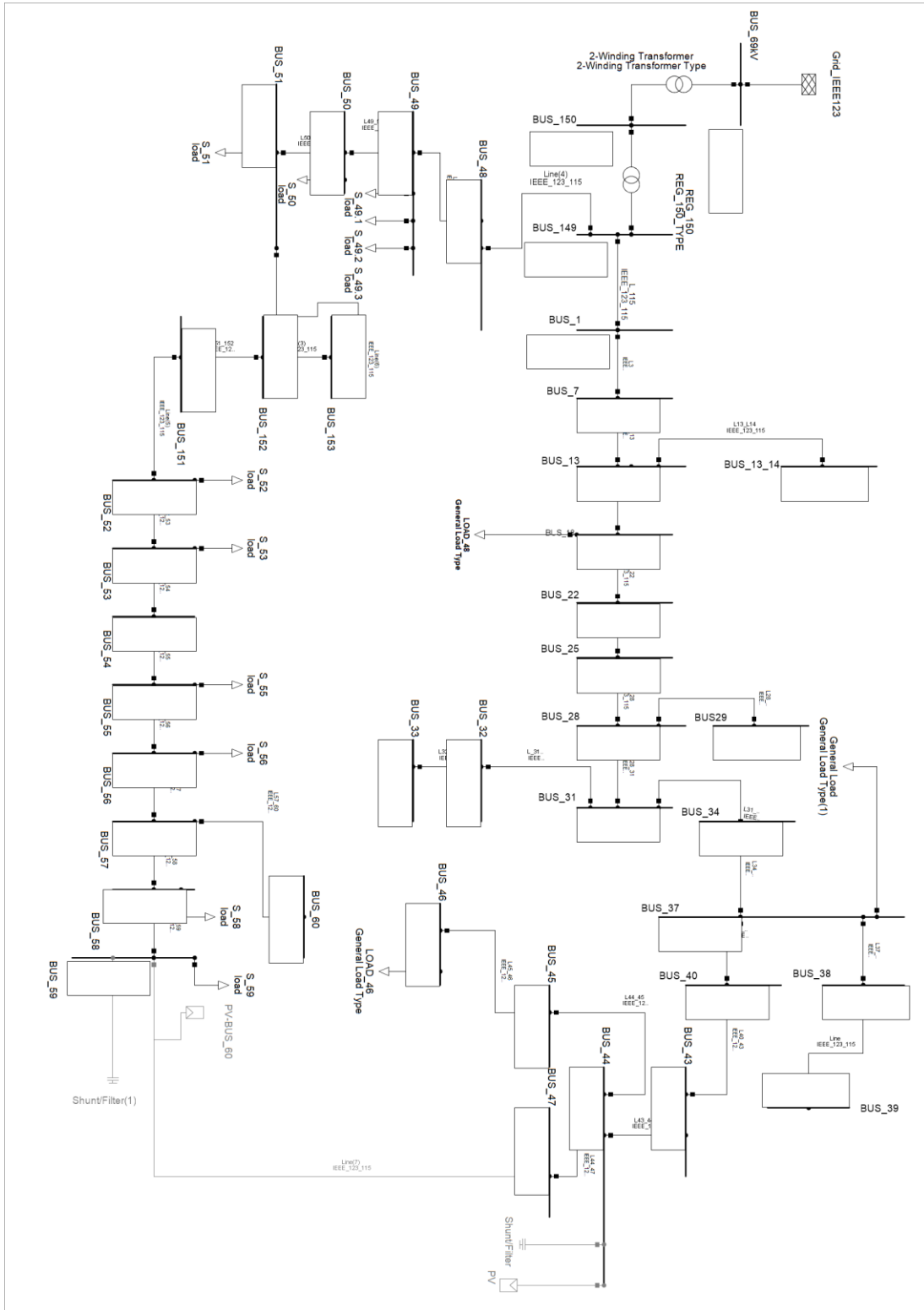
Systems, vol. 135, p. 107342, 2022, doi:
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107342>.

- [10] E. Karunarathne, A. Wijethunge, and J. Ekanayake, “Enhancing PV Hosting Capacity Using Voltage Control and Employing Dynamic Line Rating,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 1, 2022, doi: 10.3390/en15010134.
- [11] C. D. Iweh, S. Gyamfi, E. Tanyi, and E. Effah-Donyina, “Distributed Generation and Renewable Energy Integration into the Grid: Prerequisites, Push Factors, Practical Options, Issues and Merits,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 17, 2021, doi: 10.3390/en14175375.
- [12] D. Ponce, A. Aguila Téllez, and N. Krishnan, “Optimal Selection of Conductors in Distribution System Designs Using Multi-Criteria Decision,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 20, 2023, doi: 10.3390/en16207167.
- [13] A. Guamán and A. Valenzuela, “Distribution Network Reconfiguration Applied to Multiple Faulty Branches Based on Spanning Tree and Genetic Algorithms,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 20, 2021, doi: 10.3390/en14206699.
- [14] C. D. Iweh, S. Gyamfi, E. Tanyi, and E. Effah-Donyina, “Distributed Generation and Renewable Energy Integration into the Grid: Prerequisites, Push Factors, Practical Options, Issues and Merits,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 17, 2021, doi: 10.3390/en14175375.
- [15] K. Twaisan and N. Barışçı, “Integrated Distributed Energy Resources (DER) and Microgrids: Modeling and Optimization of DERs,” *Electronics (Basel)*, vol. 11, no. 18, 2022, doi: 10.3390/electronics11182816.
- [16] J. Marin-Quintero, C. Orozco-Henao, and J. Mora-Florez, “Data-driven topology detector for self-healing strategies in Active Distribution Networks,” *Energy Reports*, vol. 9, pp. 377–385, 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.01.005>.
- [17] “Definición de bus.” Accessed: Jan. 28, 2026. [Online]. Available: https://opendss.epri.com/BusDefinition.html?utm_source=
- [18] “Modelado de cables en OpenDSS.” Accessed: Jan. 28, 2026. [Online]. Available: https://opendss.epri.com/CableModelinginOpenDSS.html?utm_source=
- [19] “Aspectos básicos de los reguladores de voltaje de distribución de energía | Eaton.” Accessed: Feb. 04, 2026. [Online]. Available: <https://www.eaton.com/ar/es-mx/products/medium-voltage-power-distribution-control-systems/voltage-regulators/voltage-regulators--fundamentals-of-voltage-regulators.html>
- [20] “Red externa — documentación de pandapower 3.3.2.” Accessed: Feb. 04, 2026. [Online]. Available: https://pandapower.readthedocs.io/en/latest/elements/ext_grid.html

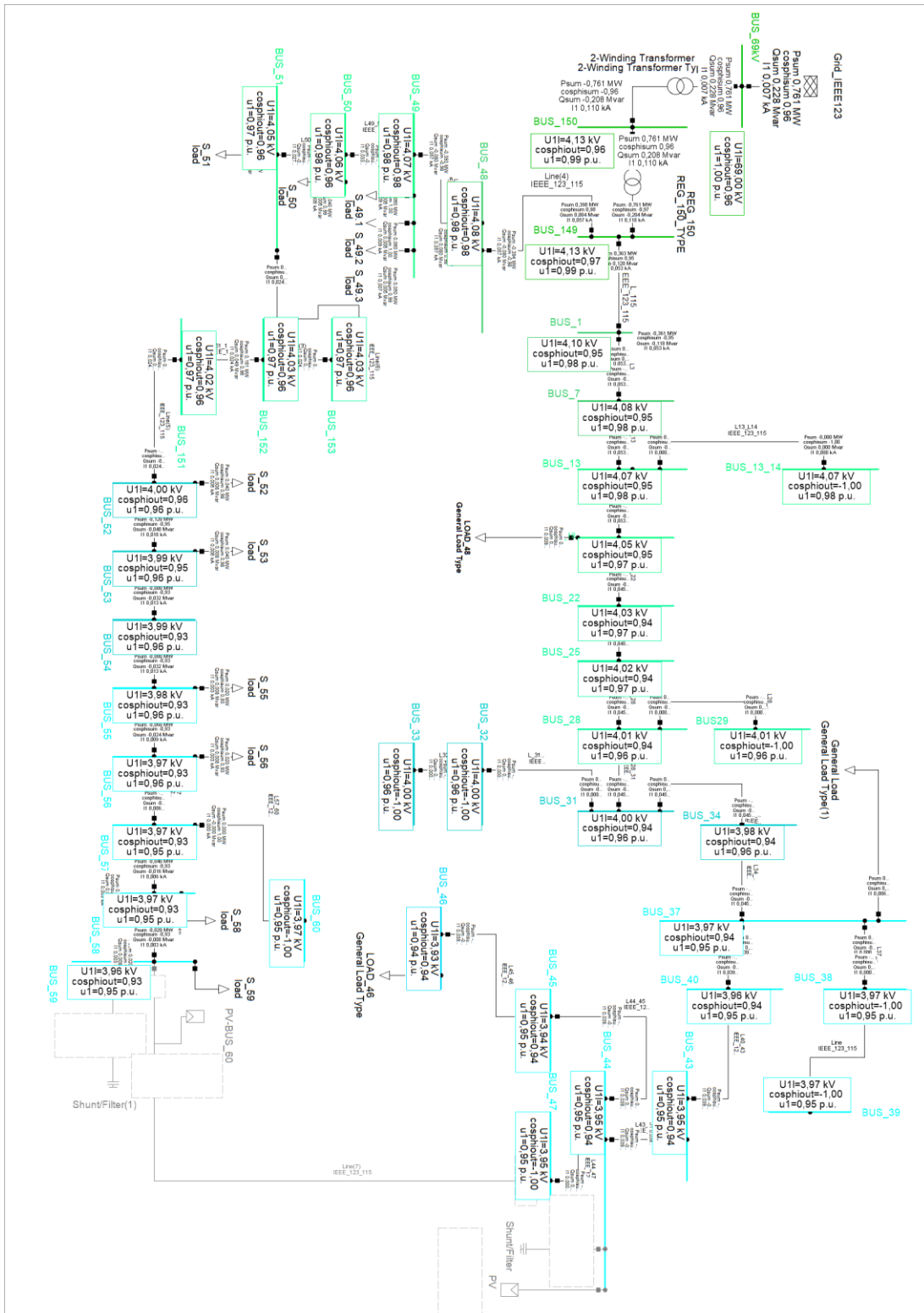
- [21] “Transformador - Educación Energética.” Accessed: Feb. 04, 2026. [Online]. Available: <https://energyeducation.ca/encyclopedia/Transformer>
- [22] “1mva 2 Mva 2.5 Mva 2.5mva 2.5MW 20 Precio del Transformador de Potencia Mva - China 480/277V Transformador, Transformador sumergidos en aceite transformadores de aceite.” Accessed: Jan. 20, 2026. [Online]. Available: https://es.made-in-china.com/co_lindahongli/product_1mva-2-Mva-2-5-Mva-2-5mva-2-5MW-20-Mva-Power-Transformer-Price_yssososhry.html
- [23] G. Byeon, M. Ryu, and K. Kim, “Linearized optimal power flow for multiphase radial networks with delta connections,” *Electric Power Systems Research*, vol. 235, p. 110689, Oct. 2024, doi: 10.1016/j.epsr.2024.110689.
- [24] “Power System Solutions - DIgSILENT.” Accessed: Jan. 20, 2026. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/>
- [25] B. Sereeter, K. Vuik, and C. Witteveen, “Newton Power Flow Methods for Unbalanced Three-Phase Distribution Networks,” *Energies (Basel)*, vol. 10, no. 10, 2017, doi: 10.3390/en10101658.
- [26] “EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD-ARCONEL”.
- [27] M. Malengret and C. T. Gaunt, “Active Currents, Power Factor, and Apparent Power for Practical Power Delivery Systems,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 133095–133113, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3010638.
- [28] “OpenDSS/Distrib/IEEE TestCases/123Bus/IEEE LineCodes.DSS en master · tshort/OpenDSS · GitHub.” Accessed: Jan. 22, 2026. [Online]. Available: <https://github.com/tshort/OpenDSS/blob/master/Distrib/IEEE TestCases/123Bus/IEEE LineCodes.DSS>
- [29] M. Sitbon, C. Baraf, Y. Paz, N. Tal, and A. Vulfovich, “A New Approach for Phase Loss Detection and Protection in Ynd Transformers Primary Using Backup Interface Systems,” *Processes*, vol. 13, no. 11, 2025, doi: 10.3390/pr13113495.
- [30] “Fórmula de potencia aparente - Equipo Keysight usado.” Accessed: Feb. 12, 2026. [Online]. Available: https://www.keysight.com/used/us/en/knowledge/formulas/apparent-power?utm_source
- [31] “Cuándo usar un transformador y cómo dimensionarlo correctamente | Empower Engineering.” Accessed: Feb. 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.empowerengineering.com/article-when-to-use-a-transformerand-how-to-size-it-correctly>
- [32] “Cos ϕ vs. Factor de potencia λ - Teoría | A.Eberle.” Accessed: Feb. 12, 2026. [Online]. Available: https://www.a-eberle.de/en/knowledge/cosphi-vs-power-factor-theory/?utm_source

- [33] M. Coddington *et al.*, “Updating Interconnection Screens for PV System Integration”, Accessed: Feb. 12, 2026. [Online]. Available: <http://www.osti.gov/bridge>
- [34] “Definición de potencia reactiva - Guía de instalación eléctrica.” Accessed: Feb. 12, 2026. [Online]. Available: https://www.electrical-installation.org/enwiki/Definition_of_reactive_power

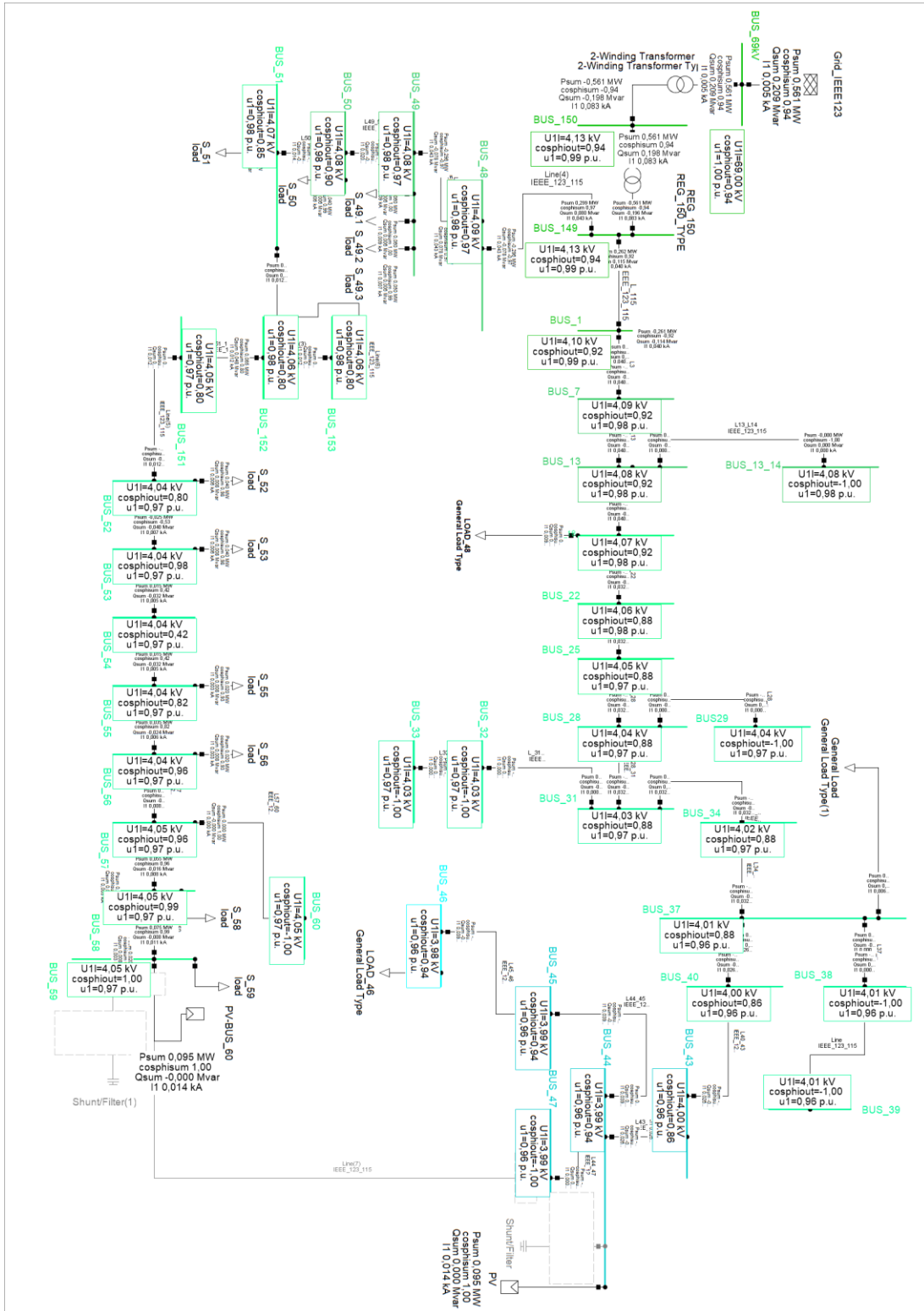
6.1. ANEXOS



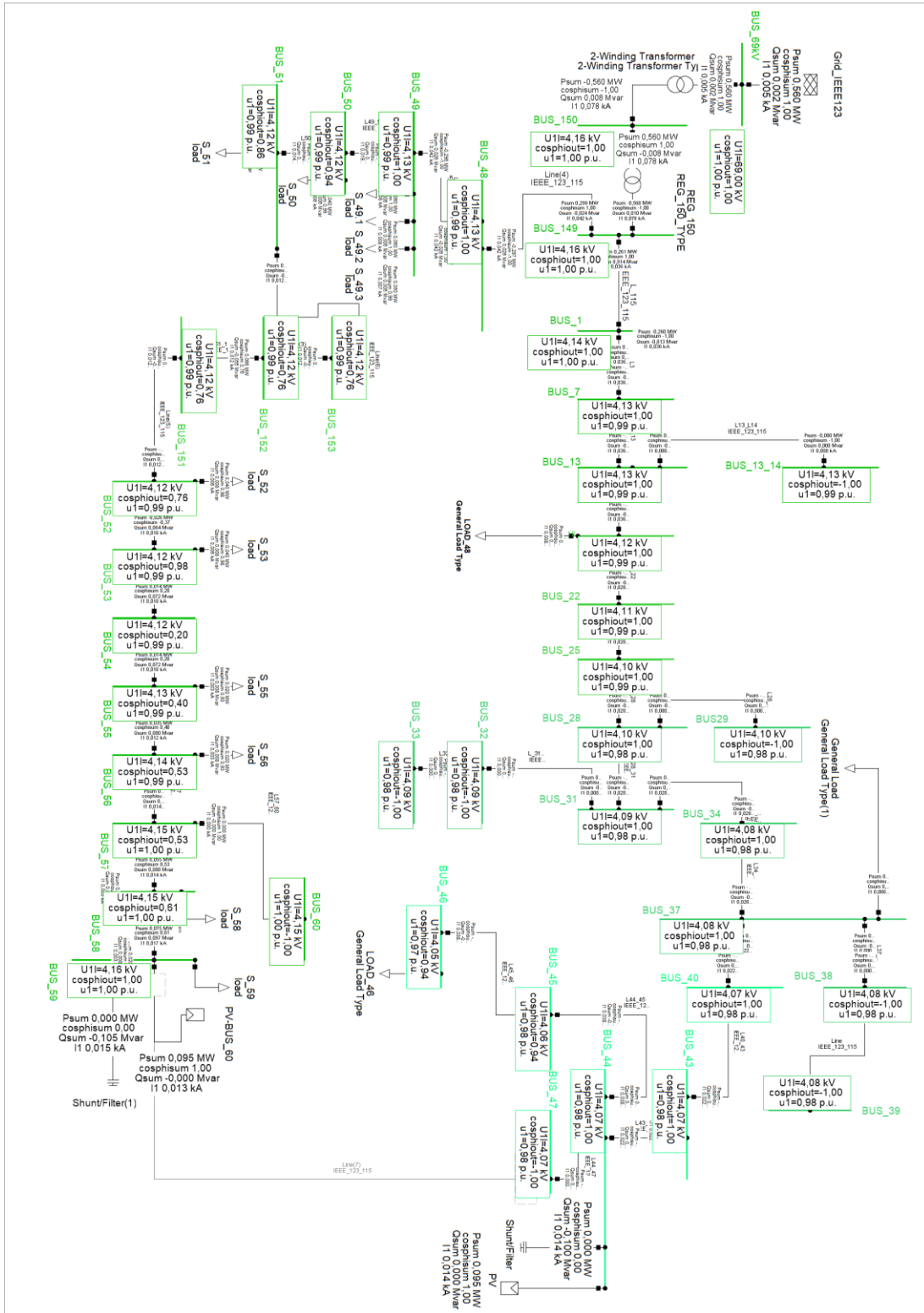
Anexo 1 Red radial IEEE - 123 BUS - sin GD.



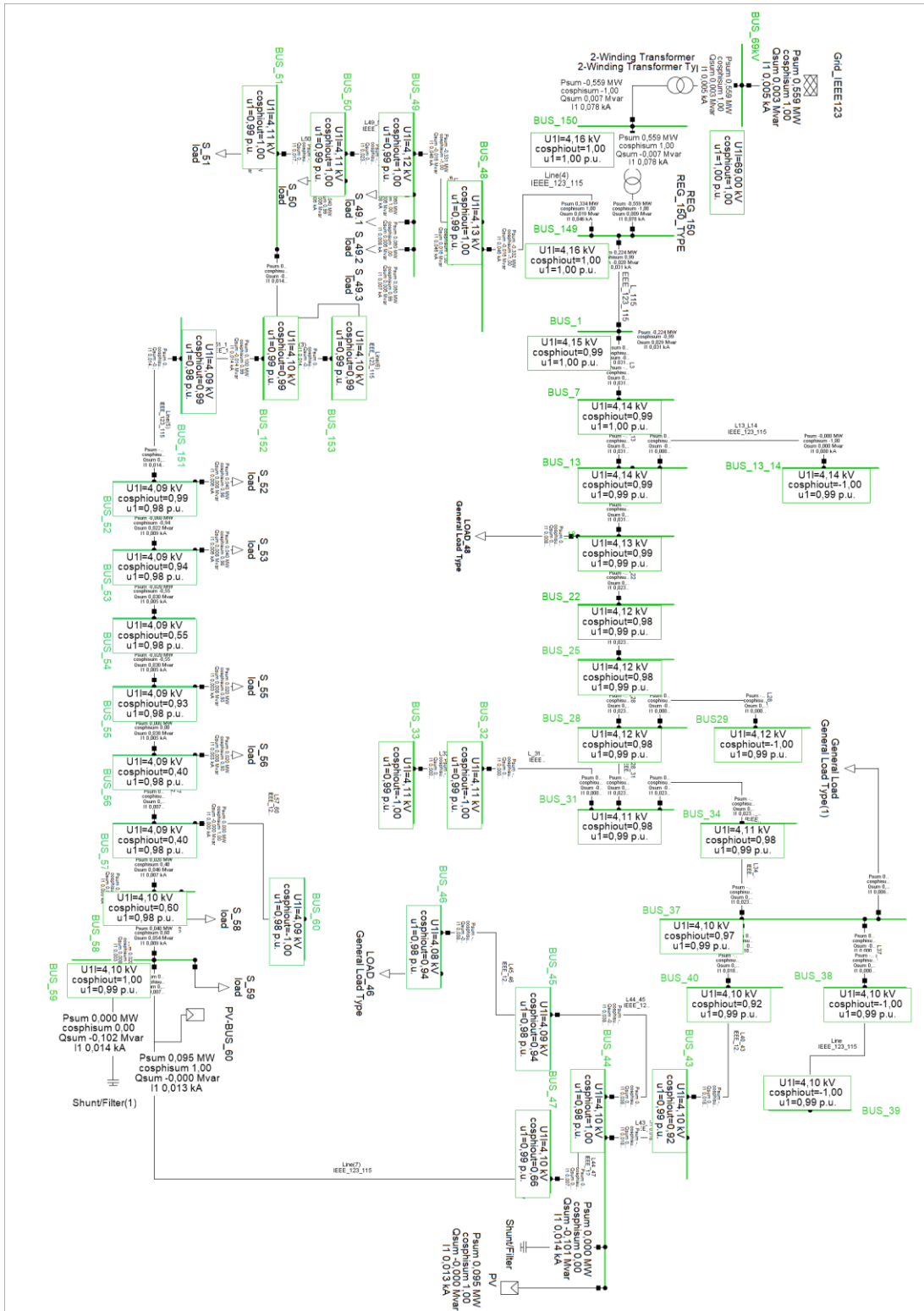
Anexo 2 Red radial IEEE - 123 BUS - sin GD (load flow).



Anexo 4 Red radial IEEE - 123 BUS - con GD (25%).



Anexo 5 Red radial IEEE - 123 BUS - con GD (25%) y capacitores.



Anexo 6 Red anillo IEEE - 123 BUS - con GD (25%) y capacitores.