



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y
ELÉCTRICA

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E
INVESTIGACIÓN

IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA CONFIABILIDAD DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:

SÁNCHEZ GONZÁLEZ OSCAR

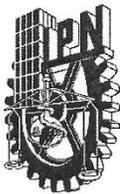
DIRECTORES DE TESIS:

DR. RICARDO MOTA PALOMINO

M. EN C. JESÚS REYES GARCÍA

CIUDAD DE MÉXICO





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

SIP-14 BIS

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México siendo las 11:00 horas del día 03 del mes de junio del 2016 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E. S. I. M. E. para examinar la tesis titulada:

“IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA CONFIABILIDAD DE REDES DE DISTRIBUCIÓN”

Presentada por el alumno:

SÁNCHEZ

Apellido paterno

GÓNZALEZ

Apellido materno

OSCAR

Nombre(s)

Con registro:

A	1	4	0	4	1	7
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERIA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACIÓN DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Directores de tesis

DR. RICARDO OCTAVIO A. MOTA PALOMINO

Presidente

M. EN C. JESÚS REYES GARCÍA

Segundo Vocal

DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR

Tercer Vocal

M. EN C. JESÚS REYES GARCÍA

Secretario

M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER



DR. GERMAN ROSAS ORTIZ

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. MIGUEL TOLEDO VELÁZQUEZ

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, el día 03 del mes de Junio del año 2016, el que suscribe Oscar Sánchez González, alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, con número de registro A140417, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que es el autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Ricardo Octavio A. Mota Palomino y M. en C. Jesús Reyes García y cede los derechos del trabajo titulado Impacto de la Generación Distribuida en la Confiabilidad de Redes de Distribución, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o directores del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a las siguientes direcciones osg_m_89@hotmail.com, jreyesg@ipn.mx y rmotap@ipn.mx. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Oscar Sánchez González

RESUMEN

La función principal de un sistema eléctrico es proveer al usuario la energía eléctrica de forma continua, de aquí surge lo que es el concepto de confiabilidad, que en un sistema eléctrico se define como la capacidad para que la energía eléctrica sea suministrada de forma ininterrumpida al punto de utilización.

Debido al tamaño de las redes de distribución, es en esta parte del sistema eléctrico donde se presenta el mayor porcentaje de fallas, alrededor de 80% y esto se traduce en interrupciones en el servicio al cliente por parte de la empresa suministradora. Con el fin de tener un servicio de energía ininterrumpida, se hace de la necesidad de tener generación de energía cerca de un lugar de consumo, colocando unidades de generación distribuida cerca de los puntos de consumo. La generación distribuida está asociada con dos tecnologías; tecnologías convencionales que utilizan combustibles fósiles o tecnologías de energías renovables.

La inclusión GD en los sistemas de distribución se está haciendo cada vez más común, y es aquí donde se debe de conocer el impacto que tienen estas unidades de generación dentro de la red de distribución, desde el punto de vista de confiabilidad.

Este trabajo presenta un análisis del impacto de la generación distribuida convencional en los índices de confiabilidad en redes de distribución, esto cuando conectamos una unidad de generación distribuida en el punto de carga, dentro de un segmento y al final de un alimentador para realizar un análisis durante el proceso de restauración. En estos dos últimos análisis se realizó un estudio de flujos de potencia en redes de distribución basándose en los modelos de generación distribuida funcionando en modo factor de potencia constante (FPC) y modo control de voltaje (MCV), o conocidos dentro de la literatura en redes de distribución como nodo PQ y nodo PV respectivamente.

Se desarrolló un programa en FORTRAN 90 para evaluar la confiabilidad en redes de distribución con un método analítico, tomando en cuenta el caso base (sin generación distribuida) y con generación distribuida en los casos mencionados anteriormente. En cuanto al análisis de la confiabilidad cuando conectamos una unidad de generación distribuida en un segmento o al final de un alimentador para ver su impacto en el proceso de restauración, nos apoyamos en el método de barrido progresivo-regresivo para obtener los flujos de potencia, y por medio de un programa desarrollado en el mismo lenguaje, se realizó el modelo de la unidad de GD y así obtener la potencia reactiva a inyectar por parte de la unidad de GD en modo MCV o nodo PV y así obtener los perfiles de voltaje. En el cálculo de los índices de confiabilidad se utilizó un sistema de prueba del IEEE de 205 elementos, obteniendo los índices del punto de carga, índices vistos por el usuario e índices de energía. En la parte auxiliar de flujos de potencia en redes de distribución con GD se verificó la metodología utilizada en las referencias para el modelo de la unidad de GD como nodo PV o modo MCV, para la obtención de la potencia a inyectar por la unidad de GD en un sistema de prueba del IEEE de 34 nodos trifásicos desbalanceado.

ABSTRACT

The main function of an electrical system is to supply the user with the electric power continuously, from here arises what the concept of reliability, which in a power system is defined as the ability for electrical power to be supplied continuously to point of use.

Due to the size of the distribution networks, it is in this part of the electrical system where the highest percentage of failures is presented, around 80% and this results in interruptions in customer service by the supplier. In order to have an uninterrupted power service, it is made of the need for power generation near a place of consumption, this is accomplished by placing distributed generation units near the consumption points. Distributed generation is associated with two technologies; conventional technology using fossil fuels or renewable energy technologies.

The GD inclusion in distribution systems is becoming more common, and this is where you should know the impact of these generation units within the distribution network from the point of view of reliability.

This paper presents an analysis of the impact of conventional distributed generation in reliability indices in distribution networks, that when we connect a distributed generation unit in; the load point, within a segment and end of a feeder for analysis during the restoration process. In the latter two analyzes a study of power flows was made in distribution networks based on models of distributed generation operating in power factor constant mode (FPC) and voltage control mode(MCV), or known in literature in distribution networks as PQ node and PV node respectively.

A program was developed in FORTRAN 90 to assess the reliability of distribution networks with an analytical method, taking into account the base case (without distributed generation) and with distributed generation in the above cases. For the analysis of reliability when we connect a distributed generation unit in a segment or in the end of a feeder to see its impact on the restoration process, we used the method of back-forward sweep for power flows, and through a program developed in the same language, the model unit GD was performed and obtain the reactive power injected by the unit distributed generation in MCV or PV node and we obtained the voltage profiles. A test system IEEE 205 was used in calculating reliability indices. In the auxiliary part of power flows in distribution networks with GD the methodology used in references to the model unit GD as a node PV or MCV way to obtain power injected by the unit GD was verified in a test system IEEE 34 nodes three-phase unbalanced.

CONTENIDO

RESUMEN	v
ABSTRACT.....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xv
ABREVIATURAS.....	xvii
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1) INTRODUCCIÓN.....	1
1.2) OBJETIVO.....	2
1.3) JUSTIFICACIÓN.....	2
1.4) ANTECEDENTES	2
1.4.1) Trabajos relevantes acerca de flujos de potencia en redes de distribución con Generación Distribuida.....	2
1.4.2) Trabajos relevantes acerca de evaluación de la confiabilidad en redes de distribución con GD.....	3
1.4.3) Trabajos desarrollados en SEPI ESIME Zacatenco	4
1.5) APORTACIONES.....	5
1.6) LIMITACIONES Y ALCANCES.....	6
1.7) ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	6
CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO.....	9
2.1) INTRODUCCIÓN.....	9
2.2) TECNOLOGÍAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	10
2.2.1) Celdas de combustible.....	11
2.2.2) Micro turbinas	11
2.2.3) Máquina de combustión interna	12
2.2.4) Celdas fotovoltaicas.....	13
2.2.5) Aerogeneradores	14
2.3) SISTEMA AISLADO	14
2.4) INTERCONEXIÓN	15
2.5) MODO DE OPERACIÓN DE LA GD	16
2.5.1) Factor de potencia constante	17
2.5.2) Compensación de Reactivos con Límite	18
2.6) CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	18
2.7) SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	19
2.7.1) Topología de la red de distribución.....	19

2.8) TIPOS DE INTERRUPCIONES.....	20
2.8.1) Interrupción temporal/momentánea.....	20
2.8.1) Interrupción permanente/sostenida.....	20
2.9) CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES	20
2.9.1) Envejecimiento	20
2.9.2) Incremento de la demanda.....	21
2.9.3) Clima	21
2.9.4) Vegetación.....	21
2.9.5) Animales y plagas.....	21
2.9.6) Factores humanos	21
2.10) EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	22
2.10.1) Evaluación histórica o pasada de la confiabilidad.....	22
2.10.2) Evaluación predictiva o futura de la confiabilidad.....	23
2.11) MÉTODO ANALÍTICO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	24
2.11.1) Estructura y navegación en redes radiales.....	25
2.11.2) Datos para evaluación de la confiabilidad.....	26
2.11.3) Reconfiguración del sistema.....	27
2.12) MODELADO DE LAS REDES.....	28
2.12.1) Sistema serie.....	29
2.12.2) Sistema paralelo.....	30
CAPÍTULO 3 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA	33
3.1) INTRODUCCIÓN.....	33
3.2) EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	33
3.3) ALGORITMO IMPLEMENTADO PARA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	37
3.3.1) Entrada de datos	37
3.3.2) Búsqueda de elementos	39
3.4) ÍNDICES ORIENTADOS AL CONSUMIDOR.....	42
3.4.1) SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	42
3.4.2) SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	43
3.4.3) CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index).....	44
3.4.4) CTAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	44
3.4.5) CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index).....	45

3.4.6) ASAI (Average Service Availability Index)	45
3.4.7) ASIFI (Average System Interruption Frequency Index)	46
3.4.8) ASIDI (Average System Interruption Duration Index)	46
3.5) ÍNDICES DE ENERGÍA	47
3.5.1) ENS (Energy not Supplied Index)	47
3.5.2) AENS (Average Energy not Supplied Index)	47
3.6) IMPACTO DE UNA UNIDAD DE GD CONECTADA EN UN PUNTO DE CARGA	48
3.7) IMPACTO DE LA GD INTERCONECTADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN	52
3.8) IMPACTO DE LA GD EN LA CONFIABILIDAD DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DURANTE EL PROCESO DE RESTAURACIÓN	53
3.9) MODELADO DE LAS UNIDADES DE GD PARA ESTUDIOS DE FLUJOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	54
3.9.1) Modelado monofásico de la unidad de GD	55
3.9.2) Modelo trifásico de la unidad de GD	57
3.10) ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GD	58
3.10.1) Numeración de ramas	60
3.10.2) Barrido progresivo-regresivo.....	61
3.10.3) Proceso iterativo para corregir el voltaje en el nodo PV	63
CAPÍTULO 4 PRUEBAS Y RESULTADOS	67
4.1) INTRODUCCIÓN.....	67
4.2) VALIDACIÓN DEL PROGRAMA CON EL SISTEMA DE PRUEBA IEEE DE 40 PUNTOS DE CARGA [7].....	67
4.3) IMPACTO DE LA GD CONECTADA EN UN PUNTO DE CARGA	73
4.3.1) Pruebas en el alimentador 1	74
4.3.2) Pruebas en el alimentador 2.....	78
4.3.3) Pruebas en el alimentador 3.....	80
4.3.4) Pruebas en el alimentador 4.....	83
4.4) IMPACTO DE LA GD INTERCONECTADA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN	87
4.5) IMPACTO EN LA CONFIABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DURANTE EL PROCESO DE RESTAURACIÓN	97
CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES	103
5.1) CONCLUSIONES.....	103
5.2) APORTACIONES DE LA TESIS	104

5.3) RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS	105
BIBLIOGRAFÍA	107
APÉNDICE A: DATOS DEL SISTEMAS DE PRUEBA PARA FLUJOS DE POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	113
A.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICO DE 34 NODOS DESBALANCEADO	113
APÉNDICE B: DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA PARA CALCULO DE CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	123
B.1 SISTEMA DE PRUEBA IEEE 22 PUNTOS DE CARGA	123
B.2 SISTEMA DE PRUEBA IEEE 40 PUNTOS DE CARGA	131
APÉNDICE C	139
C1. PROGRAMA EN LENGUAJE FORTRAN PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD	139
C2. PROGRAMA EN LENGUAJE FORTRAN PARA EL CALCULO DE POTENCIA REACTIVA PARA EL MODELO DEL GD COMO NODO PV	145

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Esquema general de una celda de combustible	11
Figura 2.2 diagrama esquemático de una micro turbina de doble eje.....	12
Figura 2.3 Diagrama esquemático de una celda fotovoltaica	13
Figura 2.4 Diagrama esquemático de un aerogenerador.....	14
Figura 2.5 Relación entre los términos de interconexión según IEEE Standard 1547 ...	15
Figura 2.6 Modelo genérico de una fuente de GD.....	16
Figura 2.7 Diagrama de operación PQ para una unidad de GD en modo de factor de potencia conste.....	18
Figura 2.8 Búsqueda aguas arriba.....	25
Figura 2.9 Búsqueda aguas abajo	26
Figura 2.10 Reconfiguración de la red para restaurar una sección después de una falla, restauración aguas arriba	28
Figura 2.11 Reconfiguración de la red para restaurar una sección después de una falla, restauración aguas abajo	28
Figura 2.12 Sistema de dos componentes en serie.....	29
Figura 2.13 Sistema de dos componentes en paralelo	31
Figura 3.1 Red de distribución radial.....	34
Figura 3.2 Componentes en serie.....	34
Figura 3.3 Red de distribución de prueba IEEE 22 puntos de carga [41] [7]	37
Figura 3.4 Red de distribución de prueba IEEE 22 puntos de carga	38
Figura 3.5 Diagrama de flujo para la búsqueda de elementos aguas arriba.....	40
Figura 3.6 Diagrama de flujo para búsqueda aguas abajo	41
Figura 3.7 Conexión del sistema de distribución y el modelo de GD	48
Figura 3.8 Alimentador 1 del sistema de prueba IEEE de 22 puntos de carga.....	49
Figura 3.9 Unidad de GD conectada en LP3	49
Figura 3.10 Dos zonas en paralelo.....	50
Figura 3.11 Impacto de una unidad de GD.....	52
Figura 3.12 Diagrama de flujo para el análisis de la confiabilidad durante el proceso de restauración.....	53
Figura 3.13 Ejemplo de una red de dos alimentadores con GD	54
Figura 3.14 Red radial	57
Figura 3.15 Sección de una línea trifásica	60
Figura 3.16 Red de distribución radial.....	61
Figura 3.17 Red de distribución radial enumerada por capas.....	61
Figura 3.18 Diagrama de flujo para el modelo de GD para flujos de potencia en redes de distribución	66
Figura 4.1 Sistema de prueba IEEE de 40 puntos de carga	68
Figura 4.2 Red de prueba IEEE enumerada por elementos	69
Figura 4.3 Comparación del índice SAIFI.....	72
Figura 4.4 Comparación del índice SAIDI.....	72
Figura 4.5 Comparación del índice ASAI	72

Figura 4.6 Comparación del índice CAIDI.....	73
Figura 4.7 Comparación del índice ENS	73
Figura 4.8 Comparación de la indisponibilidad para los puntos de carga en el alimentador 1	76
Figura 4.9 Comparación de la indisponibilidad para los puntos de carga en el alimentador 1	76
Figura 4.10 Comparación de la indisponibilidad para los puntos de carga en el alimentador 2	79
Figura 4.11 Comparación de la indisponibilidad para los puntos de carga en el alimentador 2	79
Figura 4.12 Comparación de la indisponibilidad para los puntos de carga en el alimentador 3	82
Figura 4.13 Comparación del tiempo de reparación para los puntos de carga en el alimentador 3	82
Figura 4.14 Comparación de la indisponibilidad para los puntos de carga en el alimentador 4	85
Figura 4.15 Comparación del tiempo de reparación para los puntos de carga en el alimentador 4	85
Figura 4.16 Sistema de prueba del IEEE	87
Figura 4.17 Indisponibilidad en los puntos de carga del segmento 2	89
Figura 4.18 Tiempo de reparación en los puntos de carga del segmento 2	89
Figura 4.19 Indisponibilidad en los puntos de carga del segmento 5	90
Figura 4.20 Tiempo de reparación en los puntos de carga del segmento 5	91
Figura 4.21 Red de prueba IEEE enumerada por capas para el análisis de flujos de potencia.....	92
Figura 4.22 Perfiles de voltaje en la fase A	95
Figura 4.23 Perfiles de voltaje en la fase B	95
Figura 4.24 Perfiles de voltaje en la fase C	96
Figura 4.25 Sistema de prueba IEEE con una unidad de GD conectada en el alimentador 3	97
Figura 4.26 Perfiles de voltaje de la fase A con una unidad de GD conectada en el nodo 48	98
Figura 4.27 Perfiles de voltaje de la fase B con una unidad de GD conectada en el nodo 48	98
Figura 4.28 Perfiles de voltaje de la fase C con una unidad de GD conectada en el nodo 48	99
Figura 4.29 Ejemplos de los alimentadores 3 y 4 del sistema de prueba IEEE [7]	100
Figura A. 1 Sistema de prueba IEEE 34 nodos.....	113
Figura A. 2 Comparación de los voltajes nodales de la fase A para el sistema de prueba de 34 nodos IEEE sin GD y conectando una unidad de GD en el nodo 840.....	117
Figura A. 3 Comparación de los voltajes nodales de la fase B para el sistema de prueba de 34 nodos IEEE sin GD y conectando una unidad de GD en el nodo 840.....	119

Figura A. 4 Comparación de los voltajes nodales de la fase C para el sistema de prueba de 34 nodos IEEE sin GD y conectando una unidad de GD.....	120
Figura B. 1 Sistema de prueba IEEE 22 puntos de carga	123
Figura B. 2 Comparación del índice SAIFI	129
Figura B. 3 Comparación del índice SAIDI	129
Figura B. 4 Comparación del índice CAIDI	130
Figura B. 5 Comparación del índice ASAI.....	130
Figura B. 6 Comparación del índice ENS.....	130
Figura B. 7 Sistema de prueba IEEE 40 puntos de carga	131

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Clasificación de la GD de acuerdo a su capacidad	9
Tabla 2.2 Tecnologías para la GD	10
Tabla 2.3 Modelo de operación de la GD en estudios de flujos de potencia en distribución	17
Tabla 3.1 Datos para el cálculo de la confiabilidad para el sistema de la Figura 4.2.	36
Tabla 3.2 Datos de puntos de carga	36
Tabla 3.3 Índices de confiabilidad para el sistema de la Figura 3.1	36
Tabla 4.1 Número de elementos del sistema de prueba IEEE [7]	67
Tabla 4.2 Índices de confiabilidad de cada punto de carga en el caso base	70
Tabla 4.3 Índices de confiabilidad orientados al consumidor por alimentador	71
Tabla 4.4 Comparación de los resultados de los índices de confiabilidad de la red de prueba IEEE	71
Tabla 4.5 Índices de confiabilidad en los puntos de carga para el alimentador 1 con una unidad de GD como generador de inducción.....	74
Tabla 4.6 Índices de confiabilidad en los puntos de carga para el alimentador 1 con una unidad de GD como generador síncrono	75
Tabla 4.7 Comparación de índices de confiabilidad orientados al consumidor en el alimentador 1	77
Tabla 4.8 Índices de confiabilidad en los puntos de carga para el alimentador 2 con una unidad de GD como generador de inducción.....	78
Tabla 4.9 Índices de confiabilidad en los puntos de carga para el alimentador 2 con una unidad de GD como generador síncrono	78
Tabla 4.10 Comparación de índices de confiabilidad orientados al consumidor en el alimentador 2	80
Tabla 4.11 Índices de confiabilidad en los puntos de carga para el alimentador 3 con una unidad de GD como generador de inducción.....	81
Tabla 4.12 Índices de confiabilidad en los puntos de carga para el alimentador 3 con una unidad de GD como generador síncrono	81
Tabla 4.13 Comparación de índices de confiabilidad orientados al consumidor en el alimentador 3	83
Tabla 4.14 Índices de confiabilidad en los puntos de carga para el alimentador 4 con una unidad de GD como generador de inducción.....	84
Tabla 4.15 Índices de confiabilidad en los puntos de carga para el alimentador 4 con una unidad de GD como generador síncrono	84
Tabla 4.16 Comparación de índices de confiabilidad orientados al consumidor en el alimentador 4	86
Tabla 4.17 Puntos de carga correspondientes a cada segmento	88
Tabla 4.18 Comparación de los índices de confiabilidad en los puntos de carga en el segmento 2 con GD y sin GD	88
Tabla 4.19 Comparación de los índices de confiabilidad en los puntos de carga en el segmento 5 con GD y sin GD	90

Tabla 4.20 Comparación de los índices de confiabilidad en el alimentador 1	91
Tabla 4.21 Comparación de los índices de confiabilidad en todo el sistema	92
Tabla 4.22 Resultados de Flujos de potencia en redes de distribución con GD para el alimentador 1	93
Tabla 4.23 Índices de confiabilidad en el alimentador 4	101
Tabla 4.24 Índices de confiabilidad tomando en cuenta todo el sistema.....	101
Tabla A. 1 Secciones de alimentadores del sistema de 34 nodos del IEEE	114
Tabla A. 2 Datos de las líneas para el sistema de 34 nodos del IEEE.....	114
Tabla A. 3 Impedancia de los alimentadores del sistema de 34 nodos del IEEE	115
Tabla A. 4 Admitancia en derivación del sistema de 34 nodos del IEEE	115
Tabla A. 5 Datos de las cargas concentradas del sistema de 34 nodos del IEEE	116
Tabla A. 6 Datos de las cargas distribuidas del sistema de 34 nodos del IEEE	116
Tabla A. 7 Datos de transformadores para el sistema de 34 nodos del IEEE.....	116
Tabla A. 8 Comparación de los voltajes nodales de la fase A para el sistema de prueba de 34 nodos IEEE sin GD y conectando una unidad de GD en el nodo 840.....	118
Tabla A. 9 Comparación de los voltajes nodales de la fase B para el sistema de prueba de 34 nodos IEEE sin GD y conectando una unidad de GD en el nodo 840.....	119
Tabla A. 10 Comparación de los voltajes nodales de la fase C para el sistema de prueba de 34 nodos IEEE sin GD y conectando una unidad de GD en el nodo 840.....	121
Tabla B. 1 Datos de las cargas del sistema de prueba IEEE 22 puntos de carga.....	124
Tabla B. 2 Datos de las líneas del sistema de prueba IEEE 22 puntos de carga	124
Tabla B. 3 Datos de los elementos del sistema de prueba IEEE 22 puntos de carga	124
Tabla B. 4 Datos de la red de prueba enumerada IEEE 22 puntos de carga.....	125
Tabla B. 5 Datos de los puntos de carga de la red IEEE 22 puntos de carga	127
Tabla B. 6 Índices de confiabilidad de los puntos de carga del sistema de prueba IEEE de 22 puntos de carga	128
Tabla B. 7 Comparación de índices de confiabilidad orientados al usuario.....	129
Tabla B. 8 Datos de las cargas del sistema de prueba IEEE 40 puntos de carga.....	132
Tabla B. 9 Datos de las líneas del sistema de prueba IEEE 40 puntos de carga	132
Tabla B. 10 Datos de los elementos del sistema de prueba IEEE 40 puntos de carga .	132
Tabla B. 11 Datos de la red de prueba enumerada IEEE 40 puntos de carga.....	133
Tabla B. 12 Datos de los puntos de carga de la red IEEE 40 puntos de carga	138
Tabla B. 13 Datos de unidades de GD.....	138

ABREVIATURAS

<i>ASAI</i>	Índice Promedio de la Disponibilidad del Servicio
<i>ASIDI</i>	Índice de Duración Promedio del Servicio
<i>ASIFI</i>	Índice de la Frecuencia Promedio del Servicio
<i>CAIDI</i>	Índice Promedio de la Duración de Interrupción de Clientes
<i>CAIFI</i>	Índice Promedio de la Frecuencia de Interrupción de Clientes
<i>EPS</i>	Área del sistema eléctrico de potencia
<i>FCP</i>	Factor de potencia constante
<i>fp</i>	Factor de potencia
<i>GD</i>	Generación Distribuida
<i>hrs</i>	Horas
<i>kV</i>	Kilo Volt
<i>kVA</i>	Kilo Volts Amperes
<i>kVAR</i>	Kilovolts-Ampere Reactivos
<i>kW</i>	Kilowatt
<i>kWh</i>	Kilowatt hora
<i>LP</i>	Punto de carga
<i>MCV</i>	Modo control de voltaje
<i>MS</i>	Matriz de sensibilidad
<i>NC</i>	Normalmente cerrada
<i>NO</i>	Normalmente abierto
<i>P</i>	Potencia Activa
<i>PCC</i>	Punto común de acoplamiento
<i>PQ</i>	En flujos de potencia en redes de distribución conocido como nodo en modo factor de potencia constante
<i>PV</i>	En flujos de potencia en redes de distribución conocido como nodo en modo control de voltaje
<i>Q</i>	Potencia Reactiva
<i>SAIDI</i>	Índice Promedio de la Duración de Interrupción del Sistema
<i>SAIFI</i>	Índice Promedio de la Frecuencia de Interrupción del Sistema
<i>SEP</i>	Sistema Eléctrico de Potencia

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1) INTRODUCCIÓN

Dentro de los estudios más frecuentes en los sistemas eléctricos, se encuentran los flujos de potencia, cálculo de cortocircuito, pérdidas de energía, estimación de estado, evaluación de la confiabilidad, etc. Estos estudios son importantes ya que resuelven problemas existentes o ayudan a la planeación de nuevos sistemas. El constante aumento en la demanda de la energía eléctrica, cuestiones económicas, continuidad en el servicio y el desarrollo de fuentes de energía a pequeña escala, hacen de la necesidad de incluir generación distribuida dentro del sistema eléctrico.

La generación distribuida está relacionada con el uso de pequeñas unidades de generación instaladas en ciertos puntos de la red, principalmente cerca de las cargas. La GD están relacionadas con tecnologías de energía renovable, solar y fotovoltaica, o con tecnologías convencionales como celdas de combustible, turbinas de gas, micro turbinas, etc. La GD puede ser usada en una forma aislada en la que solo suministra energía a un número de consumidores, o interconectada al sistema, suministrando energía hacia la red y esto hace que tenga cierto impacto sobre en el sistema.

La planeación del sistema de distribución en presencia de GD requiere de conocer factores como: la tecnología a ser usada, el número y capacidad de unidades, la mejor localización, etc. La GD puede tener ciertos impactos en la red de distribución, específicamente en los perfiles de voltaje, confiabilidad, la dirección en los flujos de potencia, contribución en la capacidad de cortocircuito, entre otros. Todos estos aspectos necesitan ser evaluados al tener estas unidades dentro de la red. Esto motiva a contar con herramientas para evaluar estos comportamientos dentro de una red de distribución.

La GD puede tener un impacto positivo en la red de distribución, por ejemplo si se utiliza para alimentar una carga mientras se presenta una interrupción en el servicio, o cuando en un sistema de distribución que incluye GD, se pueden realizar transferencias de carga hacia otros alimentadores con operaciones de interruptores con el fin de mantener un servicio continuo. En el caso de una red de distribución radial, el análisis de los flujos de potencia es importante, ya que sirven para evaluar si existen o no violaciones en los perfiles de voltajes durante el proceso de reconfiguración después de una falla. La forma de modelar una unidad de GD puede ser de dos formas, dentro de la red de distribución conocida como MCV o nodo PV y FPC o nodo PQ, la primera conocida como modo voltaje controlado y en esta se lleva a cabo un proceso para calcular la potencia reactiva a ser inyectada para mantener un voltaje deseado y la segunda simplemente se modela como una carga negativa.

1.2) OBJETIVO

El objetivo de este trabajo es evaluar el impacto de la integración de fuentes de generación distribuida convencional en la confiabilidad de las redes de distribución. Realizando un evaluación del impacto sobre los indicadores de confiabilidad orientados al sistema y a los puntos de carga. Todo esto conociendo la forma de incorporar los modelos de generación distribuida y como aplicarse a estudios de confiabilidad.

1.3) JUSTIFICACIÓN

En la actualidad el aumento en la demanda de energía se debe a varias razones, el constante aumento en la población, el crecimiento de la industria, etc. Los usuarios requieren un continuo suministro de energía y como el 80% de las fallas ocurren en la red de distribución se requiere de fuentes alternas de energía en caso de que se presente una indisponibilidad en el servicio. La generación distribuida está resultando una forma muy viable, debido a que es producida a lugares cercanos a la carga o incluso en el mismo lugar donde se encuentra la carga. Estos generadores tienen la característica de que pueden producir desde kW hasta MW.

Evaluar el impacto que tiene incorporar unidades de generación distribuida dentro de la red de distribución es necesario, ya que dentro de las funciones de un estudio de confiabilidad se incluyen; diseñar nuevos sistemas, identificar zonas vulnerables y con problemas de confiabilidad, identificar zonas donde se puedan incluir dispositivos para la mejora de los indicadores. Con base a estos estudios se pueden identificar las zonas con problemas de índices de confiabilidad y hacer la inclusión de fuentes de generación distribuida, mejorando de esta forma los índices del sistema o índices relacionados a los usuarios.

Con la evaluación e inclusión de la generación distribuida en la red de distribución, desde el punto de vista de confiabilidad, se podría planear su mejor localización, capacidad y mejoras en ciertos puntos vulnerables dentro de la red.

1.4) ANTECEDENTES

1.4.1) Trabajos relevantes acerca de flujos de potencia en redes de distribución con Generación Distribuida

La generación distribuida es un tema de gran interés en la actualidad ya que trae ciertos beneficios en la red, en este caso tratándose de la red de distribución, existen trabajos acerca de estudios de flujos de potencia en redes de distribución, la mayoría son basados

en la solución propuesta por [1], utilizando las ecuaciones de barrido progresivo-regresivo, arreglo por niveles de la red de estudio, y esta metodología es utilizada por todas las referencias mostradas a continuación.

Como se mencionó anteriormente Shirmohammadi [1], podemos consultar la metodología para la solución de flujos de potencia en redes de distribución radiales, el autor introduce lo que es el método progresivo-regresivo que se basa en las leyes de Kirchhoff, aplicándolo a redes de distribución radiales balanceadas y desbalanceadas. Posteriormente el mismo autor en [2] introduce una solución de redes débilmente malladas.

En [3] se desarrolla la metodología para considerar unidades de GD en la red de distribución como nodo PV o MCV, esta metodología es empleada para redes de distribución de forma monofásica, y muestra dicho modelo incluyéndolo a la solución de flujos de potencia en redes de distribución por medio de las ecuaciones de barrido progresivo-regresivo. Dicha metodología es utilizada para conectar n número de unidades de GD como nodo PV o MCV.

En [4] se desarrolla una metodología para incluir unidades de GD dentro de la red de distribución, esta metodología desarrollada ahora es de forma trifásica, basándose en la forma monofásica antes mencionada. Su modelo es probada en una red de distribución de prueba del IEEE de 34 nodos, dicho modelo al igual que de forma monofásica es modelado para trabajar como nodo PV o MCV.

En [5] se realizan pruebas al sistema del IEEE de 37 nodos, pero ahora conectando una unidad de GD funcionando como nodo PV o MCV y como nodo PQ o factor de potencia constante, todo esto utilizando las metodologías monofásica y trifásica antes mencionadas.

1.4.2) Trabajos relevantes acerca de evaluación de la confiabilidad en redes de distribución con GD

La evaluación e la confiabilidad en redes de distribución es una clave para el diseño y operación de una red de distribución, especialmente en la continuidad del servicio. El rendimiento de la red se puede medir con índices de confiabilidad, que básicamente están cuantificados por la probabilidad de que un componente del sistema opere o no opere. Uno de los autores más relevantes en esta evaluación es R. Billinton [6].

En [7] se muestra una serie de sistemas de prueba los cuales sirven de base para verificar dichos cálculos. Se muestran 3 sistemas de prueba con diferentes características, variedad en puntos de carga, dispositivos de protección y el objetivo es ver que tanto varían estos índices dependiendo de las diferentes variaciones de elementos de la red.

En [8] se evalúan los índices de confiabilidad del usuario y del sistema, conectando unidades de GD en el punto de carga, esto se hace de la forma en que la unidad de GD

solo opera cuando hay una interrupción de energía y el usuario experimenta una falla sostenida. Este autor desarrolla equivalentes en paralelo y por medio de una simulación analítica en una red de distribución radial obtiene dichos índices.

En [9] se realiza una evaluación de los índices de confiabilidad, simulando un sistema de distribución mallado, se apoya en la simulación por medio de un software comercial. Evalúa dos casos, uno en que la unidad de GD opera como respaldo conectado en el punto de carga y otro caso en el que se sitúa en un punto de la red para operar de forma isla y alimentar una parte del sistema cuando se presenta una falla.

En [10] se utiliza un programa comercial llamado DISREL para calcular los índices de confiabilidad de una red de distribución, realiza un análisis de diferentes capacidades de unidades de GD conectadas a la red de distribución y realiza una evaluación del costo beneficio para el sistema y el usuario.

En [11] se muestra una metodología para evaluar los índices de confiabilidad en un sistema de prueba del IEEE, conectado unidades de GD para que operan de forma isla, cabe mencionar que este autor combina evaluación de confiabilidad en redes de distribución con evaluación de la confiabilidad en sistemas de generación, para tecnologías convencionales y turbinas eólicas.

En [12] se propone una metodología para minimizar los costos por falla en el cliente por medio del método de simulación de Montecarlo y probándolo a un sistema del IEEE, calcula los índices de confiabilidad y conectando unidades de GD en la red de distribución, obtiene comparaciones de estos índices.

En [13] se lleva a cabo la evaluación de la confiabilidad en una red de distribución de Brasil conectando unidades de GD para dos casos, uno en el cual la unidad de GD opera en forma isla y las cargas pueden ser restauradas por medio de esta unidad, y el otro caso cuando existe una unidad de GD conectada en otro alimentador y puede soportar caídas de voltaje durante el proceso de transferencia de carga hacia otro alimentador.

1.4.3) Trabajos desarrollados en SEPI ESIME Zacatenco

En [14] se aporta la información sobre los problemas técnicos (voltajes y niveles de falla) que implica la incorporación de GD en la planeación de sistemas de potencia para emitir una opinión calificada respecto a las ventajas que se tienen con esta modalidad. Muestra la forma para ubicar generación de menor escala en el nivel de distribución e incrementar la capacidad de generación del sistema central de Luz y Fuerza.

En [15] se presenta una metodología para la evaluación de los esquemas de protección en la interconexión de una fuente de GD del tipo rotatorio a la red de distribución ante condiciones normales, tales como fallas, disturbios de voltaje y formación de islas mediante, todo esto realizado en un programa comercial llamado Power Tools SKM.

En [16] se analiza el impacto de la GD en esquemas de protección para redes de distribución en diferentes escenarios de conexión. Determino los ajustes necesarios que deben existir en los dispositivos de protección para que en casos de operación isla se evite la pérdida de estabilidad de las unidades de GD conectados a la red.

En [17] se desarrolla un programa en FORTRAN y estudia el efecto de incorporar unidades de GD en la red de distribución radial, realiza estudios de flujos de potencia y cortocircuito, estas pruebas son realizadas en dos redes de distribución balanceadas y una red de distribución desbalanceada el IEEE.

En [18] se analiza y propone una metodología que ayuda al desempeño de los esquemas de protección en una red operando en condición isla con incorporación de GD síncrona y asíncrona. Así como también realiza una metodología basada en la protección de baja frecuencia para tiro de carga y mantener la estabilidad y operación del sistema aislado.

En [19] se desarrolla un algoritmo de protección de sobrecorriente y lo implementa en una tarjeta de desarrollo rápido de prototipos para proteger un modelo de aerogenerador como fuente de GD, cuando se integra en una red de media tensión.

En [20] se llevan a cabo estudios de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia y distribución para determinar el efecto e impacto de diferentes grados de penetración de la generación distribuida. Todo esto con ayuda del software comercial PSS y un programa desarrollado en FORTRAN.

En [21] se utiliza un algoritmo genético para seleccionar y ubicar los dispositivos de desconexión en un sistema de distribución de forma que optimice el costo de la confiabilidad. Para obtener los índices

En [22] se evalúan los riesgos en redes eléctricas de distribución aéreas, considerando la curva de envejecimiento de cada componente, implementando una simulación de Montecarlo en conjunto con una simulación analítica, con el fin de obtener los indicadores de confiabilidad y de riesgo, comparando el modelo por envejecimiento con el modelo exponencial.

1.5) APORTACIONES

En este trabajo se describió el proceso para incorporar modelos de generación distribuida en estudios de flujos de potencia, de dos formas para nodo PV o MCV la cual requiere un proceso de cálculo de la potencia reactiva a ser inyectada en el nodo donde se encuentra la unidad de generación distribuida y mantener un perfil de voltaje cercano a un valor deseado, o para nodo PQ o FPC donde se conoce la potencia activa y reactiva y estos valores son constantes, todo esto para redes de distribución radiales. Para utilizar estos conceptos y llevar a cabo su implementación se realizó en el lenguaje de programación

FORTTRAN el modelo de generación distribuida en MCV con algunas características como llevar a cabo la metodología presentada en con n número de unidades de generación y conectarlo en cualquier punto de la red de distribución.

Se describió el procedimiento para el cálculo de los índices de confiabilidad en redes de distribución por medio de un método analítico, este método es utilizado debido al tiempo que le toma a una computadora para realizar dicho cálculo en comparación a los métodos de simulación. Este programa implementado en FORTRAN se basa en la metodología descrita en la sección para realizar el cálculo de los índices de confiabilidad tomando en cuenta que estas unidades de generación distribuida pueden estar conectadas en el punto de carga, en el alimentador principal y realizar un análisis cuando se lleva a cabo transferencia de carga a otro alimentador después de que se presenta una falla con ayuda de flujos de potencia y tomando en cuenta que no se viole la restricción de los perfiles de voltaje.

1.6) LIMITACIONES Y ALCANCES

En este trabajo se lleva a cabo el análisis del impacto que tiene la generación distribuida en la confiabilidad en redes de distribución, apoyándose de una herramienta computacional en el lenguaje de programación FORTRAN.

Para el caso de las unidades de generación distribuida se tomaron en cuenta los tipos de tecnología convencionales.

La asignación de generación distribuida en la red de distribución es llevada a cabo tomando en cuenta que cuando es conectada al punto de carga la capacidad de la generación distribuida debe ser igual o mayor que la carga conectada a ese punto. En el caso cuando se conecta una unidad de generación distribuida en el alimentador principal, se toma en cuenta que cuando se presenta una falla la unidad de generación distribuida debe ser capaz de alimentar una parte del sistema, para este caso suponemos que una parte del sistema se aísla de forma que la unidad de generación distribuida alimenta esta sección tomando en cuenta el criterio de que la capacidad de esta unidad debe ser igual o mayor que todas las cargas que se encuentren en esta parte del sistema que funciona de forma aislada.

1.7) ESTRUCTURA DE LA TESIS

Este trabajo consta de cinco capítulos, la cual está estructurada de la siguiente forma:

- En el **Capítulo 1**, se presentan los antecedentes de generación distribuida y de confiabilidad en redes de distribución, así como se presenta el objetivo que se

tiene para este trabajo, la justificación, limitaciones y alcances, y por último la estructura de esta tesis.

- En el **Capítulo 2**, se presentan dos conceptos, generación distribuida y confiabilidad. En cuanto a generación distribuida se presentan su concepto, características en cuanto a tipo y capacidad, y una breve descripción de algunas tecnologías de generación distribuida, y en cuanto a la parte de confiabilidad se presentan algunos conceptos en redes de distribución y su modelado en una red.
- En el **Capítulo 3**, se presentan los modelos de fuentes de generación distribuida, para confiabilidad como para los estudios de flujos de potencia en redes de distribución. Se presenta una descripción del método de flujos de potencia y el modelado de una unidad de generación distribuida trifásica en el problema de flujos, y para la parte de confiabilidad de muestra el modelo de una unidad de generación distribuida.
- En el **Capítulo 4**, se presenta el sistema de prueba utilizado para aplicar los modelos de fuentes de generación distribuida y realizar el estudio de confiabilidad en diferentes casos y ver el impacto de estos modelos en la red de distribución, dependiendo el tipo de tecnología a utilizar. Se presenta el impacto que tienen estas fuentes de generación distribuida en los diferentes índices de confiabilidad.
- En el **Capítulo 5**, se presentan las conclusiones obtenidas en este trabajo, así como las aportaciones realizadas y recomendaciones para trabajos futuros en que se puede emplear este trabajo.
- En el **Apéndice A**, se muestran los datos y las pruebas para un alimentador IEEE de 34 nodos incorporando un modelo de GD como nodo PV.
- En el **Apéndice B**, se muestra un sistema de prueba del IEEE de 116 elementos, en el cual se verifica el programa realizado para la evaluación de la confiabilidad en el caso base. Por otra parte se muestran los datos del sistema de 205 elementos para el sistema utilizado en las pruebas del Capítulo 4.
- En el **Apéndice C**, se muestra el código en lenguaje FORTRAN utilizado para estos análisis.

CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO

2.1) INTRODUCCIÓN

Debido a las diferencias según la fuente documental consultada del concepto de GD, se pueden tomar en cuenta las siguientes características para tener una definición más clara de lo que es la GD [23]:

- Localización
- Capacidad
- Propósito
- Área de servicio
- Tecnologías de generación
- Modo de operación
- Impacto en el medio ambiente
- Propiedad
- Penetración

De acuerdo a estos autores, las dos primeras características son más relevantes.

- *Localización:* La GD es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o conectada a la red en el lado del consumidor.
- *Capacidad:* La capacidad no es una característica que defina la GD. La capacidad máxima que se puede conectar a un sistema de distribución depende de la misma capacidad del sistema de distribución. El diseño de cada sistema de distribución es única y por lo tanto no hay una definición de capacidad máxima que puede ser conectada al sistema de distribución.

En la Tabla 2.1 se muestra una clasificación propuesta para la GD en cuanto a su capacidad [23].

Tabla 2.1 Clasificación de la GD de acuerdo a su capacidad

<i>Categoría</i>	<i>Capacidad</i>
Micro generación distribuida	1 W < Potencia < 5 kW
Pequeña generación distribuida	5 kW < Potencia < 5 MW
Mediana generación distribuida	5 MW < Potencia < 50 MW
Gran generación distribuida	50 MW < Potencia < 300 MW

Por otra parte aunque no hace referencia a las capacidades de las unidades de GD [24], el *Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE)* toma en cuenta la siguiente definición: “Generación Distribuida es la generación de electricidad por instalaciones más pequeñas en comparación con centrales generadoras con el fin de permitir interconectarse en casi cualquier punto del sistema eléctrico”. La definición antes mencionada coincide con el *Electric Power Research Institute (EPRI)* [25].

O de acuerdo con la *International Council on Large Electricity Systems* (CIGRE) le da la siguiente definición: “Generación Distribuida son todas las unidades de generación con una capacidad máxima de 50MW a 100MW, que usualmente están conectadas a la red de distribución” [24].

2.2) TECNOLOGÍAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Existen diferentes tecnologías que pueden ser usadas, estas se pueden dividir en dos grupos:

- Tecnologías que usan combustibles fósiles
- Tecnologías que usan energías renovables

Se pueden mencionar algunas tecnologías de GD, en el primer grupo se encuentran los motores de combustión interna, las microturbinas de gas, las celdas de combustible. En el segundo grupo se encuentran las turbinas eólicas, celdas fotovoltaicas y el motor Stirling.

La Tabla 2.2 muestra algunas de las tecnologías de GD y capacidad típica disponible por modulo [23].

Tabla 2.2 Tecnologías para la GD

<i>Tecnología</i>	<i>Capacidad típica disponible por modulo</i>
Turbinas a Gas de Ciclo Combinado	35–400 MW
Motores de Combustión Interna	5kW–10 MW
Turbinas de Combustión	1–250 MW
Micro-Turbinas	35 kW–1MW
<i>Renovables</i>	
Pequeñas Hidros	1–100 MW
Micro Hidros	25 kW–1MW
Turbinas Eólicas	200 Watt–3MW
Arreglos Fotovoltaicos	20 Watt–100 kW
Biomاسas	100 kW–20 MW
Celda de combustible, ácido fosfórico	200 kW–2MW
Celda de combustible, carbonato fundido	250 kW–2MW
Celda de combustible, intercambio de protones	1 kW–250 kW
Celda de combustible, oxido sólido	250 kW–5MW
Motor Stirling	2–10 kW

Estas tecnologías pueden tener beneficios en cuanto al medio ambiente, no emiten contaminantes con respecto al primer grupo que está asociado al consumo de combustibles fósiles como carbón, gas y diésel.

2.2.1) Celdas de combustible

Una celda de combustible es un dispositivo que combina hidrogeno y oxigeno sin combustión para producir electricidad en presencia de un catalizador [26]. Un diseño de una celda de combustible es mostrado en la Figura 2.1.

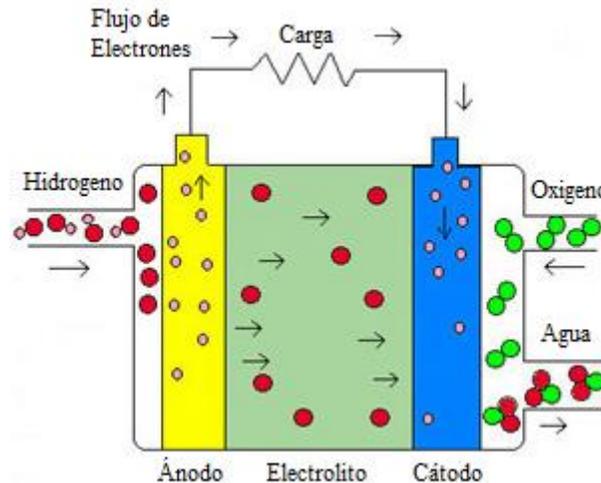


Figura 2.1 Esquema general de una celda de combustible

La efectividad del proceso de las celdas de combustible depende del electrolito utilizado para crear la reacción química necesaria para el transporte de iones, es por eso que se clasifican las celdas de combustible de acuerdo al tipo de electrolito usado [27]:

- Celdas de Combustible de Ácido Fosfórico
- Celda de Combustible de Membrana de Intercambio de Protón
- Celdas de Combustible de Carbonato Fundido
- Celdas de Combustible de Óxido Sólido

Se ha determinado que las celdas de combustible son muy costosas para competir con la red de suministro eléctrico, pero al producir estos dispositivos en grandes cantidades según expertos los costos deben reducir [26].

2.2.2) Micro turbinas

Una Micro Turbina es un pequeño generador acoplado a una turbina de gas, emplea aire y la combustión de gas natural para producir un torque en el eje y de esta forma hacer rotar un generador eléctrico y producir electricidad [26].

Hay dos tipos de micro turbinas:

- Micro turbinas de un solo eje
- Micro turbinas de dos ejes o eje partido

La micro turbina de un solo eje es una unidad de alta velocidad, en la cual la turbina y el compresor están montados sobre el mismo eje del generador eléctrico. Las micro turbinas

de dos ejes o de eje partido, como también son denominadas, emplean una turbina que gira a 3600 rpm y un generador convencional (usualmente un generador de inducción) [27].

En la Figura 2.2 se muestran los componentes esenciales de una micro turbina de dos ejes o eje partido [26].

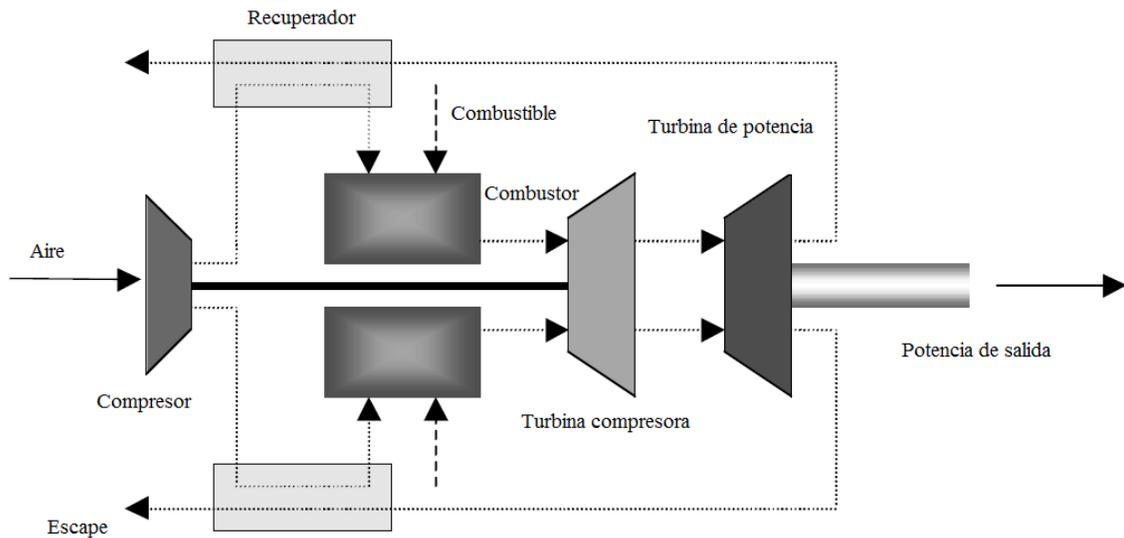


Figura 2.2 diagrama esquemático de una micro turbina de doble eje

Probablemente las características más importantes de las microturbinas, sea el bajo nivel de emisiones y de ruido, y el reducido peso y dimensiones de la instalación. Por ello, pueden ser colocadas en sitios donde se requiera la producción de energía eléctrica con limitación de espacio, o en lugares sensibles a la contaminación ambiental o acústica.

2.2.3) Máquina de combustión interna

Las máquinas de combustión interna representan una de las tecnologías más comunes empleadas en las fuentes de GD, y son las tecnologías tradicionales para plantas de emergencia en todo el mundo. Su costo es menor al de otras tecnologías de GD, pero en cuanto a los costos de mantenimientos se pueden encontrar entre los más elevados [26].

Las principales desventajas al usar máquinas de combustión interna son:

- Costo de mantenimiento. El costo es elevado entre las demás tecnologías de GD debido al gran número de partes móviles.
- Emisiones. Las emisiones de contaminantes son altas entre las demás tecnologías de GD.

Algunas de las características de las máquinas de combustión interna son:

- El costo de esta tecnología es de las más bajas con respecto a las demás tecnologías de GD.

- Las capacidades de generación que van desde los 5kW hasta los 10 MW.

2.2.4) Celdas fotovoltaicas

Las celdas fotovoltaicas convierten directamente la luz solar en energía eléctrica. Debido a que su alimentación es por luz solar, se necesitan grandes áreas para captar grandes cantidades de luz y generar gran cantidad de energía eléctrica, esto se refleja en que el costo por el combustible es nulo [26].

Un panel fotovoltaico está formado de dos capas de material semiconductor generalmente silicio, una capa negativa que es la superior y una capa positiva que es la inferior, como la luz solar incide sobre la superficie del panel en forma de fotones esta hace que la capa superior absorba estos fotones, haciendo que se liberen los electrones y pasen hacia la capa inferior. La capa inferior y superior tiene un cubrimiento metálico por el cual va a fluir los electrones por medio de cables en forma de corriente directa hacia la carga. Para esta tecnología es necesario emplear un inversor por el medio del cual se conecta a la carga o a la red de suministro en CA.

En la Figura 2.3 se muestra un esquema sencillo del principio de funcionamiento de una celda fotovoltaica.

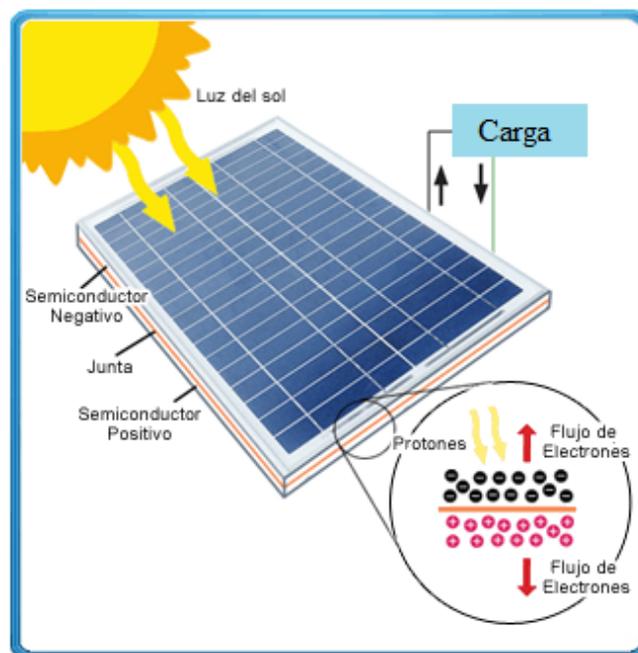


Figura 2.3 Diagrama esquemático de una celda fotovoltaica

Mantenimiento prácticamente insignificante, sin consumo de combustible y cero emisiones al medio ambiente son las características que hacen atractivo el uso de esta tecnología [26].

2.2.5) Aerogeneradores

Un aerogenerador es una máquina que convierte la energía mecánica obtenida del viento a través de hélices y a su vez por medio de un generador en energía eléctrica. Su principio de funcionamiento se basa en que por medio de las hélices capta la energía cinética obtenida del viento, a su vez hace girar la flecha para transmitir un par hacia la caja multiplicadora. La caja multiplicadora se utiliza para incrementar la velocidad de la flecha, esto es debido a que la velocidad obtenida por medio de la energía cinética del aire es menor a la requerida por generador eléctrico.

La descripción arriba mencionada se puede interpretar mediante la Figura 2.4, la cual muestra las partes principales que constituyen a un aerogenerador.

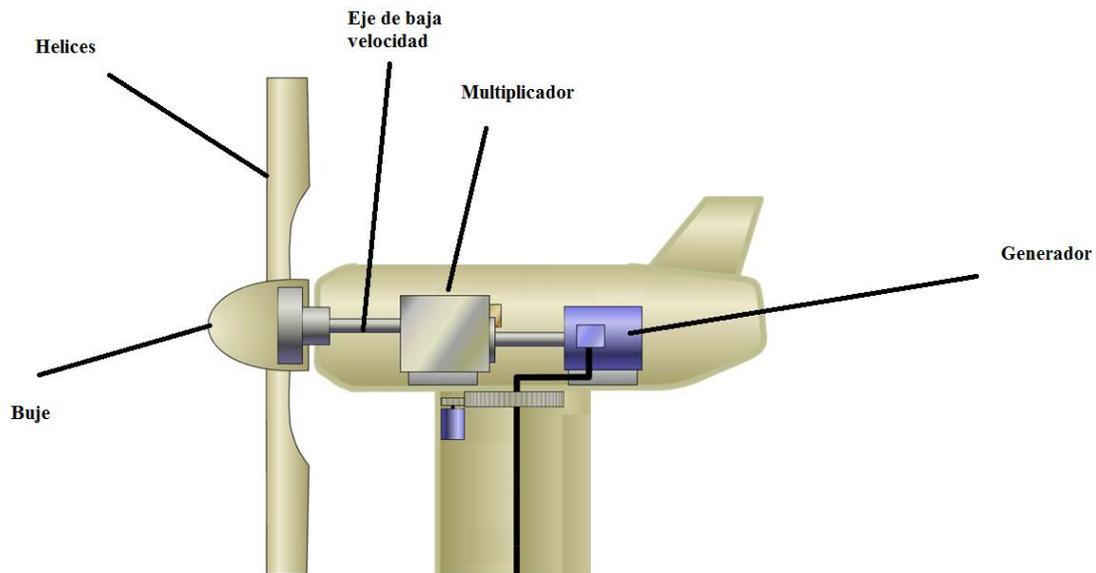


Figura 2.4 Diagrama esquemático de un aerogenerador

Al igual que las celdas fotovoltaicas, tienen un mantenimiento prácticamente insignificante, sin consumo de combustible y cero emisiones al medio ambiente son las características que hacen atractivo el uso de esta tecnología.

2.3) SISTEMA AISLADO

Una isla se refiere a una condición en la que una porción del sistema eléctrico contiene GD y cargas, y están separadas del sistema eléctrico, dentro de esta condición el operador del sistema eléctrico no tiene control de esta porción del sistema [28].

Como lo definen algunos autores, la operación aislada de la GD en la red de distribución es una situación en la que uno o más generadores suministran energía a un conjunto de cargas que no están conectadas al sistema de potencia, esto es después de que la alimentación principal se ha interrumpido debido a una falla [29].

2.4) INTERCONEXIÓN

Al considerar la interconexión de GD dentro de los sistemas de potencia, se deben tomar en cuenta aspectos económicos y técnicos. Un problema que se puede presentar cuando se cumplen los aspectos técnicos y económicos, es cuando existen factores que afectan la localización y capacidad de las fuentes de GD, factores como la tecnología a utilizar y el modo de operación [27].

Como se menciona en el IEEE Standard 1547 “Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” [30], la interconexión es el resultado del proceso de añadir una unidad de GD a un área del SEP.

La Figura 2.5 muestra la relación entre los términos de interconexión según [30].

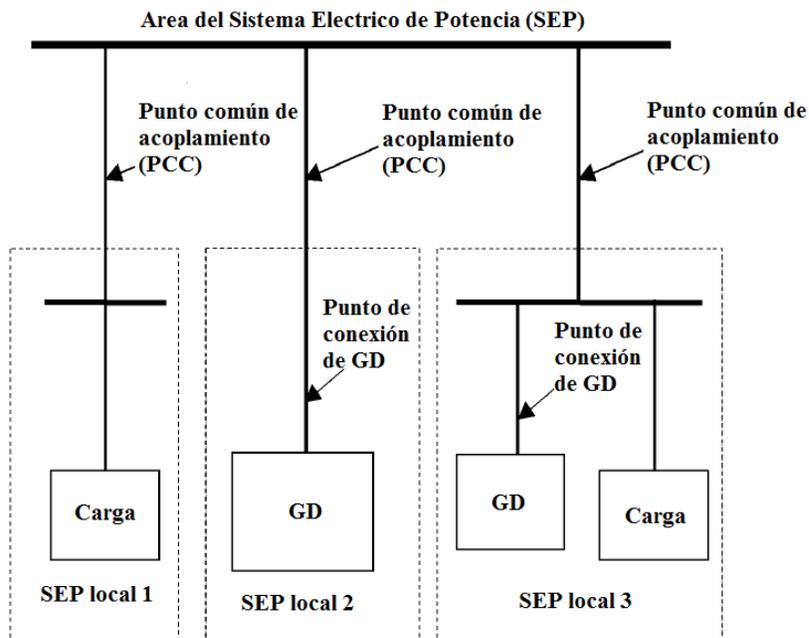


Figura 2.5 Relación entre los términos de interconexión según IEEE Standard 1547

- *Área del SEP*: Área del SEP que sirve a un área local del SEP.
- *Área local del SEP*: Es un área del sistema eléctrico de potencia que sirve a un SEP local.
- *Punto común de acoplamiento (PCC)*: Es un punto donde el área local del SEP está conectado al SEP.
- *Punto de conexión de GD*: es el punto donde una unidad de GD está conectada al SEP.
- *Interconexión*: Es el resultado del proceso de añadir una unidad de GD al SEP.

Este estándar provee una serie de requerimientos en cuanto a operación, pruebas, consideraciones de seguridad y mantenimiento, refiriéndose a la interconexión de unidades de GD. Las especificaciones y requerimientos, son necesarios para la

interconexión de unidades de GD, incluyendo máquinas síncronas, máquinas de inducción o convertidores estáticos de potencia. Dicho estándar está limitado a la interconexión de unidades menores a 10 MVA o menos al punto común de acoplamiento y con voltajes típicos en el sistema de distribución [30].

2.5) MODO DE OPERACIÓN DE LA GD

Dentro de los estudios de flujos de potencia en redes de distribución, las unidades de GD operan de dos modos, como una unidad que inyecta potencia constante (nodo PQ) o como una unidad que puede controlar la tensión en el nodo donde está conectada (nodo PV). Para determinar el modelo correcto en dichos estudios, se requiere saber el tipo de conexión a la red [27].

En la Figura 2.6 se muestra el modelo genérico de una fuente de GD, el cual está compuesto por cuatro bloques:

- *Energía primaria*: Diésel, gas natural, biocombustibles, sol, agua, viento, etc.
- *Conversión primaria*: Motor de combustión interna, turbina a gas, turbina de viento, etc.
- *Generador*: Generador síncrono o de inducción.
- *Conexión a la red o interfaz*: Directamente o por medio un inversor.

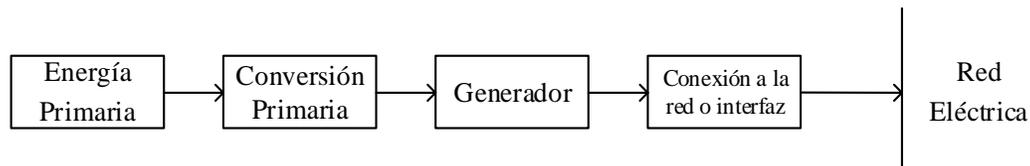


Figura 2.6 Modelo genérico de una fuente de GD

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, la energía primaria en el modelo de una unidad de GD puede conectarse a la red directamente, por medio de un generador síncrono o de inducción, o por medio de la combinación de una máquina eléctrica y una interfaz de electrónica de potencia. Este aspecto de conexión a la red es el importante para saber el modo en que va a operar una unidad de GD en el estudio de flujos de potencia en redes de distribución, como se muestra en la Tabla 2.3, algunas de las tecnologías de GD y sus conexiones a la red, así como el modelo apropiado de modo de operación [31].

Tabla 2.3 Modelo de operación de la GD en estudios de flujos de potencia en distribución

<i>Tecnología</i>	<i>Conversión primaria</i>	<i>Maquina eléctrica</i>	<i>Interfaz</i>	<i>Modelo apropiado para análisis de flujos de potencia en redes de distribución</i>
Máquinas de combustión interna	Máquinas de combustión interna	Generador síncrono	-	PQ PV
Micro turbinas	Turbina a gas	Generador síncrono Generador inducción	-	PQ PV
Aerogeneradores	Turbina eólica	Generador síncrono Generador inducción	-	PQ PV
Arreglos fotovoltaicos	Celda fotovoltaica	-	Inversor	PQ
Celdas de combustible	Celdas de combustible	-	Inversor	PQ

2.5.1) Factor de potencia constante

En el modo de factor de potencia constante, la unidad de GD es programada para que entregue una potencia activa ($P_g = P_{GD}$), y la potencia reactiva (Q_g) que la unidad entregara, satisface un determinado factor de potencia considerado ($\cos\phi$):

$$\frac{P_g}{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}} = \cos\phi \quad (2.1)$$

En este modo de operación, hay dos límites que deben ser respetados:

- La capacidad nominal de la unidad (S_{nom})
- El factor de potencia debe permanecer constante e igual

Cuando la unidad de GD opera a factor de potencia constante, se tiene la ventaja de que la generación de potencia reactiva aumenta, conforme va aumentando la generación de potencia activa. En la Figura 2.7 se muestra que para un factor de potencia constante ($\cos\phi$), un incremento en la potencia activa P_{g1} a P_{g2} , crea un incremento en la potencia reactiva generada por la unidad Q_{g1} a Q_{g2} .

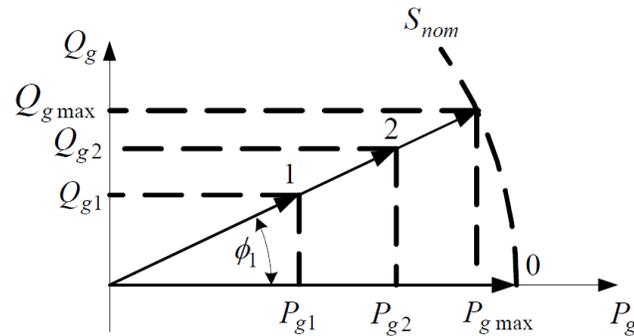


Figura 2.7 Diagrama de operación PQ para una unidad de GD en modo de factor de potencia constante

Dentro del modo de operación a factor de potencia constante, algunas de las tecnologías de GD que entran dentro de esta operación son las que ocupan convertidores electrónicos de potencia, en el caso de micro turbinas, celdas de combustible y sistemas fotovoltaicos, ya que no generan reactivos y su factor de potencia es constante igual al unitario [27].

2.5.2) Compensación de Reactivos con Límite

En este modo de operación, se permite un control limitado de voltaje local por la inyección variable de potencia reactiva dentro de ciertos límites. Es muy común que estos límites vengán expresados en diagramas de operación de potencia activa versus potencia reactiva o bien el clásico diagrama del círculo.

$$Q_{min} \leq Q_g \leq Q_{max} \quad (2.2)$$

Las tecnologías de GD basadas en generadores síncrono y en algunos casos muy particulares de unidades con interfaz de electrónica de potencia a la red, permiten este modo de operación, las turbinas de gas y ciclo combinado, al igual que los generadores diésel, operan en este modo [27].

2.6) CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

La confiabilidad es una característica y una medida que describe la capacidad de cualquier sistema para llevar a cabo su función prevista [32]. También el *The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms*, define confiabilidad como la probabilidad de que un sistema o componente realice la función adecuada por un periodo de tiempo previsto y bajo ciertas condiciones [33]. En el caso de un sistema eléctrico, la función principal es suministrar energía a los clientes finales (consumidores) [34].

Las redes de distribución se relacionan directamente con los consumidores, ya que transportan la energía eléctrica desde la subestaciones hacia los puntos de utilización. Este servicio debe tener ciertos valores como tensión, frecuencia, forma de onda y continuidad.

Este último parámetro tiene que ver directamente con la confiabilidad, ya que como se mencionó anteriormente la función principal es la de mantener un servicio continuo a los usuarios.

2.7) SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Los sistemas eléctricos de distribución se pueden dividir principalmente en tres partes [32]:

- *Subestaciones*: Son los puntos de conexión para las redes de transmisión. Comprenden desde los grandes transformadores de potencia que reducen los voltajes a valores se reducen los niveles de tensión a valores típicos del sistema de transmisión (generalmente mayores de 69 kV) a más bajas en el rango de 5-35kV. Las subestaciones también comprenden equipo de protección como cuchillas desconectadoras, interruptores y relevadores en ambos lados tanto en el sistema de transmisión y en el sistema de distribución, equipo de medición como transformadores de corriente y de potencial, y equipos de regulación como bancos de capacitores que regulan la tensión.
- *Sistema de distribución primario*: Es el medio por el cual se transporta la energía eléctrica de la subestación de distribución hacia los transformadores de distribución, comprende alimentadores trifásicos y monofásicos que alimentan las redes de distribución secundaria, pueden ser líneas aéreas o subterráneas. Incluye equipo de protección como fusibles, restauradores e interruptores. Las cuchillas y seccionalizadores son dispositivos que se utilizan para aislar áreas falladas ayudando así a restaurar la energía eléctrica a algunos consumidores mientras se realiza la reparación del elemento fallado.
- *Sistema de distribución secundario*: Típicamente tienen transformadores montados en poste o montados en plataformas que reducen el voltaje para alimentar los puntos de carga de los consumidores. Los usuarios generalmente están conectados con los transformadores más cercanos por medio de líneas cortas o cables. Se puede entender que los sistemas de distribución tienen numerosos componentes que están dispersos sobre grandes regiones geográficas con variaciones de carga y diversas condiciones climatológicas.

2.7.1) Topología de la red de distribución

Los sistemas de distribución son principalmente radiales, y se define como un sistema en el que cada componente tiene un camino único hacia una fuente de energía. La dirección del flujo de potencia en un sistema radial es unidireccional, es decir hay una fuente de energía con múltiples cargas conectadas a lo largo de varios alimentadores, una falla en algún componente significa una interrupción a todos los consumidores aguas abajo del componente fallado. A pesar de ser comparativamente menos confiable con otras topologías, debido a una gran variedad de componentes conectados en serie, esta configuración se prefiere debido a que es más económica y aspectos como dispositivos de protección son más simples de dirigir. Las redes radiales son usadas en zonas rurales y residenciales [32].

En algunos sectores como la industria y los servicios de la salud cualquier interrupción en el suministro puede ser muy crítica, debido a los procesos o servicios que brindan siempre requieren de un suministro continuo. Para asegurar niveles altos de confiabilidad, un sistema radial se le pueden incorporar interruptores normalmente abiertos entre alimentadores, para que los puntos de carga estén alimentados por diferentes caminos a una sola fuente en caso de una falla.

2.8) TIPOS DE INTERRUPCIONES

Una interrupción es la pérdida de suministro de energía al consumidor [35]. El efecto de una interrupción es variable, sobre todo depende de la carga interrumpida en ese instante y del tipo de consumidor. Para un usuario doméstico una interrupción puede significar un reajuste de su tiempo o quedarse sin aire acondicionado en un día de verano. Para un establecimiento industrial o comercial, esto significa que las computadoras pueden fallar y provocar una pérdida de millones en producción. Las interrupciones se clasifican en base a su duración como [32]:

2.8.1) Interrupción temporal/momentánea

Una interrupción que dura menos de un minuto se considera como interrupción temporal [35]. Éstos son parpadeos causados generalmente por la acción de apertura-cierre de los restauradores debido al contacto de un conductor con árboles, la conmutación de grandes cargas, entre otros. Aparte de ser una molestia, estas interrupciones son de mayor importancia para cargas y procesos automáticos que cuentan con equipo controlado por computadoras [32].

2.8.1) Interrupción permanente/sostenida

Una interrupción que es mayor o igual a un minuto se le considera como interrupción permanente [34]. Estas fallas no son liberadas automáticamente y requieren que las cuadrillas de trabajo vayan a localizar la falla, la repararen y restauren el sistema. La duración mencionada anteriormente es un estándar pero no es universal. Algunas empresas eléctricas definen las interrupciones de más de un minuto como permanente o sostenida. Por lo que, es importante conocer la definición de una interrupción antes de hacer cualquier análisis en un sistema en particular [32].

2.9) CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES

Para tener una idea de cómo se organizan y operan los sistemas de distribución, es importante entender algunas de las causas más comunes de las fallas. Un análisis más detallado sobre algunas de las principales causas son [32]:

2.9.1) Envejecimiento

Cada componente tiene un tiempo de vida útil específico. Incluso funcionando bajo condiciones ideales, un componente tiende a fallar y quedar fuera de servicio. El envejecimiento es quizá el factor más importante que da como resultado fallas de equipo e

interrupciones al consumidor. Fácilmente se puede percibir que cualquier equipo que sea más viejo que otro tiene una mayor probabilidad de falla.

2.9.2) Incremento de la demanda

Debido al incremento en la demanda de los consumidores durante los meses pico, aumenta el consumo en los equipos. Esto a su vez incrementa las temperaturas de operación de los equipos dando como resultado niveles reducidos de aislamiento de tal modo que vuelven más susceptibles a las fallas. En el caso del equipo de protección como restauradores el incremento de la actividad tiende a hacerlos fallar debido al desgaste mecánico que ocurre en las piezas móviles.

2.9.3) Clima

Otro factor importante que influye en la vida útil de un componente es el medio ambiente. Climas con polvo y humedad generalmente aumentan la ocurrencia de fallas. Las condiciones adversas del tiempo incrementan la probabilidad de ocurrencia de las fallas. Los equipos tienden a fallar a menudo durante eventos como descargas atmosféricas y tormentas.

2.9.4) Vegetación

Los árboles son uno de los contribuidores más grandes a las fallas en sistemas de distribución. Las empresas eléctricas cada año utilizan una gran parte de su inversión para prevenir el crecimiento de árboles y vegetación en líneas eléctricas. Aparte de causar interrupciones debido a las fallas que se presentan por contacto de árboles con las líneas, el crecimiento de estos en las mismas puede causar más interrupciones momentáneas como resultado de las operaciones de los restauradores que intentan liberar las fallas, el aumento de pérdidas en la línea y en algunos casos también incendios forestales que son catastróficos. De esta forma, cada vez es más importante que las empresas eléctricas den mantenimiento a sus derechos de vía.

2.9.5) Animales y plagas

El incremento de la actividad de los animales cerca del equipo energizado con frecuencia da lugar a interrupciones que son difíciles de prevenir. Frecuentemente, animales como ardillas y pájaros quedan atrapados cerca de las líneas eléctricas dando como resultado generalmente fallas e interrupciones sostenidas. Otras causas comunes incluyen a las serpientes, hormigas, termitas, entre otros.

2.9.6) Factores humanos

No importa que tan sofisticados puedan ser los sistemas de potencia, siempre hay un factor humano implicado en el funcionamiento del mismo. Las interrupciones pueden presentarse debido a muchas razones algunas de ellas intencionales mientras que las otras de manera no intencional. Las intencionales como mantenimiento se programan y a menudo se informan al consumidor, las situaciones como accidentes y errores de conmutación, entre otras son no intencionales.

2.10) EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Algunos de los aspectos importantes de la evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución son [32]:

- *Analizar y mejorar el desempeño del sistema:* La evaluación de la confiabilidad ayuda en la identificación de áreas débiles en términos de la frecuencia y duración de las fallas en el sistema. Se pueden realizar varios tipos de análisis para identificar donde se pueden realizar las mejores inversiones para mejorar el desempeño de los sistemas de tal forma que permitan a las empresas eléctricas obtener el mejor aprovechamiento del dinero.
- *Identificar zonas vulnerables:* Un 80% de las fallas ocurren en los sistemas de distribución, es por esta razón que se debe analizar e identificar los peligros y vulnerabilidades de sectores críticos. El análisis de la confiabilidad ayuda a identificar los puntos de carga con confiabilidad baja y las acciones necesarias para asegurar la continuidad en el suministro.
- *Como herramienta para la planeación de expansión del sistema:* Los crecientes requerimientos energéticos y cargas necesitan la expansión y el desarrollo de los sistemas existentes. Por lo que se requiere cuantificar y comparar varios proyectos que ayuden a mejorar el desempeño de los sistemas mientras se mantiene bajos costos. Los modelos de confiabilidad permiten que las empresas eléctricas evalúen las ventajas obtenidas de varios proyectos propuestos y elijan el mejor después de un análisis detallado de costo-beneficio.
- *Requerimientos regulatorios:* La desregulación ha traído cambios significativos en la forma en que operan los sistemas eléctricos. Una de ellas es la minimización de los costos, por otra parte, los organismos reguladores responsables del bienestar del consumidor están imponiendo los requisitos estatutarios que se deben cumplir. Los modelos de análisis de confiabilidad ayudan a las empresas a evaluar su desempeño y minimizar el riesgo de penalizaciones.

2.10.1) Evaluación histórica o pasada de la confiabilidad

La mayoría de las empresas eléctricas tienen registros de eventos que suceden en el sistema. Estos incluyen el historial de fallas, que comprende detalles de tiempos de falla y consecuencias en términos de carga interrumpida, cuadrillas y recursos monetarios requeridos para la restauración y el tiempo tomado por reparación. La evaluación histórica de confiabilidad involucra el uso de información para cálculos simples de índices de confiabilidad que pueden ser usados para determinar el desempeño pasado del sistema [10]. Los índices obtenidos de este análisis son utilizados por las empresas eléctricas para identificar las áreas que no se han desempeñado bien en un pasado reciente, esto también da una estimación de la asignación de recursos hecha el año anterior. La mayor parte de las empresas eléctricas utilizan la información para hacer informes anuales a los organismos reguladores.

Para el cálculo de los índices de confiabilidad, las empresas eléctricas utilizan comúnmente grandes bases de datos donde se mantienen los historiales de las

interrupciones. Estas bases de datos son ampliamente detalladas e incluyen información de la localización, hora, fecha del evento, componentes fallados y el número de consumidores interrumpidos. También se registra el tiempo tomado para restaurar el servicio a los consumidores afectados, el tiempo para remplazar el componente fallado y la causa de la interrupción. También son registrados los eventos donde el servicio fue restaurado en etapas debido a la acción de conmutación o a la reconfiguración del sistema.

Los datos mínimos requeridos para obtener un modelo de predicción de confiabilidad y posteriormente hacer el estudio predictivo de la confiabilidad en redes de distribución son [10]:

- *Causa de la interrupción:* El evento que causo la interrupción al equipo como, fallas relacionadas con vegetación, error humano, entre otros. Pueden ser usadas para analizar las causas que ocasionan la mayoría de las interrupciones y para tomar las medidas necesarias para disminuir las interrupciones. Así, el análisis permite que los encargados de planeación y operación del sistema identifiquen ampliamente las estrategias de asignación de recursos para el mantenimiento y mejora del sistema.
- *Componentes fallados:* Es utilizado para identificar los modos de falla de cada componente y el efecto de mantenimiento en cada uno de estos modos de falla.
- *Duración del evento:* Determina las interrupciones sostenidas y las temporales, en medida de cuál es la duración de las interrupciones es la mejora que se obtiene. Esto ayuda a planificar el sistema y a disminuir áreas con problemas de confiabilidad.
- *Localización:* Los índices se calculan en base a regiones como poblaciones, centros de servicio, subestaciones, alimentadores, entre otro, para comparar el desempeño y las operaciones futuras de la planeación regional.

La evaluación histórica de la confiabilidad se utiliza para entender las actuales condiciones del sistema e identificar las áreas potenciales para la inversión futura.

2.10.2) Evaluación predictiva o futura de la confiabilidad

La evaluación predictiva de la confiabilidad se usan principalmente para determinar la respuesta del sistema a los diferentes tipos de mantenimiento y proyectos de mejora. La evaluación predictiva de la confiabilidad implica el uso de datos históricos de fallas para desarrollar modelos de probabilidad que puedan predecir la ocurrencia de las fallas. Se utilizan técnicas y algoritmos matemáticos para simular la operación del sistema y para desarrollar una producción de cómo será el desempeño del sistema en el futuro. El análisis predictivo es usado para determinar los índices de desempeño del sistema en un futuro próximo y realizar un análisis de contingencias. Su aplicación consiste en la evaluación de mejoras obtenidas usando diversos planteamientos y estrategias, así como herramientas en la toma de decisiones.

La información requerida para la evaluación predictiva se muestra a continuación:

- *Topología de la red:* Esto quiere decir, la información de cómo los diversos componentes de conectan al sistema, la información con respecto a los consumidores, cargas y su clasificación. La información se presenta generalmente

en forma de números de identificación únicos que distinguen los componentes, sus componentes aguas abajo y aguas arriba, información de la carga, número de consumidores.

- *Información de la falla:* La información respecto a la falla requiere establecer un historial de la misma para cada componente. Esta información es generalmente más difícil de obtener. La información del tiempo de falla exacta de un componente y su causa puede ser utilizada para desarrollar modelos de falla y derivar los índices de falla.
- *Tiempos de reparación:* Cada interrupción o falla sostenida en un sistema requiere que la cuadrilla repare o sustituya uno o más componentes que restauren el sistema a su estado original. El tiempo requerido para identificar y reparar una falla en el sistema es importante para determinar la interrupción que los consumidores podrían enfrentar cuando ocurre una falla de un componente en particular.
- *Tiempos de conmutación:* El uso de seccionadores e interruptores es una práctica que se usa para mejorar la confiabilidad de ciertos consumidores. El tiempo de conmutación es el tiempo requerido para identificar la falla, identificar el interruptor más cercano y después operarlo.

2.11) MÉTODO ANALÍTICO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Los modelos de simulación analíticos se basan en el cálculo del impacto de las fallas en cada elemento. Una vez calculado, el impacto de cada falla es medido por su probabilidad de ocurrencia, resultando en el impacto anual esperado de una posible falla en cada componente. Los valores esperados de los índices de confiabilidad para cada componente se obtienen sumando los resultados de cada análisis de fallas [32].

Los métodos analíticos constituyen la base de los programas de evaluación de confiabilidad. Uno de los métodos más conocidos es el FMEA (Failure Modes and Effects Analysis) es una de las formas más simples y directas de estimar la confiabilidad en sistemas de distribución [36].

Para estimar la confiabilidad en el sistema, se supone en el sistema ocurre cada uno de los estados de falla en forma independiente y son reparados antes de que otro ocurra. La respuesta del sistema a cada uno de estos estados de falla es registrada con el número de consumidores afectados y la duración del evento. Entonces la contingencia es evaluada por la probabilidad de su ocurrencia y se calculan los índices relevantes de confiabilidad antes de considerar la siguiente falla. En resumen, para varias fallas en el sistema, la respuesta del sistema es determinada y evaluada por la probabilidad de su ocurrencia para calcular los índices de confiabilidad necesarios. A continuación se describe brevemente la evaluación de la confiabilidad:

- 1) Para un alimentador en particular, se determinan la localización de los dispositivos de protección y conmutación, el número de consumidores y la carga interrumpida cuando estos operan en respuesta de una falla. Estos valores son considerados para el resto del análisis.

- 2) Selecciona una falla.
- 3) Evaluar los efectos de interrupción de la falla en todo el alimentador para determinar el dispositivo que interrumpe la falla y las acciones de conmutación que reconfiguran el alimentador y restablecen algunos consumidores.
- 4) Evaluar la falla por la probabilidad de su ocurrencia.
- 5) Actualizar los efectos de interrupción de la falla.
- 6) Repetir los pasos 2-6 hasta que todas las fallas hayan sido simuladas.
- 7) Por ultimo calcular los índices necesarios

2.11.1) Estructura y navegación en redes radiales

Como se mencionó anteriormente un sistema radial es definido como un sistema donde cada componente tiene un único camino hacia la fuente. Una de las partes más importantes de la simulación analítica es realizar navegaciones en la red de distribución para encontrar uno o varios componentes que sirven para algún fin en el análisis. En la navegación de redes radiales se tiene como objetivo encontrar: dispositivos de protección para simular su operación, componentes afectados por la falla, cuchillas normalmente abiertas y normalmente cerradas para realizar restauraciones [21]. La forma de encontrar estos dispositivos es mediante búsquedas aguas arriba y búsquedas aguas abajo, las cuales se muestran a continuación [32]:

- Búsqueda aguas arriba: Esta búsqueda se utiliza para encontrar: fuentes de energía, dispositivos de protección y cuchillas normalmente cerradas. Básicamente, la búsqueda se realiza hacia la fuente de energía y como en redes radiales cualquier componente donde se pueda iniciar la búsqueda va a depender de cómo se introduce el dato de la topología de la red. En la se muestra una búsqueda aguas arriba de una red radial a partir de un componente fallado, en este caso el componente "X", el cual muestra el recorrido.

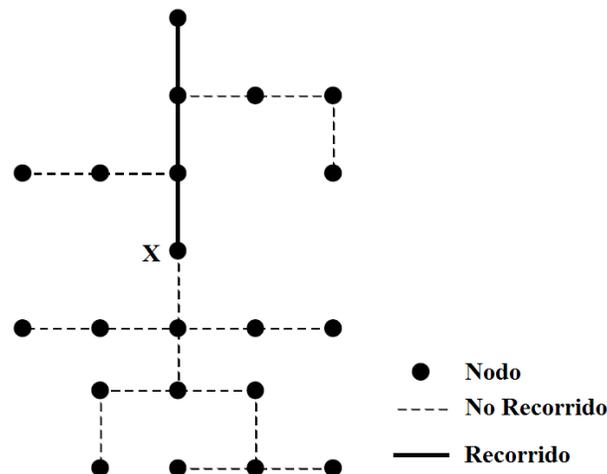


Figura 2.8 Búsqueda aguas arriba

- Búsqueda aguas abajo: Se utiliza para encontrar componentes afectados por la falla, puntos de carga, cuchillas normalmente cerradas para aislar la falla y

cuchillas normalmente abiertas para restaurar componentes que se encuentren aguas abajo del componente fallado. Se realiza la búsqueda alejándose de la fuente de energía, esta búsqueda puede tener varios caminos donde se realice la búsqueda, por lo que estos algoritmos son más complicados.

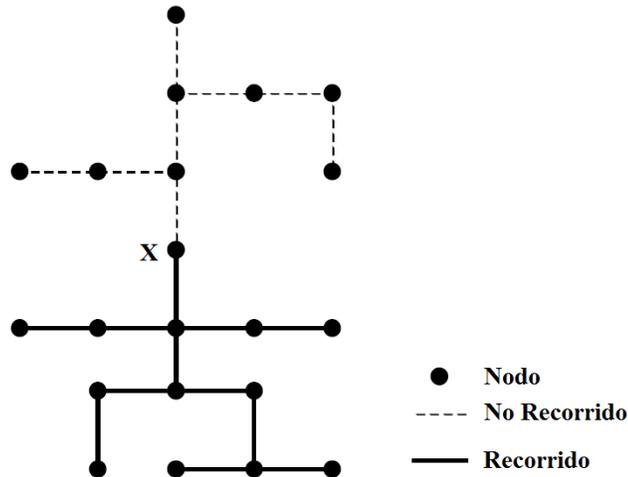


Figura 2.9 Búsqueda aguas abajo

2.11.2) Datos para evaluación de la confiabilidad

Una red puede ser representada como una interconexión de componentes cuyas fallas características pueden ser utilizadas para predecir el desempeño del sistema. Un sistema grande puede ser representado matemáticamente por un conjunto de componentes que están interconectados entre sí en base a la topología del sistema.

Para evaluar los índices de confiabilidad que se describirán en secciones posteriores, se requieren ciertos datos para cada punto de carga y para el sistema en general, los siguientes datos son requeridos [37]:

- *Tasa de falla permanente:* La tasa de falla permanente es una medida del número esperado de interrupciones sostenidas del componente en un tiempo determinado. De esta forma un componente con una tasa de falla de dos interrupciones por año tiene en promedio dos interrupciones que son fallas permanentes al año.
- *Tasa de falla temporal:* Las fallas temporales en un circuito son causadas por motivos como árboles que tocan los conductores, operaciones de recierre, entre otras. El número esperado de fallas temporales que ocurre en un componente se define como su tasa de fallas temporales. Estas fallas son auto-liberadas y no requieren reparación para restaurar el servicio. Las fallas temporales son más que una molestia y no pueden ser ignoradas. En estos casos el tiempo de restauración se puede considerar instantáneo.
- *Tiempo promedio de reparación:* Cuando ocurre una falla permanente en un componente, es necesario reparar para restaurar el componente a su estado normal. De esta forma el tiempo promedio de reparación del componente es el tiempo requerido para reparar una falla permanente originada en un componente en

particular. Es el tiempo promedio en el que el componente está fuera de servicio y se repara, esto incluye el tiempo tomado para identificar el componente fallado y aislarlo, y el tiempo requerido para desplazarse a la localización de la falla y realizar reparaciones.

- *Tiempo promedio de conmutación*: El tiempo promedio de conmutación representa el tiempo tomado por un interruptor para operar y aislar el área fallada. Esto incluye el tiempo necesario para identificar el área fallada y el tiempo requerido para operar el interruptor. En el caso de los interruptores operados manualmente, incluye el tiempo tomado en viajar a la localización de los interruptores y operarlos. Para interruptores automáticos, el tiempo tomado para el interruptor es mucho menor. Una operación de conmutación se produce si y solo si ocurre una falla permanente y el tiempo promedio de reparación del componente fallado es mucho mayor que el tiempo promedio de conmutación.
- *Tasa de mantenimiento*: Es el número de veces por año en que un componente está fuera de servicio por mantenimiento, ya sea requerido o programado.
- *Tiempo promedio de mantenimiento*: Es el tiempo que se espera que el componente esté fuera de operación por mantenimiento, está dado en horas.

Estos datos son importantes para la evaluación de la confiabilidad, sin embargo los datos más indispensables son la tasa de falla, tiempo de reparación y tiempo de conmutación.

2.11.3) Reconfiguración del sistema

La reconfiguración en una red de distribución es la acción de apertura de cuchillas normalmente cerradas y cierre de cuchillas normalmente abiertas. Cuando una red está operando de forma normal, se realizan para mejorar las condiciones de operación como reducir pérdidas en las líneas o mejorar la confiabilidad, este segundo aspecto es el que estaremos utilizando en el presente trabajo. Cuando ocurre una falla sostenida en la red de distribución, se realiza para aislar la falla y restaurar energía a una o varias zonas que fueron afectadas, en general son referidas esas reconfiguraciones como restauraciones [21].

La restauración se realiza cuando ocurre una falla sostenida y el tiempo de conmutación es menor al tiempo que dura la falla. Se puede dividir en restauración aguas arriba y restauración aguas abajo [32].

La restauración aguas arriba realiza una búsqueda de una cuchilla normalmente cerrada a partir del componente afectado y hasta el dispositivo de protección que opere, si la encuentra, hace la apertura de la cuchilla para aislar la falla y restaurar todos los componentes aguas abajo del dispositivo de protección [32].

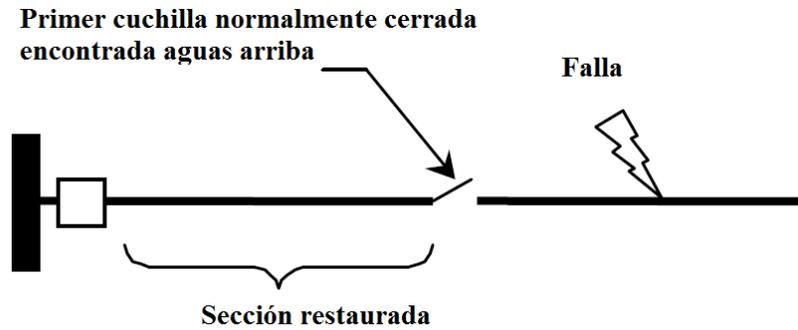


Figura 2.10 Reconfiguración de la red para restaurar una sección después de una falla, restauración aguas arriba

La restauración aguas abajo realiza una búsqueda aguas debajo de una cuchilla normalmente cerrada a partir del componente fallado, si la encuentra la abre para aislar la falla, entonces realiza una búsqueda aguas debajo de una cuchilla normalmente abierta a partir de la cuchilla normalmente cerrada que fue abierta, si la encuentra la cierra para realizar una conexión hacia otro alimentador y restaura todos los componentes aguas debajo de la cuchilla que fue abierta para aislar la falla.

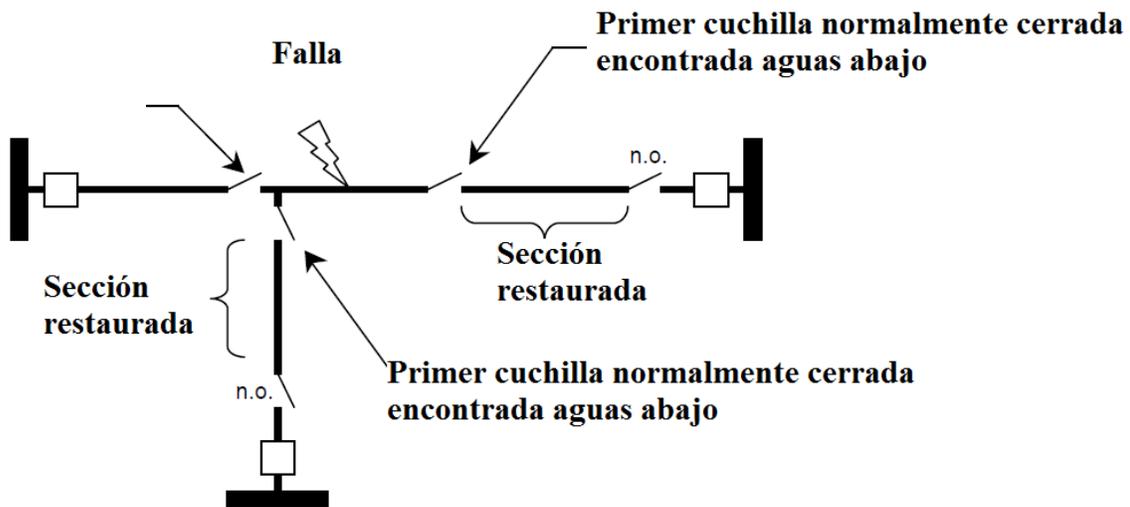


Figura 2.11 Reconfiguración de la red para restaurar una sección después de una falla, restauración aguas abajo

2.12) MODELADO DE LAS REDES

Para el análisis de un sistema es necesario representar una red de componentes conectados en serie, paralelo o serie-paralelo. En sistema de distribución radial generalmente se modela utilizando los conceptos de las redes serie, es por esto que a continuación se presentan las definiciones para la conexión de los sistemas [6].

2.12.1) Sistema serie

Un sistema serie es aquel donde todos sus componentes deben estar funcionando para garantizar el funcionamiento del sistema, solo necesita fallar un componente para que el sistema falle. Para una representación del sistema en serie se puede considerar dos componentes independientes 1 y 2 conectados en serie, como se muestra en la Figura 2.12.

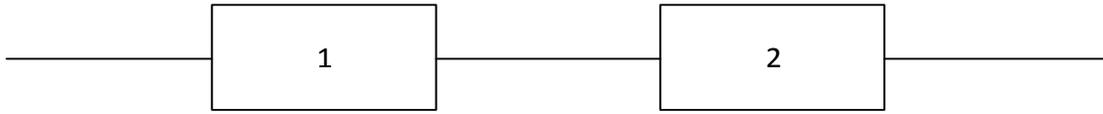


Figura 2.12 Sistema de dos componentes en serie

Debido a que es un sistema en serie, el éxito de que un componente opere correctamente y falle son eventos mutuamente exclusivos y complementarios, esto quiere decir que un evento exclusivo en un elemento no puede presentar dos eventos al mismo tiempo, y un evento complementario tiene solo dos posibles resultados en este caso operación o falla. De aquí se tiene que:

$$R_1 + Q_1 = 1 \quad (2.3)$$

$$R_2 + Q_2 = 1 \quad (2.4)$$

Donde:

R_1 y R_2 la probabilidad de operación exitosa de los componentes 1 y 2 respectivamente

Q_1 y Q_2 la probabilidad de falla de los componentes 1 y 2 respectivamente

Donde la operación de éxito o confiabilidad del sistema es:

$$R_S = R_1 * R_2 \quad (2.5)$$

La ecuación (2.5) muestra solo dos elementos en serie, pero en el caso de que se tengan n componentes, se tiene que:

$$R_S = \prod_{i=1}^n R_i \quad (2.6)$$

Donde:

R_S es la confiabilidad del sistema en serie

R_i es la confiabilidad del elemento i

Como se mencionó anteriormente el éxito y falla del sistema son eventos complementarios, de esto para un sistema de dos componentes la probabilidad de falla es:

$$Q_S = 1 - R_1 * R_2 \quad (2.7)$$

$$Q_S = 1 - (1 - Q_1) * (1 - Q_2) \quad (2.8)$$

$$Q_S = (Q_1 + Q_2) - (Q_1 * Q_2) \quad (2.9)$$

Donde:

Q_S es la probabilidad de falla del sistema en serie

La ecuación (2.9) muestra solo dos elementos en serie, pero en el caso de que se tengan n componentes, se tiene que:

$$Q_S = 1 - \prod_{i=1}^n R_i \quad (2.10)$$

2.12.2) Sistema paralelo

Un sistema paralelo es aquel donde puede estar funcionando al menos uno de sus componentes para que el sistema funcione y todos los componentes deben fallar para que el sistema falle. De acuerdo a esta definición en la Figura 2.13 se consideran dos componentes 1 y 2, conectados en paralelo.

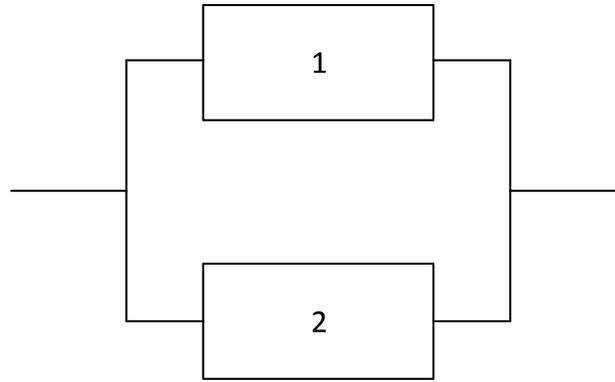


Figura 2.13 Sistema de dos componentes en paralelo

La confiabilidad del sistema es obtenida como el complemento de la probabilidad de falla del sistema, para esto se requiere que los elementos 1 y 2 o ambos estén operando, a continuación se muestra el cálculo de la confiabilidad para la Figura 2.13.

$$R_p = 1 - Q_1 * Q_2 \quad (2.11)$$

$$R_p = 1 - (1 - R_1) * (1 - R_2) \quad (2.12)$$

$$R_p = (R_1 + R_2) - (R_1 * R_2) \quad (2.13)$$

Donde:

R_p es la confiabilidad del sistema en paralelo

Y para un sistema de n componentes:

$$R_p = 1 - \prod_{i=1}^n Q_i \quad (2.14)$$

La probabilidad de falla se calcula como:

$$Q_p = Q_1 * Q_2 \quad (2.15)$$

Y para un sistema de n componentes se calcula como:

$$Q_P = \prod_{i=1}^n Q_i \quad (2.16)$$

Donde:

Q_P es la probabilidad de falla del sistema

CAPÍTULO 3 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.1) INTRODUCCIÓN

La literatura no ofrece un algoritmo generalizada para la evaluación de la confiabilidad en una red de distribución incluyendo fuentes de GD [38]. La principal contribución de la GD en la confiabilidad es en el lado de los clientes, debido a que tiene un efecto importante ya que puede mantener alimentados a los clientes cuando ocurre una interrupción en el servicio.

La presencia de GD en la red de distribución también podría mejorar la confiabilidad del sistema como resultado de alimentar las cargas en una forma de operación aislada durante interrupciones del servicio. Pero a su vez no es capaz de alimentar la demanda completa durante una interrupción, esto debido a la disponibilidad y la capacidad de la unidad de GD. También debido a la conexión como se mostró en la Figura 2.5, el PCC entre la red y la unidad de GD requiere de elementos de protección para una correcta operación de una isla debido a una interrupción.

Dentro de los estudios de confiabilidad en redes de distribución, la GD está asociada con dos tecnologías [39]:

- Tecnologías convencionales: estas unidades de generación garantizan una potencia que puede alimentar la carga durante un periodo de funcionamiento (funcionan con combustibles fósiles).
- Energía renovable: estas unidades no pueden garantizar una potencia de salida debido a la naturaleza intermitente de su energía primaria (sol y viento).

3.2) EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

La mayor parte de los sistemas de distribución están diseñados para operar de forma radial, aunque en algunos casos existen sistemas de distribución débilmente mallados. Regularmente las redes de distribución están compuestas de alimentadores principales, alimentadores laterales, interruptores, transformadores, fusibles, cuchillas, etc. Debido a la estructura radial del sistema de distribución y como se mencionó en secciones anteriores, una falla en cualquiera de los elementos puede traducirse en la interrupción del suministro en los puntos de carga. En cuanto a redes débilmente malladas, existen alternativas de alimentación para las secciones que se desconectan de la fuente principal debido al aislamiento de una falla. La Figura 3.1 muestra una pequeña red radial de distribución compuesta por alimentadores principales, alimentadores laterales, cuchillas NA y fusibles.

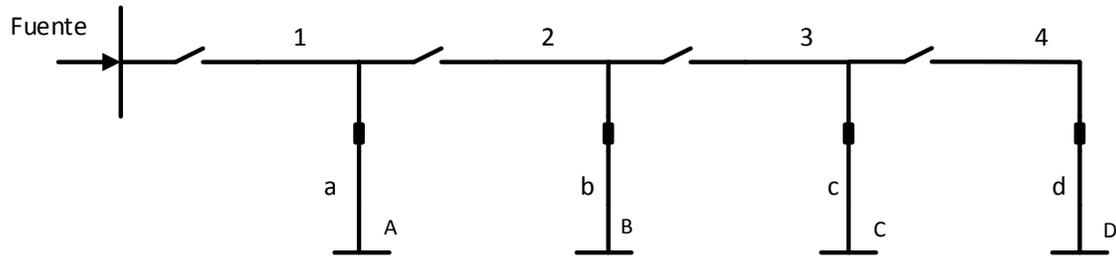


Figura 3.1 Red de distribución radial

Para el cálculo de los índices en cada punto de carga es necesario utilizar formulas básicas, a partir de los elementos en serie desde el punto de carga hasta la fuente principal y todos los elementos que conectados podrían interrumpir el servicio. Los índices en cada punto de carga son la tasa de falla y el tiempo promedio de reparación por falla [40]:

- λ Tasa de falla (fallas por año)
- r Tiempo promedio de reparación por falla (horas por falla iguales al promedio de tiempo de reparación o reemplazo del equipo después de la falla)

En el capítulo anterior se desarrollaron las fórmulas para sistemas en serie y paralelo, a continuación se muestran las fórmulas para el cálculo de la tasa de falla y tiempo de reparación en sistemas con componentes en serie como se muestra en la Figura 3.2.



Figura 3.2 Componentes en serie

Considerando el caso de dos componentes en serie reparables, de la relación de sistema en serie podemos obtener las siguientes relaciones:

$$U_S = (U_1 + U_2) - (U_1 * U_2) \quad (3.1)$$

La ecuación (3.1) es obtenida de la ecuación (2.9)

$$\lambda_S = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (3.2)$$

Y tenemos que el tiempo de reparación para dos elementos en serie como:

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} \quad (3.3)$$

Y la indisponibilidad para dos elementos en serie tenemos que:

$$U_s = \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 \quad (3.4)$$

De las formulas (3.1) a (3.4) son específicamente para dos elementos en serie, para un sistema de i elementos tenemos las siguientes ecuaciones para tasa de falla, tiempo de reparación e indisponibilidad.

$$\lambda_s = \sum_i \lambda_i \quad (3.5)$$

$$U_s = \sum_i \lambda_i r_i \quad (3.6)$$

$$r_s = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (3.7)$$

Donde:

λ_s es la tasa de falla

U_s es la indisponibilidad

r_s es el tiempo promedio de interrupción

Tomando en cuenta las ecuaciones (3.5) a (3.7) y el sistema de la Figura 3.1, los datos son mostrados en la Tabla 3.1 y Tabla 3.2 para el cálculo de los índices de confiabilidad.

Tabla 3.1 Datos para el cálculo de la confiabilidad para el sistema de la Figura 4.2.

<i>Alimentador</i>	<i>Tasa de falla λ (fallas/año)</i>	<i>Tiempo de reparación r (horas)</i>
1	0.2	4
2	0.1	4
3	0.3	4
4	0.2	4
a	0.2	2
b	0.6	2
c	0.4	2
d	0.2	2

Tabla 3.2 Datos de puntos de carga

<i>Punto de carga</i>	<i>Número de clientes</i>	<i>Promedio de carga conectada (kW)</i>
A	1000	5000
B	800	4000
C	700	3000
D	500	2000

Comenzando con el caso base para cada punto de carga, se procederá a calcular los índices de confiabilidad para cada punto de carga, tasa de falla, tiempo de reparación e indisponibilidad en el servicio. En la Tabla 3.3 se muestran los índices de confiabilidad calculados para los puntos de carga A, B, C y D del sistema de la Figura 3.1.

Tabla 3.3 Índices de confiabilidad para el sistema de la Figura 3.1

<i>Componente</i>	<i>Punto de Carga A</i>			<i>Punto de Carga B</i>			<i>Punto de Carga C</i>			<i>Punto de Carga D</i>		
	λ	r	U	A	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
2	0.1	0.5	0.05	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4
3	0.3	0.5	0.15	0.3	0.5	0.15	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2
4	0.2	0.5	0.1	0.2	0.5	0.1	0.2	0.5	0.1	0.2	4	0.8
a	0.2	2	0.4									
b				0.6	2	1.2						
c							0.4	2	0.8			
d										0.2	2	0.4
Total	1.0	1.5	1.5	1.4	1.89	2.65	1.2	2.75	3.3	1.0	3.6	3.6

* λ : tasa de falla (fallas/año)

* r : tiempo de reparación (horas)

* U : indisponibilidad (horas/año)

3.3) ALGORITMO IMPLEMENTADO PARA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

El anterior ejemplo solo muestra un procedimiento de cálculo manual, pero al tratarse de una red de distribución, sabemos que estas redes tienen como característica principal tener gran cantidad de elementos y para el cálculo de estos índices se necesitaría de una herramienta computacional. En este trabajo se desarrolló una herramienta para evaluar los índices de confiabilidad, esta herramienta se realizó por medio de un lenguaje de programación en FORTRAN.

A continuación se dará una descripción de cómo es que está constituido el programa y las funciones que realiza, comenzando con el caso base del cálculo de los índices de confiabilidad sin GD.

3.3.1) Entrada de datos

Los primeros datos a leer en el archivo de entrada son:

- 116 ! Número de elementos
- 14 ! Número de niveles de la matriz de niveles y matriz de conectividad
- 16 ! Número de elementos en la matriz de niveles y matriz de conectividad
- 22 ! Número de puntos de carga

Para esto utilizaremos como referencia la Figura 3.3, de la cual se puede obtener los datos del sistema en el Apéndice B.1. El sistema está compuesto de 22 puntos de carga, 36 líneas, 20 transformadores, 4 alimentadores, 4 interruptores, 10 cuchillas NA y 22 fusibles.

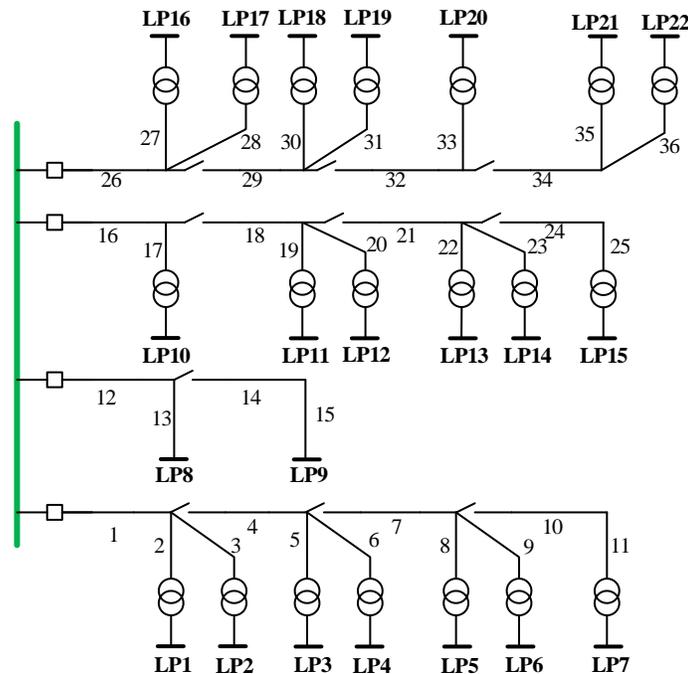


Figura 3.3 Red de distribución de prueba IEEE 22 puntos de carga [41] [7]

Para el análisis de la red de la Figura 3.3 se necesita realizar un conteo de elementos para poder hacer un análisis y meter los datos al programa desarrollado. Después de hacer un análisis de los elementos, la red constara de 116 elementos los cuales ya enumerados se muestran en la Figura 3.4.

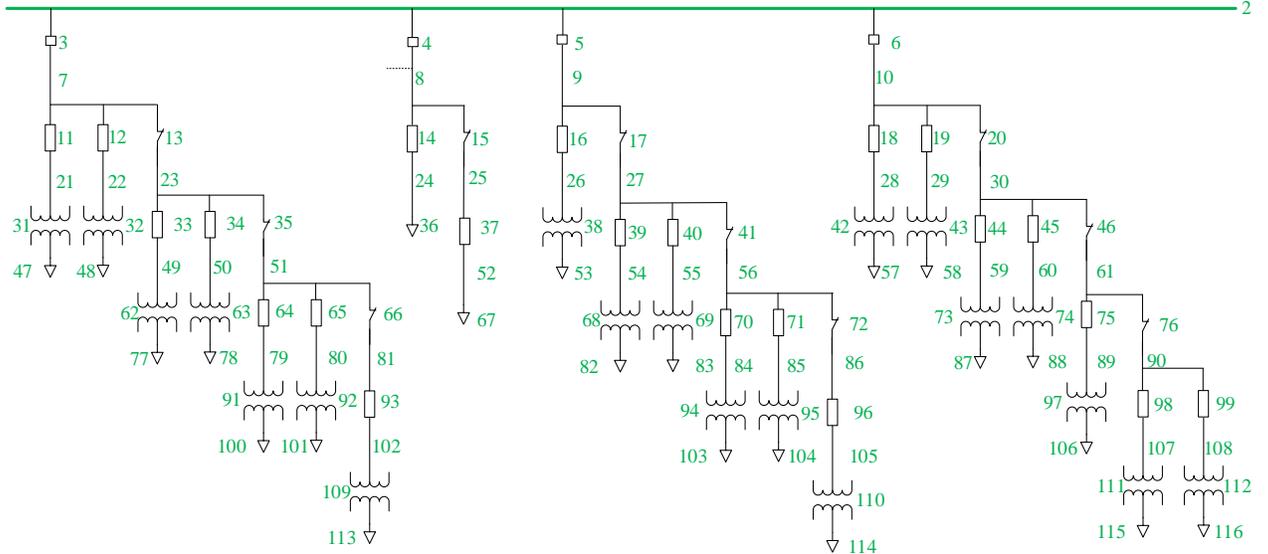


Figura 3.4 Red de distribución de prueba IEEE 22 puntos de carga

Para el sistema anterior, una vez hecha la enumeración, la fuente toma el nivel uno, los elementos aguas abajo se van colocando por filas en la matriz conocida como matriz de niveles que va a ser igual al número de niveles de la red antes enumerada y el número de elementos en cada nivel como se muestra a continuación:

1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	4	5	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	8	9	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	0	0	0	0	0	0
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	0	0	0	0	0	0
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	0
62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	0
77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	0	0
91	92	93	94	95	96	97	98	99	0	0	0	0	0	0	0
100	101	102	103	104	105	106	107	108	0	0	0	0	0	0	0
109	110	111	112	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	114	115	116	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Debido a que la matriz de niveles solo cuenta con el número de elementos enumerados en su correspondiente nivel, no tenemos la información de lo que es la conexión entre elementos para poder realizar posteriormente las búsquedas aguas arriba y aguas abajo.

Debido a que es necesario conocer las conexiones entre elementos, se obtiene lo que se denomina matriz de conectividad, que le daremos la información al archivo de entrada sobre que elemento de cada nivel está conectado al siguiente nivel, a continuación se muestra la matriz de conectividad:

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	2	3	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	1	1	2	2	3	3	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	0	0	0	0	0	0	0
1	2	3	3	3	4	5	6	7	7	7	8	9	10	10	10	0
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	0	0
3	4	5	5	5	6	8	9	10	10	10	13	14	15	15	0	0
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13	14	15	0	0	0
3	4	5	8	9	10	13	14	14	0	0	0	0	0	0	0	0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	0	0	0	0	0	0	0
3	6	8	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	2	3	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

El primer de esta matriz son ceros, ya que no tenemos elementos conectados antes de la fuente principal, al tratarse de los elementos en los siguientes niveles nos indica con una numeración, de que elemento del nivel arriba. Por ejemplo en la novena fila de la matriz de niveles tenemos los elementos 69, 70 y 71, los cuales están conectados al elemento 56 del nivel anterior que es el nivel 8, el elemento 56 dentro de la matriz de conectividad está en la posición 10, por esto en la matriz de conectividad los elementos 69, 70 y 71 tienen dentro de la matriz de conectividad el número 10.

Los siguientes datos a leer son los mostrados en el Apéndice B2, el cual muestra los datos de cada uno de los 116 elementos del sistema del IEEE de 22 puntos de carga, estos datos se muestran en la Tabla B. 3.

Y por último se requiere de la lectura de los datos los puntos de carga, para en el Apéndice B2 se muestra mediante la Tabla B. 4 los datos que muestra son, el elemento donde se encuentra el punto de carga, la carga en kW y el número de usuarios.

3.3.2) Búsqueda de elementos

Como se mencionó en capítulos anteriores, la búsqueda aguas arriba se utiliza para encontrar los elementos como fuente, elementos de protección y cuchillas normalmente cerradas. La búsqueda se realiza desde un punto de carga hacia la fuente y debido a que es una red radial, la búsqueda tiene un solo camino hacia la fuente. El algoritmo para la búsqueda se muestra a continuación:

1. Lee datos de matriz de conectividad y matriz de niveles.
2. Con el elemento “x” se iniciara la búsqueda, siendo x el punto de carga.
3. Localizar “x” en la matriz de niveles, la fila donde se encuentra este elemento es “F1” y la columna donde se encuentra este elemento es “C1”.
4. Ahora se extrae el valor de “x” en la matriz de conectividad el cual llevara como nombre “v1” que se encuentra en “F1” y “C1”.
5. Obtener el valor “v2” que se encuentra en “F1-1” y “v1” en la matriz de niveles.
6. Si el criterio se ha cumplido termina si no sigue a 7.
7. Igualar $F1-1 = F1$ y $C1=v1$ y regresar al paso número 4.
8. Termina.

Esto se repite para cada uno de los puntos de carga. El algoritmo termina al encontrar el bus, el cual se encuentra en la posición 1,1 de la matriz de niveles y tiene como característica ser el elemento 1 de la numeración de los elementos de la red.

En la Figura 3.5 se muestra el diagrama de flujo para la búsqueda aguas arriba.

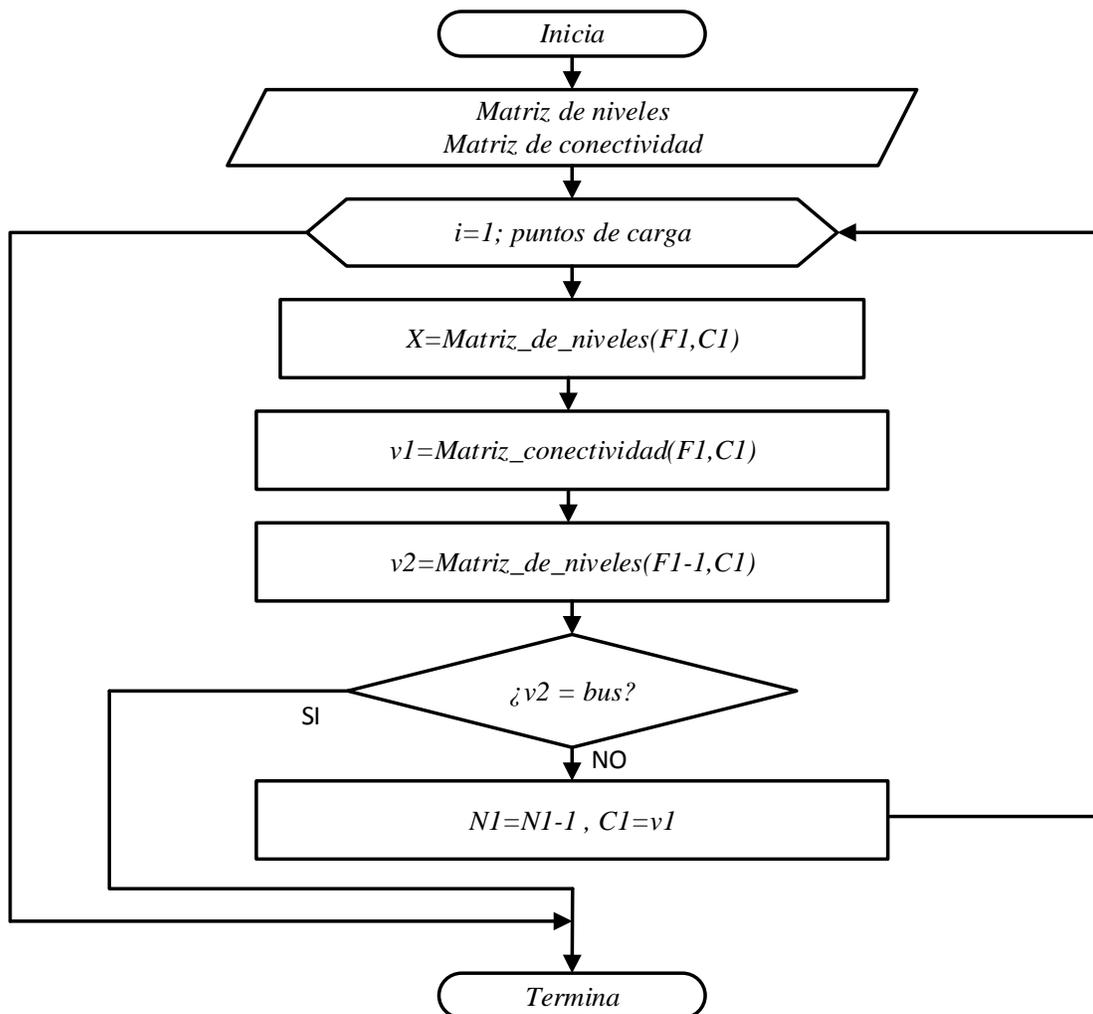


Figura 3.5 Diagrama de flujo para la búsqueda de elementos aguas arriba

Para la búsqueda de elementos aguas abajo, se realiza una búsqueda de elementos alejándose de la fuente y a diferencia de la búsqueda aguas arriba, esta búsqueda tiene varios caminos. Para esto se hace de la creación de un vector auxiliar el cual ya contiene los elementos de la búsqueda aguas arriba.

La Figura 3.6 muestra el diagrama de flujo de la búsqueda aguas abajo.

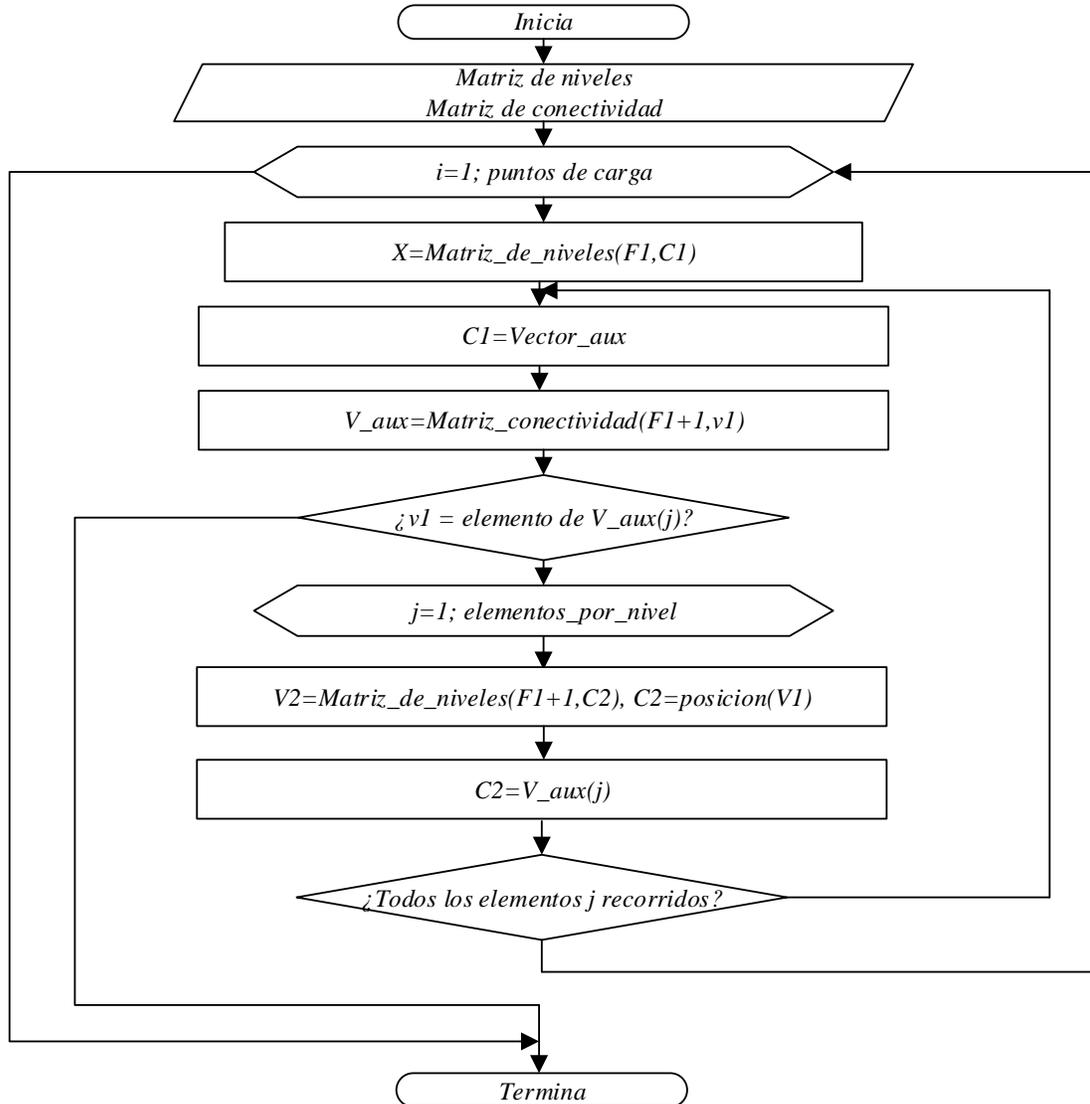


Figura 3.6 Diagrama de flujo para búsqueda aguas abajo

A continuación se describe el procedimiento para la búsqueda de elementos aguas abajo.

1. Lee datos de matriz de conectividad y matriz de niveles.

2. Con el elemento “x” se iniciara la búsqueda, siendo x el punto de carga.
3. Localizar “x” en la matriz de niveles, la fila donde se encuentra este elemento es “F1” y la columna donde se encuentra este elemento es “C1”.
4. Guardar “C1” en el vector auxiliar.
5. En la matriz de conectividad realizar lo siguiente para cada uno de los elementos v1 que se encuentran en la fila N1+1:
 - a) Si algún elemento del vector auxiliar es igual al elemento “V1” obtener su posición “C2”. Si no ir al inciso e.
 - b) Obtener “v2” que se encuentra en “F1+1” y la posición “C2” en la matriz de niveles.
 - c) Si se cumple el criterio terminar.
 - d) Guardar C2 en el lugar disponible en el vector auxiliar 1.
 - e) si son todos los elementos ir al paso 6, si no escoger un nuevo elemento.
6. Igualar todos los elementos del vector auxiliar a los elementos del vector auxiliar 1.
7. Igualar a cero todos los elementos del vector auxiliar 1.
8. Igualar $F1=F1+1$ y regresar al paso 5.
9. Terminar.

Utilizando la búsqueda aguas arriba y aguas abajo, se buscan los elementos de red que, debido a una falla en algún componente pueden interrumpir el servicio, esto debido a que en redes radiales los elementos están en serie. A continuación se muestra la búsqueda aguas arriba y aguas abajo en el punto de carga 104 de la Figura 3.4:

104, 95, 85, 71, 56, 41, 27, 17, 9, 5, 2, 1, 72, 86.

Hasta esta parte del archivo de entrada, podemos calcular los índices orientados a los puntos de carga que son los índices típicos mostrados en las ecuaciones (3.5) a (3.7).

3.4) ÍNDICES ORIENTADOS AL CONSUMIDOR

Los índices orientados al consumidor son específicos y reflejan anualmente lo que experimenta un consumidor individual. Generalmente se usan siete índices los cuales se muestran a continuación [42]:

3.4.1 SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

Índice Promedio de la Frecuencia de Interrupción del Sistema. Este índice representa el número promedio de interrupciones sostenidas vistas por un consumidor en el tiempo, generalmente se maneja en un año. Por ejemplo, en un alimentador el índice SAIFI indica el número promedio de interrupciones que un consumidor atendido por un alimentador en particular puede experimentar en un año.

Para el cálculo de este índice se requieren los datos de interrupciones sostenidas individuales en un año. Para cada una de estas interrupciones el número de consumidores afectados comprende las interrupciones al consumidor para una interrupción en particular.

El denominador es el número total de consumidores en el área de servicio la cual se ha tomado en consideración.

El índice SAIFI se obtiene de la siguiente forma:

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Número total de interrupciones al consumidor}}{\text{Número total de clientes suministrador}} \quad (3.8)$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{N_T} \quad (3.9)$$

Donde:

λ_i Es la tasa de falla de cada punto de carga

N_i Es el número de clientes en el punto de carga

N_T Es el número total de consumidores

Debido a que este índice se traduce con el número de interrupciones sostenidas que experimenta un usuario, una forma para mejorar el índice SAIFI de un sistema es por medio de un apropiado mantenimiento para cada uno de los componentes en el sistema y a través del uso de automatización y mejoras en el equipo de protección para detectar fallas e intentar liberarlas antes de que se conviertan en interrupciones permanentes.

3.4.2 SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

Índice Promedio de la Duración de la Interrupción del Sistema. Este índice indica el tiempo promedio que un consumidor tiene en una interrupción durante un ciclo de tiempo, generalmente un año. Generalmente se especifica en números o en horas de interrupción del cliente por periodo de un año.

La fórmula para el cálculo del índice SAIDI se muestra a continuación:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duracion de la interrupcion al consumidor}}{\text{Numero total de clientes suministrador}} \quad (3.10)$$

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} \quad (3.11)$$

Donde:

r_i Es el tiempo de reparación en cada punto de carga

N_i Es el número de clientes en el punto de carga

N_T Es el número total de consumidores

El tiempo de restauración incluye el tiempo tomado para notificar una interrupción, el tiempo tomado para localizar, el tiempo para llegar a la ubicación y el tiempo para reparar la falla.

3.4.3 CAIDI (Costumer Average Interruption Duration Index)

Índice promedio de la Duración de Interrupción de los consumidores. Este índice es el cociente entre el índice SAIDI y el índice SAIFI. Representa el tiempo promedio tomado para restablecer el servicio a los consumidores cuando ocurre una falla sostenida. Este índice se calcula de la siguiente manera:

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Duracion de interrupcion al consumidor}}{\text{Numero total de interrupciones al consumidor}} \quad (3.12)$$

$$CAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (3.13)$$

El índice CAIDI puede ser mejorado reduciendo la duración de las interrupciones mediante tiempos de respuesta de las cuadrillas de reparación más rápidos.

3.4.4 CTAIDI (Costumer Average Interruption Duration Index)

Índice Promedio de la Duración total de Interrupciones a los Consumidores. Este índice representa el tiempo promedio que los clientes experimentan interrupciones quedando sin energía. A diferencia del índice CAIDI, solo los consumidores que realmente tuvieron interrupciones en el suministro de energía son los que son incluidos en el cálculo de este índice. La diferencia se representa en la forma en que se cuantifica un consumidor interrumpido. Para el cálculo de CTAIDI, cada consumidor que enfrenta una interrupción se contabiliza solo una vez, independientemente del número de interrupciones vistas para el periodo de reporte. Note la diferencia ente el denominador de CAIDI y CTAIDI. El primero usa el “número total de interrupciones al consumidor”, mientras que el segundo “el número total de consumidores interrumpidos”. Este índice se calcula con la siguiente formula:

$$CTAIDI = \frac{\sum \text{Duracion de interrupciones al consumidor}}{\sum \text{Numero total de consumidores con interrupcion}} \quad (3.14)$$

$$CTAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum CN} \quad (3.15)$$

Donde:

CN Es el número total de consumidores que se enfrentan a una interrupción en el periodo de reporte

También se puede deducir que el número total de interrupciones al consumidor (usadas en el cálculo del índice CAIDI) puede ser mayor que el número total de consumidores en el área de servicio, el total de consumidores interrumpidos (usados en el cálculo del índice (CTADI) pueden tomar un valor máximo del total de consumidores en el área.

3.4.5) CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)

Índice Promedio de la Frecuencia de Interrupción al Consumidor. Con este índice se calcula la frecuencia promedio de las interrupciones sostenidas para los clientes que experimentan interrupciones. Para distinguirlo del índice SAIFI se considera lo siguiente: SAIFI es la frecuencia promedio de interrupciones vistas por un consumidor e inclusive se incluye a los consumidores que no han experimentado una interrupción, mientras que CAIFI implica solamente los consumidores que han visto al menos una interrupción. Este índice se calcula de la siguiente forma:

$$CAIFI = \frac{\sum \text{Numero total de interrupciones al consumidor}}{\sum \text{Numero total de consumidores interrumpidos}} \quad (3.16)$$

El cliente es contabilizado una vez sin importar cuantas veces haya sido interrumpido. El índice CAIFI para un área determinada se calcula de la siguiente forma:

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{\sum CN} \quad (3.17)$$

3.4.6) ASAI (Average Service Availability Index)

Índice Promedio de la Disponibilidad del Servicio. Este índice da la fracción de tiempo que el consumidor tiene energía durante el tiempo de reporte. Para calcular este índice se utiliza la siguiente formula:

$$ASAI = \frac{\text{Horas de disponibilidad del servicio al consumidor}}{\text{Horas de demanda de servicio al consumidor}} \quad (3.18)$$

Valores altos de este índice reflejan altos niveles de confiabilidad. Para calcular el valor del índice ASAI para una zona determinada se utiliza la siguiente formula:

$$ASAI = \frac{N_T * 8760 - \sum r_i N_i}{N_T * 8760} \quad (3.19)$$

3.4.7) ASIFI (Average System Interruption Frequency Index)

Índice Promedio de la Frecuencia de Interrupción del Sistema. A diferencia del índice SAIFI, ASIFI usa el valor de la carga interrumpida en lugar del número de consumidores interrumpidos. Así, es una medida del número esperado de veces que la carga es interrumpida durante el intervalo de tiempo especificado y se calcula con la siguiente formula:

$$ASIFI = \frac{\sum kVA \text{ total de carga interrumpida}}{kVA \text{ conectados totales suministrados}} \quad (3.20)$$

De esta forma el índice ASIFI para un sistema se puede calcular como:

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T} \quad (3.21)$$

Donde:

L_i Es la carga interrumpida debido a cada interrupción

L_T Es la carga total conectada con el sistema considerado

Observe que el índice ASIFI llega a ser igual que el índice SAIFI cuando la carga distribuida a cada cliente es igual. Las unidades de ASIFI son la frecuencia con la cual la carga es interrumpida.

3.4.8) ASIDI (Average System Interruption Duration Index)

Índice Promedio de la Duración de Interrupción del Sistema. Similar al índice ASIFI, ASIDI está basado en la carga y calcula la duración promedio para la cual la carga es interrumpida cuando ocurre una interrupción sostenida. El cálculo para este índice es con la siguiente ecuación:

$$ASIDI = \frac{\sum \text{Duracion de interrupcio de la carga conectada}}{\text{Total de kVA suministrados}} \quad (3.22)$$

Así, el índice ASIDI se puede calcular como:

$$ASIDI = \frac{\sum r_i L_i}{L_T} \quad (3.23)$$

Observe que el índice ASIDI llega a ser igual que el índice SAIDI cuando la carga esta homogéneamente distribuida entre los consumidores en un sistema. Las unidades del índice ASIDI son horas o minutos para los cuales la carga es interrumpida.

3.5) ÍNDICES DE ENERGÍA

Los índices orientados a la energía son usados para medir la confiabilidad del sistema, los índices ENS y AENS utilizan la información de la carga número de usuarios y el tiempo de indisponibilidad del servicio.

3.5.1) ENS (Energy not Supplied Index)

Es un índice que indica la medida de los kWh que no se suministran al sistema en un periodo de un año. Este índice mide la cantidad promedio de energía que no será entregada a un consumidor debido a una interrupción. Esta es una medida directa de la perdida de ingreso para la empresa eléctrica. Cargas con un índice muy alto son las áreas donde la empresa eléctrica debe enfocarse para mejorar la calidad del servicio. Se calcula con la fórmula:

$$ENS = \sum L_i U_i \quad (3.24)$$

Donde:

L_i es la potencia en cada punto de carga

U_i es la indisponibilidad del servicio en cada punto de carga

3.5.2) AENS (Average Energy not Supplied Index)

Índice Promedio de Energía no Suministrada. Es una medida de los kWh que no se suministran en promedio por cliente. Para calcular este índice se utiliza la siguiente formula:

$$AENS = \frac{\sum L_i U_i}{\sum N_i} \quad (3.25)$$

Donde:

L_i es la potencia en cada punto de carga

U_i es la indisponibilidad del servicio en cada punto de carga

N_i es el número total de clientes en el sistema

3.6) IMPACTO DE UNA UNIDAD DE GD CONECTADA EN UN PUNTO DE CARGA

En general, los modelos de confiabilidad de las unidades de GD consisten de dos partes; la fuente de energía y el modelo mecánico, como se muestra en la Figura 3.7.

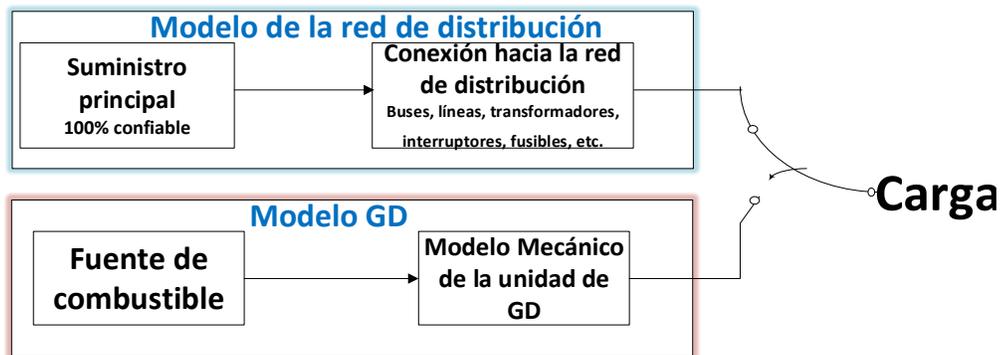


Figura 3.7 Conexión del sistema de distribución y el modelo de GD

El modelo de la fuente de energía representa la disponibilidad del combustible para que la unidad de GD funcione dentro del periodo de estudio. El modelo mecánico representa la habilidad de la unidad para operar correctamente cuando sea requerida [38].

El tiempo necesario para que una unidad de GD comience a funcionar conocido como tiempo de conmutación, debe tomarse en cuenta para que la evaluación de la confiabilidad incluyendo GD dentro del sistema.

En este estudio se hace uso de una unidad de GD conectada en un punto de carga y funciona como respaldo, esto quiere decir que solo funciona cuando se tiene alguna falla entre la fuente principal y el punto de carga. Para esto mediante la Figura 3.7 se observó la conexión del modelo de confiabilidad para una unidad de GD y el sistema de distribución.

Este caso muestra la situación donde una unidad de GD conectada en el punto de carga LP3 como una unidad de respaldo que solo funciona cuando hay cortes de energía. Para ejemplificar este caso se tomó un alimentador del sistema de prueba IEEE de 22 puntos de carga, como se muestra en la Figura 3.8.

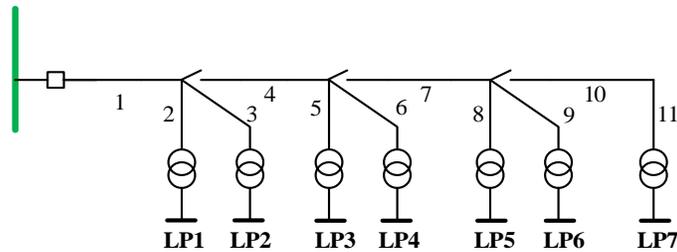


Figura 3.8 Alimentador 1 del sistema de prueba IEEE de 22 puntos de carga

Para esta parte del estudio, la unidad de GD es modelada como una fuente en paralelo con la fuente principal, con disponibilidad infinita de combustible y limitada a una capacidad igual a la demandada por la carga LP3, en otras palabras se considera esta unidad como 100% confiable y con un tiempo de conmutación. Debido a que la unidad de GD forma un paralelo con la fuente principal, en una operación normal, la fuente principal está conectada en LP3 y la unidad de GD está representada por una fuente de respaldo para la carga LP3, lo anterior se muestra en la Figura 3.9. Considerando una falla entre el alimentador principal y la carga LP3, la carga será desconectada de la fuente principal y la unidad de GD será conectada a la carga para alimentarla [43].

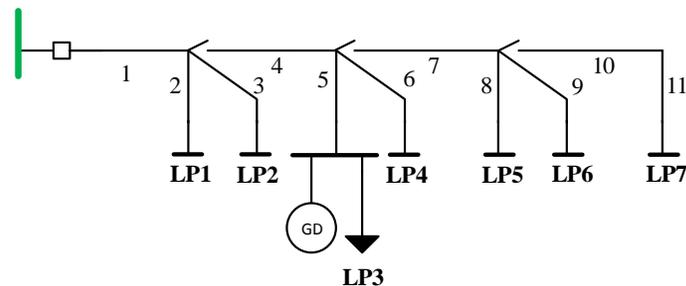


Figura 3.9 Unidad de GD conectada en LP3

El siguiente ejemplo anterior muestra el impacto que tiene la unidad de GD en la confiabilidad vista desde el punto de carga donde es conectada. Primero se debe considerar el caso donde se considera el tiempo de conmutación cercano a cero, considerándolo así para el usuario como una falla momentánea [44]. Esta unidad de GD es considerada como convencional y se en consideración la probabilidad de que opere o falle. El tiempo de falla T_{f-GD} y el tiempo de reparación T_{r-GD} , son utilizados para obtener dichas probabilidades.

- $T_{f-GD} = 20,000$ h
- $T_{r-GD} = 2.25$ h
- $T_{s-GD} = 0$

Tomando esto en cuenta se debe considerar una división de dos zonas, la zona 1 es donde la carga se encuentra conectada al resto del sistema de distribución y la zona 2 donde la carga se encuentra conectada a la unidad de GD como se muestra en la Figura 3.10.

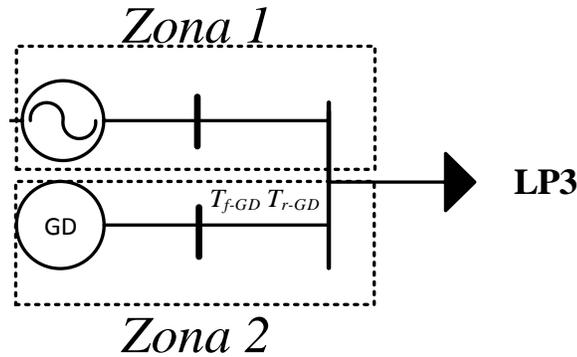


Figura 3.10 Dos zonas en paralelo

Se debe calcular un equivalente en paralelo con la unidad de GD y la fuente de alimentación, esto es con todos los elementos aguas arriba desde el punto de carga donde es conectada la unidad de GD hasta la fuente de alimentación. Dicho equivalente en paralelo utiliza únicamente la indisponibilidad U , para posteriormente obtener el tiempo de reparación r . A continuación se muestra el equivalente en paralelo para la indisponibilidad en el punto de carga donde se conecta la unidad de GD.

$$U_{eq} = \frac{U_{Z1}U_{Z2}}{8760} \quad (3.26)$$

$$\lambda_{eq} = \frac{U_{Z1}\lambda_{Z2} + \lambda_{Z1}U_{Z2}}{8760} \quad (3.27)$$

Donde:

λ_{eq} es la tasa de falla con GD en el punto de carga con un $T_{s-GD} = 0$

U_{eq} es la indisponibilidad con GD en el punto de carga con un $T_{s-GD} = 0$

U_{Z1} es la indisponibilidad sin GD en el punto de carga

U_{Z2} es la indisponibilidad de la unidad de GD

$$U_{Z2} = 8760 * q_{GD} = T_{r-GD} * \lambda_{GD} \quad (3.28)$$

$$U_{Z2} = U_{GD} \quad (3.29)$$

Donde:

q_{GD} es la probabilidad de falla de la unidad de GD

λ_{GD} es la tasa de falla de la unidad de GD

$$\lambda_{GD} = \frac{8760}{T_{r-GD} + T_{f-GD}} \quad (3.30)$$

Ya obtenido U_{eq} , se obtiene el tiempo de reparación r_{eq} en el punto de carga. Pero como se mencionó anteriormente se debe considerar el tiempo de conmutación de la unidad de GD, y ahora tomando en cuenta que $T_{s-GD} \neq 0$, las ecuaciones de λ_{eq} y U_{eq} serán modificadas como se muestra a continuación:

$$\lambda_{LP} = \lambda_{eq}q_{Z2} + \lambda_{GD}q_{Z1} + \lambda_{eq-ss}p_{Z2} \quad (3.31)$$

$$U_{LP} = 8760(q_{Z1}q_{Z2} + q_{Z1-ss}p_{Z2}) \quad (3.32)$$

Donde:

$$p = \frac{T_f}{T_r + T_f} \quad (3.33)$$

$$q = \frac{T_r}{T_r + T_f} \quad (3.34)$$

p es la probabilidad de operación

q es la probabilidad de falla

Y debido a que el tiempo de conmutación de la unidad de GD es tomado en cuenta esta vez, λ_{eq-ss} es la tasa de falla en el punto de carga, modificando del tiempo de reparación igual al tiempo de conmutación de todos los elementos aguas arriba de la carga hacia la fuente de alimentación.

3.7) IMPACTO DE LA GD INTERCONECTADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

La confiabilidad en el sistema de distribución en presencia de GD para este caso es evaluado usando un método analítico como anteriormente se utilizó [6] [40]. Para esto se considera que la GD puede alimentar cierta parte de la carga cuando se presenta una indisponibilidad del servicio por parte de la alimentación principal. También se considera que la cuando ocurre una falla causa la desconexión de la red principal y la unidad de GD del sistema. Después de aislar la falla con la operación de los dispositivos de protección, la unidad de GD es reconectada al sistema. De esta forma, habrá una reducción en los índices por parte de la carga que será alimentada por la unidad de GD mientras la causa de la interrupción principal esta sea reparada.

De forma general la unidad de GD es modelada similarmente como una unidad de respaldo con la única restricción que debe ser igual o mayor que la sección que ha quedado sin servicio. Los índices de confiabilidad son calculados comparando el bloque de carga con la capacidad de la unidad de GD conectada en ese bloque. Si la capacidad de la unidad de GD es más grande que la carga, el tiempo de reparación de los elementos dentro de ese bloque es igual al tiempo de conmutación de la unidad de GD. Por otra parte si la capacidad de la unidad de GD es menor que el bloque donde se encuentra conectada, el tiempo de reparación de los elementos dentro de ese bloque será iguales al tiempo de reparación de cada componente.

La Figura 3.11 muestra el alimentador 1 del sistema de prueba IEEE [41], las cargas LP5, LP6, y LP7 pueden ser alimentadas por la unidad de GD debido a una falla que deje sin alimentación a estas cargas y el tiempo de reparación de las secciones de línea 8, 9, 10 y 11, será el tiempo en el que la unidad de GD sea conectada.

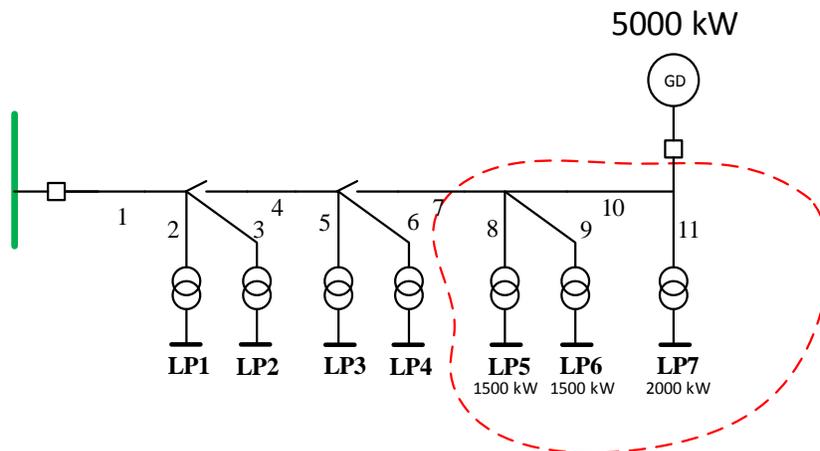


Figura 3.11 Impacto de una unidad de GD

Con el fin de evaluar los índices de confiabilidad, se introduce el concepto de segmento, que quiere decir que el sistema de distribución será modelado en este caso en términos de

segmentos y no de componentes [45]. Un segmento es un grupo de componentes y dentro de este hay solo un dispositivo de protección como interruptor o cuchilla. Con esto quiere decir que cada segmento puede operar de forma aislada si hay GD dentro de él. Cualquier falla en algún componente dentro del segmento causara una interrupción solo en esa zona o segmento.

Las ventajas de usar este concepto dentro de la evaluación son:

- Reduce los índices de confiabilidad
- Se utiliza para estimar la capacidad de la unidad de GD instalada dentro de ese segmento, la cual debe ser mayor que la carga que se encuentra dentro de ese segmento.

3.8) IMPACTO DE LA GD EN LA CONFIABILIDAD DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DURANTE EL PROCESO DE RESTAURACIÓN

Utilizando el concepto de segmentos mostrado en el capítulo anterior, ahora se realiza un análisis de la confiabilidad en la red de distribución, para esto se evaluaran los flujos de potencia en distribución con el algoritmo descrito en sección posterior, se utilizara el modelado de fuentes de GD en el problema de flujos todo esto para tomar en cuenta la restricción de los perfiles de voltajes durante el proceso de restauración. En la Figura 3.18 se muestra el diagrama de flujo que se utilizara para dicho análisis.

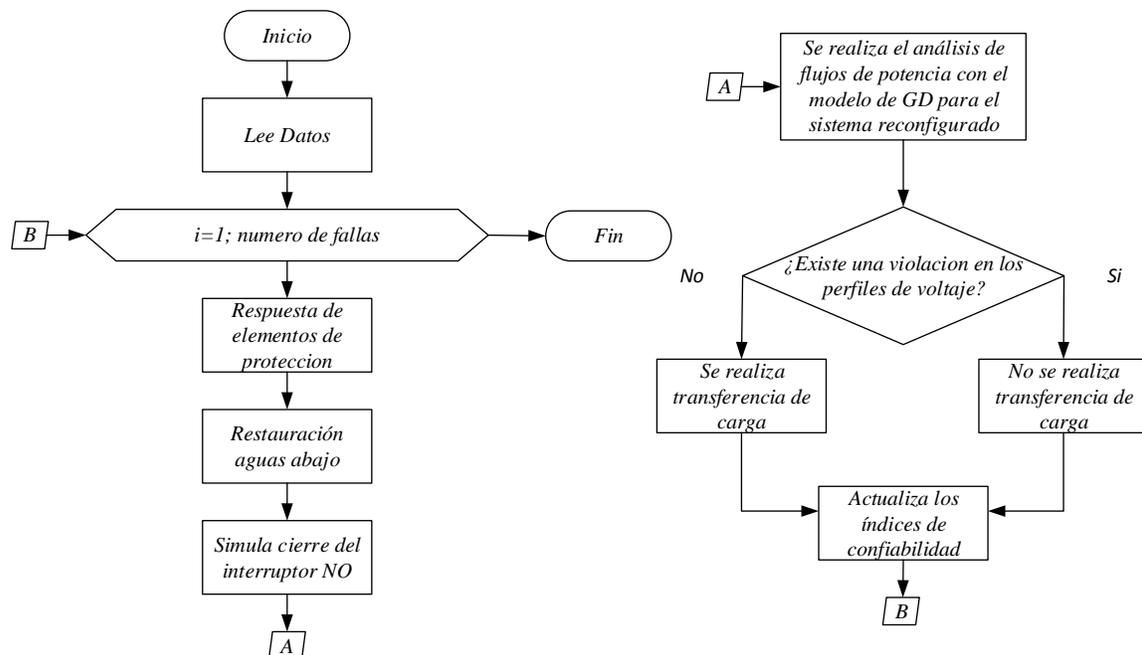


Figura 3.12 Diagrama de flujo para el análisis de la confiabilidad durante el proceso de restauración

A continuación se mostrara un ejemplo para el análisis durante el proceso de restauración debido a una falla. Primero supongamos que en la red de la Figura 3.13 que cuenta con dos alimentadores conectados por medio de un interruptor NO, ocurre una falla en el componente 32, la falla es aislada por medio de la apertura de las cuchillas NC1 y NC2, dejando sin alimentación a la carga encontrada en LP20, ahora se realiza una búsqueda de un interruptor normalmente abierto NO aguas debajo de la falla en el elemento 32, el cual es NO1 y se cierra y enseguida se lleva a cabo una simulación de los flujos de potencia tomando en cuenta que hay una unidad fe GD conectada al final del alimentador adyacente, todo esto tomando en cuenta una red reconfigurada. Si los perfiles de voltaje no son violados se realiza la trasferencia de carga y el tiempo de reparación de los elementos del área restaurada será igual al tiempo de conmutación del interruptor NO. De otra forma si se violan los perfiles de voltaje, los componentes aguas debajo de la falla seguirán siendo igual al tiempo de reparación de los componentes.

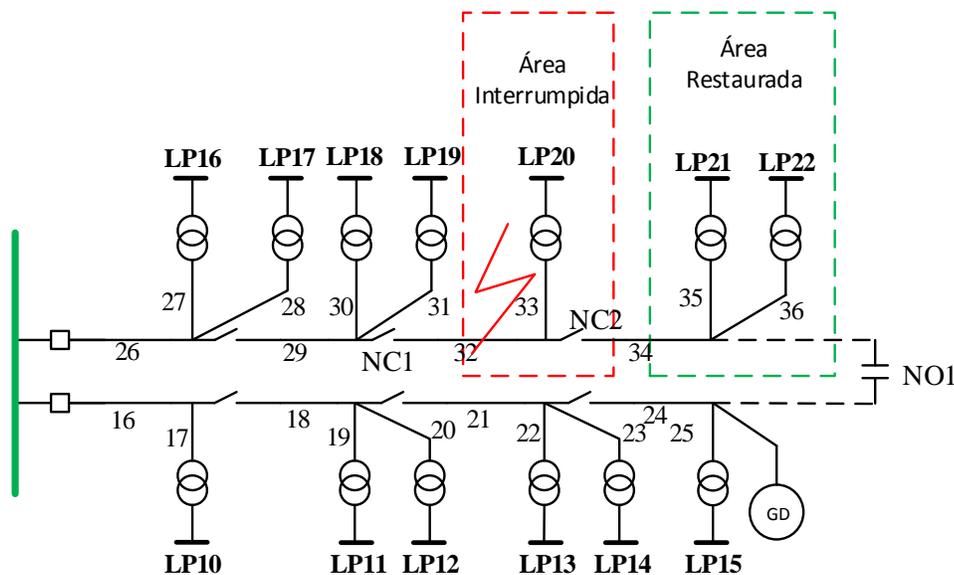


Figura 3.13 Ejemplo de una red de dos alimentadores con GD

En la siguiente sección se muestra el modelado de una unidad de GD en la red de distribución, que servirá para realizar el análisis de flujos en esta sección.

3.9) MODELADO DE LAS UNIDADES DE GD PARA ESTUDIOS DE FLUJOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Como se mencionó anteriormente, las unidades de GD operan como inyecciones de potencia constante (nodo PQ) o como una unidad que puede controlar la tensión en el bus donde está conectado (nodo PV). En el primer caso la unidad de GD es modelada como una carga con signo negativo. En el segundo caso es necesario un modelo matemático para determinar el valor de la potencia a ser inyectada por el generador, esto para mantener un valor definido de voltaje.

3.9.1) Modelado monofásico de la unidad de GD

El modelo monofásico para una unidad de GD operando como nodo PV esta modelado como sigue; El método de compensación puede ser usado para obtener la matriz de impedancias equivalente de Thevenin de las unidades de GD en la red de distribución. La relación entre la corriente y tensión en el bus donde la unidad de GD está localizada se puede escribir como [46]:

$$\bar{Z}\bar{I} = \bar{V} \quad (3.35)$$

Donde \bar{V} e \bar{I} son los vectores de tensión y corriente de las unidades de GD. Considerando el valor incremental de las variables de corriente y tensión, es posible expresar el incremento como:

$$\bar{Z} \Delta\bar{I} = \Delta\bar{V} \quad (3.36)$$

Considerando que la tensión en la red de distribución es cercana a 1 pu y los ángulos de las fases son pequeños:

$$\Delta\bar{S}^* = \Delta\bar{V} \times \Delta\bar{I} \rightarrow \Delta\bar{S}^* \cong \Delta\bar{I} \quad (3.37)$$

Remplazando (3.36) en (3.37):

$$\bar{Z} \Delta\bar{S}^* = \Delta\bar{V} \quad (3.38)$$

El componente de la ecuación (3.38) en forma compleja puede ser expresado como:

$$\bar{Z} = R + jX \quad (3.39)$$

$$\Delta\bar{S}^* = \Delta P - j\Delta Q \quad (3.40)$$

$$\bar{V} = \Delta V - j\Delta\delta \quad (3.41)$$

De la ecuación (3.38):

$$(R + jX) * (\Delta P - j\Delta Q) = (\Delta V - j\Delta\delta) \quad (3.42)$$

De la ecuación (2.9):

$$R \Delta P + X \Delta Q = \Delta V \quad (3.43)$$

$$X \Delta P - R \Delta Q = \Delta\delta$$

En forma matricial tenemos que la ecuación (3.43) la podemos expresar como:

$$\begin{bmatrix} R & X \\ X & -R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta\delta \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

La ecuación (3.44) puede ser manipulada, debido a que la unidad de GD in este caso opera con un factor de potencia constante (controlando la tensión a través de la inyección de potencia reactiva), así que la ecuación (3.44) puede ser escrita como:

$$[X] [\Delta Q] = [\Delta V] \quad (3.45)$$

Donde X es la matriz de sensibilidad, en este caso esta matriz solo tiene valores de las reactancias. El tamaño de esta matriz es de $m \times m$, siendo m el número de unidades de GD localizadas en la red de distribución que se está estudiando. La Figura 3.14 muestra una red radial, muestra como está estructurada la matriz de sensibilidad X, en este caso el sistema tiene dos unidades de GD localizadas en los buses 7 y 8. El valor de la diagonal de la matriz son los valores de las reactancias en un recorrido desde el bus donde se encuentra la unidad de GD, hasta la fuente principal. Los valores fuera de la diagonal de la matriz son los valores de las reactancias que comparten los caminos de ambos recorridos desde los nodos donde se encuentran las unidades de GD hasta la fuente principal. La matriz de sensibilidad X para el ejemplo presentado en la Figura 3.14 es:

$$X = \begin{bmatrix} 1.6 & 0.4 \\ 0.4 & 1.0 \end{bmatrix} \quad (3.46)$$

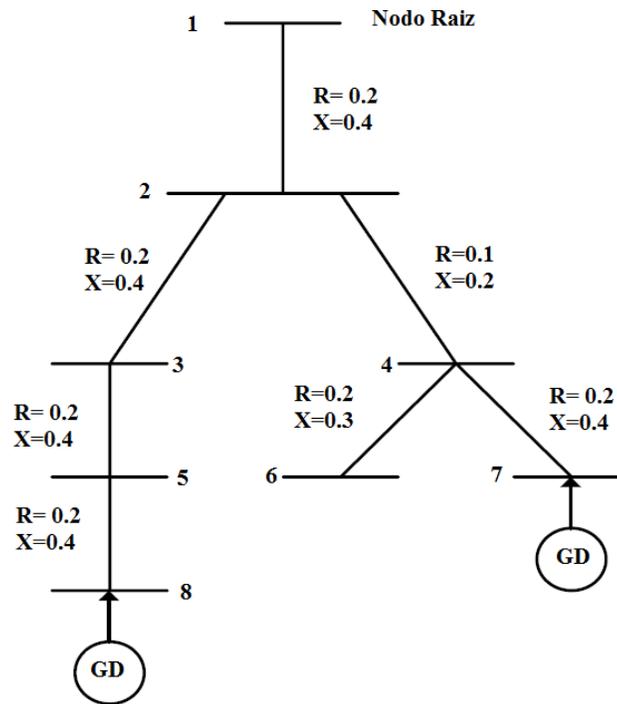


Figura 3.14 Red radial

3.9.2) Modelo trifásico de la unidad de GD

Usando el mismo concepto para el modelo monofásico, el método de compensación se puede usar para construir la matriz de sensibilidad, en este caso la matriz está compuesta de las impedancias propias y mutuas. La relación entre la tensión y corriente en el nodo donde se localiza la unidad de GD en la red de distribución se puede escribir como [1]:

$$[\bar{Z}_v] [\bar{I}_q] = [\bar{\Delta V}] \tag{3.47}$$

Donde $[\bar{Z}_v]$ es la matriz de sensibilidad del nodo PV, el tamaño de la matriz es de $m \times m$, donde m es el número de unidades de GD conectadas a la red de distribución. El vector $[\bar{I}_q]$ representa las inyecciones de corriente de las unidades de GD en los nodos PV, y $[\bar{\Delta V}]$ representa el vector con la desviación de tensión [1] o el vector con el error de tensión en el nodo PV (es el obtenido de la tensión esperada en el nodo menos la tensión calculada).

Si consideramos la red radial de distribución que se presenta en la Figura 3.14, pero ahora como un sistema trifásico, la matriz de sensibilidad para las unidades de GD es:

$$[\bar{Z}_v] = \begin{bmatrix} Z^{g1t} & Z^{(g1+g2)t} \\ Z^{(g1+g2)t} & Z^{g2t} \end{bmatrix} \tag{3.48}$$

Siendo Z^{g1t} la matriz de impedancias para la unidad GD1, esta puede ser derivada como la siguiente expresión:

$$[Z^{g1t}] = \begin{bmatrix} Z_{aa}^{g1} & Z_{ab}^{g1} & Z_{ac}^{g1} \\ Z_{ab}^{g1} & Z_{bb}^{g1} & Z_{bc}^{g1} \\ Z_{ac}^{g1} & Z_{bc}^{g1} & Z_{cc}^{g1} \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

Donde Z_{aa}^{g1} , Z_{bb}^{g1} , Z_{cc}^{g1} e Z_{ab}^{g1} , Z_{bc}^{g1} , Z_{ac}^{g1} son las impedancias propias y mutuas respectivamente de las ramas desde los nodos donde se encuentran las unidades de GD hasta el nodo principal:

$$\begin{aligned} Z_{aa}^{g1} &= Z_{aa}^{1-2} + Z_{aa}^{2-3} + Z_{aa}^{3-5} + Z_{aa}^{5-8} \\ Z_{bb}^{g1} &= Z_{bb}^{1-2} + Z_{bb}^{2-3} + Z_{bb}^{3-5} + Z_{bb}^{5-8} \\ Z_{cc}^{g1} &= Z_{cc}^{1-2} + Z_{cc}^{2-3} + Z_{cc}^{3-5} + Z_{cc}^{5-8} \\ Z_{ab}^{g1} &= Z_{ab}^{1-2} + Z_{ab}^{2-3} + Z_{ab}^{3-5} + Z_{ab}^{5-8} \\ Z_{ac}^{g1} &= Z_{ac}^{1-2} + Z_{ac}^{2-3} + Z_{ac}^{3-5} + Z_{ac}^{5-8} \\ Z_{bc}^{g1} &= Z_{bc}^{1-2} + Z_{bc}^{2-3} + Z_{bc}^{3-5} + Z_{bc}^{5-8} \end{aligned} \quad (3.50)$$

La matriz Z^{g2t} se forma de la misma manera que Z^{g1t} , teniendo diferentes caminos entre la unidad de GD y el nodo principal, y con respecto a la matriz $Z^{(g1+g2)t}$ representa la impedancia que se encuentra entre los recorridos de las unidades de GD.

3.10) ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GD

El análisis de flujos de potencia es una herramienta importante para el análisis de cualquier sistema, ya sea en distribución o transmisión, ya que se utiliza en las etapas de planeación y diseño. Con estos cálculos se determinan básicamente los voltajes en los nodos, los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas, las pérdidas en las líneas, etc.

Las principales herramientas de análisis con que se dispone actualmente para estudiar redes eléctricas son los flujos de potencia monofásicos los cuales fueron desarrollados para sistemas de transmisión [47]. En general, la aplicación directa de dichos algoritmos a sistemas de distribución ocasiona frecuentes problemas de convergencia, según se informa estudios de estos métodos [48].

Las redes de distribución tienen diferentes características a las de un sistema de transmisión. Algunas de estas características son [48] [49]:

- Redes trifásicas desbalanceadas
- Topología radial y débilmente mallada
- Con alta relación r/x
- Tienen múltiples conexiones(monofásica, bifásica, trifásica)
- Incluyen cargas de distintas naturalezas
- Generación distribuida

Los métodos para el análisis de flujos de potencia trifásicos no se pueden aplicar derivándose de los métodos balanceados. Para un método de flujos trifásico desbalanceado se tiene que tomar en cuenta el modelado de los diferentes elementos que se encuentran en la red de distribución, así como sus diferentes conexiones.

Hay varios métodos que se utilizan en los estudios de flujos de potencia en redes de distribución, estos están basados en técnicas de barridos progresivos-regresivos. Pueden estar clasificados como [50]:

- Métodos de suma de corrientes
- Métodos de suma de potencias
- Métodos de suma de admitancias

Los métodos de suma de corriente son más convenientes y rápidos, debido a que usan solo corrientes y tensiones en lugar de potencias. Una gran cantidad de trabajos se han desarrollado con métodos de suma de corrientes, cuyo autor es Shirmohammadi [1]. Este autor propone un método para la solución de flujos de potencia, que está basado en las leyes de Kirchhoff y en el cual toma en cuenta elementos como GD, modelos de cargas, reguladores de voltaje, bancos de capacitores.

La inclusión de fuentes de GD en las redes de distribución tiene efectos importantes en los estudios de distribución. Como se mencionó en secciones anteriores se cuenta con los modelos para tomar en cuenta unidades de GD dentro de los estudios en redes de distribución.

Para la parte de flujos de potencia en redes de distribución se tiene ayuda de RADIFLUX 1.0 una herramienta desarrollada en lenguaje de programación FORTRAN, esta herramienta solo incluye el análisis para redes de distribución radiales y débilmente malladas, posteriormente se presentara una herramienta para la incorporación de GD para que con ayuda de RADIFLUX 1.0 se puedan obtener resultados con dichas inclusiones.

Como los sistemas de distribución son grandes y complejos, se deben de tomar en cuenta que no son completamente balanceados. Los alimentadores primarios en los sistemas de distribución consisten en su mayoría de secciones de línea trifásica aéreas o subterráneas, y en algunas ocasiones secciones de línea monofásica o bifásica en los laterales del alimentador, como se observa en la Figura 3.15.

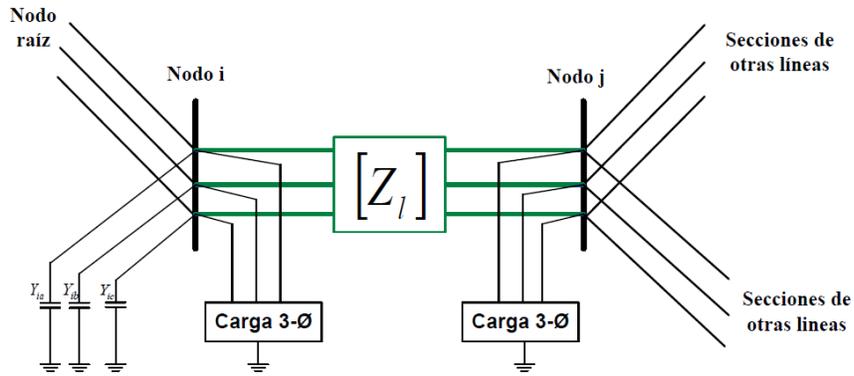


Figura 3.15 Sección de una línea trifásica

La matriz de una sección de línea l está representada por una matriz de 3x3, como se muestra en la ecuación

$$Z_l = \begin{bmatrix} Z_{aa,l} & Z_{ab,l} & Z_{ac,l} \\ Z_{ba,l} & Z_{bb,l} & Z_{bc,l} \\ Z_{ca,l} & Z_{cb,l} & Z_{cc,l} \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

Donde $Z_{aa,l}, Z_{bb,l}, Z_{cc,l}$ son las impedancias propias de las fases a, b y c respectivamente, y $Z_{ab,l}, Z_{bc,l}, Z_{ac,l}$ son las impedancias mutuas entre las fases ab, bc, ac respectivamente.

Si alguna fase de la sección de la línea no existe, el correspondiente renglón y columna en esta matriz contiene ceros, por ejemplo en la ecuación 2.20 se muestra la matriz de una sección de línea solo para las fases a y b, se representa con una matriz de 3x3 con ceros en el renglón y columna 3 que son correspondientes a la fase que no existe, o sea la fase 3.

$$Z_l = \begin{bmatrix} Z_{aa,l} & Z_{ab,l} & 0 \\ Z_{ba,l} & Z_{bb,l} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

3.10.1) Numeración de ramas

En contraste con todas las técnicas clásicas de flujos de potencia, el algoritmo usa redes orientadas. La Figura 3.16 muestra una red radial de distribución con n nodos, $(b=n-1)$ ramas y una fuente en el nodo raíz. En esta estructura de árbol, el nodo de una rama L más cercano al nodo raíz denotado por L_1 y el otro extremo por el nodo L_2 . En primer lugar se identifica el nodo raíz, este nodo servirá de referencia.

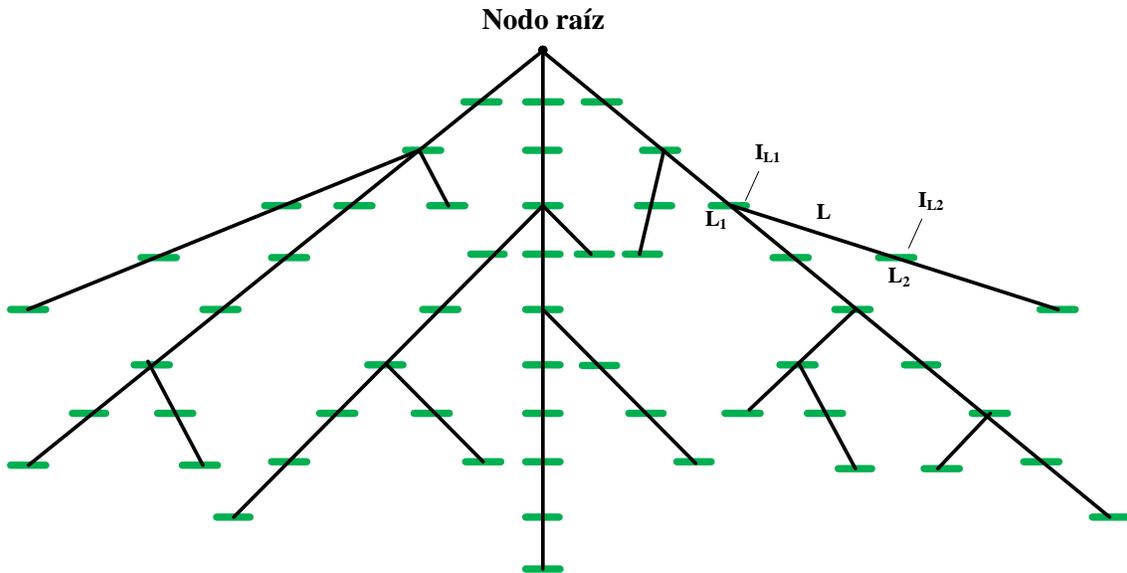


Figura 3.16 Red de distribución radial

El nodo raíz servirá de referencia para comenzar a enumerar los elementos, numeración de capas o niveles como se muestra en la Figura 3.17.

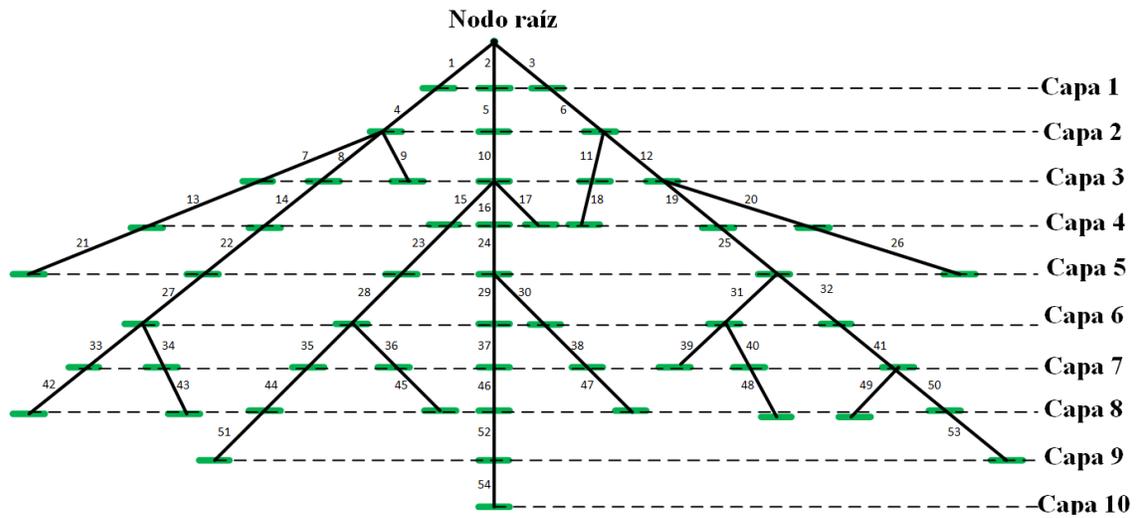


Figura 3.17 Red de distribución radial enumerada por capas

Partiendo de un perfil dado para las tensiones en los nodos, usualmente el perfil plano, el algoritmo de solución consta de tres pasos en cada iteración k :

3.10.2) Barrido progresivo-regresivo

1. **Calculo de la corriente nodal.** Es la corriente en el nodo $I_i^{(k)}$ correspondiente a cada nodo debido a las cargas S_i en el mismo y a las admitancias en derivación Y_i .

$$\begin{bmatrix} I_{ia} \\ I_{ib} \\ I_{ic} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} \left(\frac{S_{ia}}{V_{ia}^{(k-1)}} \right)^* \\ \left(\frac{S_{ib}}{V_{ib}^{(k-1)}} \right)^* \\ \left(\frac{S_{ic}}{V_{ic}^{(k-1)}} \right)^* \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Y_{ia}^* & & \\ & Y_{ib}^* & \\ & & Y_{ic}^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \end{bmatrix}^{(k-1)} \quad (3.53)$$

Donde:

I_{ia}, I_{ib}, I_{ic} Son las inyecciones de corriente en el nodo i correspondientes a la carga y elementos en derivación.

S_{ia}, S_{ib}, S_{ic} Son las potencias en el nodo i .

V_{ia}, V_{ib}, V_{ic} Son los voltajes en el nodo i .

Y_{ia}, Y_{ib}, Y_{ic} Son las admitancias en derivación en el nodo i .

2. **Barrido regresivo.** Se utiliza para calcular las corrientes J_{ij} de todas las ramas l , aplicando la ley de Kirchhoff de corrientes, iniciando desde la sección de la línea en la última capa y moviéndose hacia el nodo raíz, haciendo un barrido hacia atrás.

$$\begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{lb} \\ J_{lc} \end{bmatrix}^{(k)} = - \begin{bmatrix} J_{ja} \\ J_{jb} \\ J_{jc} \end{bmatrix}^{(k)} + \sum_{m \in M} \begin{bmatrix} J_{ma} \\ J_{mb} \\ J_{mc} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (3.54)$$

Donde:

J_{la}, J_{lb}, J_{lc} Es el flujo de corriente a través de la línea L .

I_{ia}, I_{ib}, I_{ic} Son las inyecciones de corriente en el nodo j correspondientes a la carga y elementos en derivación.

J_{ma}, J_{mb}, J_{mc} Son las corrientes de las ramas conectadas al nodo j .

M es el conjunto de secciones de línea conectados al nodo j .

3. **Barrido progresivo:** Se utiliza para actualizar los voltajes nodales aplicando la ley de Kirchhoff de voltajes, iniciando desde la primera capa y moviéndose hacia

la última capa, haciendo un barrido hacia adelante. Como se muestra en la Figura 3.16, el voltaje en el nodo L₂ es calculado usando los voltajes actualizados en el nodo L₁ y las corrientes calculadas en el barrido progresivo.

$$\begin{bmatrix} V_{ja} \\ V_{jb} \\ V_{jc} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \end{bmatrix}^{(k)} - \begin{bmatrix} Z_{aa,l} & Z_{ab,l} & Z_{ac,l} \\ Z_{ba,l} & Z_{bb,l} & Z_{bc,l} \\ Z_{ca,l} & Z_{cb,l} & Z_{cc,l} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{lb} \\ J_{lc} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (3.55)$$

Donde:

V_{ia}, V_{ib}, V_{ic} Son los voltajes en el nodo i.

V_{ja}, V_{jb}, V_{jc} Son los voltajes en el nodo j.

J_{la}, J_{lb}, J_{lc} Es el flujo de corriente a través de la línea l.

Después de estos tres pasos ejecutados en una iteración, las desviaciones de potencia aparente son calculadas en cada nodo por las tres fases de la siguiente forma:

$$\Delta S_{ia}^{(k)} = V_{ia}^{(k)} (I_{ia}^{(k)})^* - Y_{ia}^* |V_{ia}|^2 - S_{ia} \quad (3.56)$$

$$\Delta S_{ib}^{(k)} = V_{ib}^{(k)} (I_{ib}^{(k)})^* - Y_{ib}^* |V_{ib}|^2 - S_{ib} \quad (3.57)$$

$$\Delta S_{ic}^{(k)} = V_{ic}^{(k)} (I_{ic}^{(k)})^* - Y_{ic}^* |V_{ic}|^2 - S_{ic} \quad (3.58)$$

Si la parte real o imaginaria de estas desviaciones es más grande que un criterio de convergencia, los pasos 1,2 y 3 son repetidos hasta que la convergencia sea alcanzada.

3.10.3) Proceso iterativo para corregir el voltaje en el nodo PV

La relación entre el voltaje y la corriente en el nodo donde se encuentra la unidad de GD en modo PV, está dada por la siguiente ecuación:

$$[Z_v][I_q] = [\Delta V] \quad (3.59)$$

Donde:

$[Z_v]$ Es conocida como la matriz de sensibilidad del nodo PV. Su dimensión es igual al número de nodos PV o número de unidades de GD.

1. Inicialmente la potencia activa y el voltaje en el nodo son especificados. La potencia reactiva es inicializada en cero. Después de obtener los resultados del programa de flujos de potencia para redes de distribución y se procede a calcular la desviación en la magnitud de voltaje en el nodo donde se localiza la unidad de GD en modo de operación PV.

$$\Delta V_{ai}^{(k)} = |V_{ai}^d| - |V_{ai}^k| \quad (3.60)$$

$$\Delta V_{bi}^{(k)} = |V_{bi}^d| - |V_{bi}^k| \quad (3.61)$$

$$\Delta V_{ci}^{(k)} = |V_{ci}^d| - |V_{ci}^k| \quad (3.62)$$

Dónde:

$\Delta V_i^{(k)}$ Es la desviación de las magnitudes de voltaje entre el valor deseado menos el valor calculado por el algoritmo de flujos de potencia.

$V_{ai}^d, V_{bi}^d, V_{ci}^d$ Son las magnitudes de las tensiones deseadas en el nodo.

$V_{ai}^k, V_{bi}^k, V_{ci}^k$ Son las magnitudes de las tensiones obtenidas en el programa de flujos.

2. Para el nodo PV se debe calcular la inyección de corriente reactiva usando la ecuación 2.27. Considerando que la potencia reactiva de la unidad de GD es ilimitada, se calculan las magnitudes de la corriente reactiva para cada fase considerando que la corriente esta desplazada 90° con respecto a las tensiones.

$$I_{qa} = |I_q|^{(k)} e^{j(90^\circ + \delta_{V_{ia}})} \quad (3.63)$$

$$I_{qb} = |I_q|^{(k)} e^{j(90^\circ + \delta_{V_{ib}})} \quad (3.64)$$

$$I_{qc} = |I_q|^{(k)} e^{j(90^\circ + \delta_{V_{ic}})} \quad (3.65)$$

Donde:

$V_{ai}^k, V_{bi}^k, V_{ci}^k$ Son las magnitudes de las tensiones obtenidas en el programa de flujos.

$\delta_{V_{ia}}, \delta_{V_{ib}}, \delta_{V_{ic}}$ Son los ángulos de los voltajes de las tres fases en los nodos PV.

I_{qa}, I_{qb}, I_{qc} Son las inyecciones de corriente en los nodos PV.

3. Se calcula la potencia reactiva trifásica requerida para el nodo PV, usando la tensión en el bus y las corrientes calculadas en las ecuaciones (3.63), (3.64) y (3.65), obtenemos esta potencia reactiva por medio de la ecuación (3.66).

$$Q_{ig} = \text{Im}[V_{ia} * I_{ia}^*] + \text{Im}[V_{ib} * I_{ib}^*] + \text{Im}[V_{ic} * I_{ic}^*] \quad (3.66)$$

Donde Q_{ig} es la potencia reactiva trifásica, y la potencia requerida por cada fase es:

$$Q_{ig \text{ phase}} = Q_{ig}/3 \quad (3.67)$$

Si se toma en cuenta que la inyección de potencia reactiva está limitada por la capacidad del generador, se debe hacer un chequeo que esta potencia reactiva este dentro de los límites según la ecuación (3.68), si la cumple se inyecta dicha potencia, si no se inyecta la potencia reactiva máxima especificada por el generador.

$$Q_{ig}^{min} < Q_{ig} < Q_{ig}^{max} \quad (3.68)$$

Ahora, en el caso de tratarse de un sistema balanceado, se utiliza la misma metodología solo que de forma monofásica, esto es que solo se utiliza la fase A para todos los cálculos, utilizando la matriz de sensibilidades construida de forma monofásica y la ecuación para obtener la potencia reactiva a inyectar en el nodo PV está dada por:

$$Q_{ig} = \text{Im}[V_{ia} * I_{ia}^*] \quad (3.69)$$

En la Figura 3.18 se muestra el diagrama de flujo para el proceso de corrección de voltaje en el nodo PV.

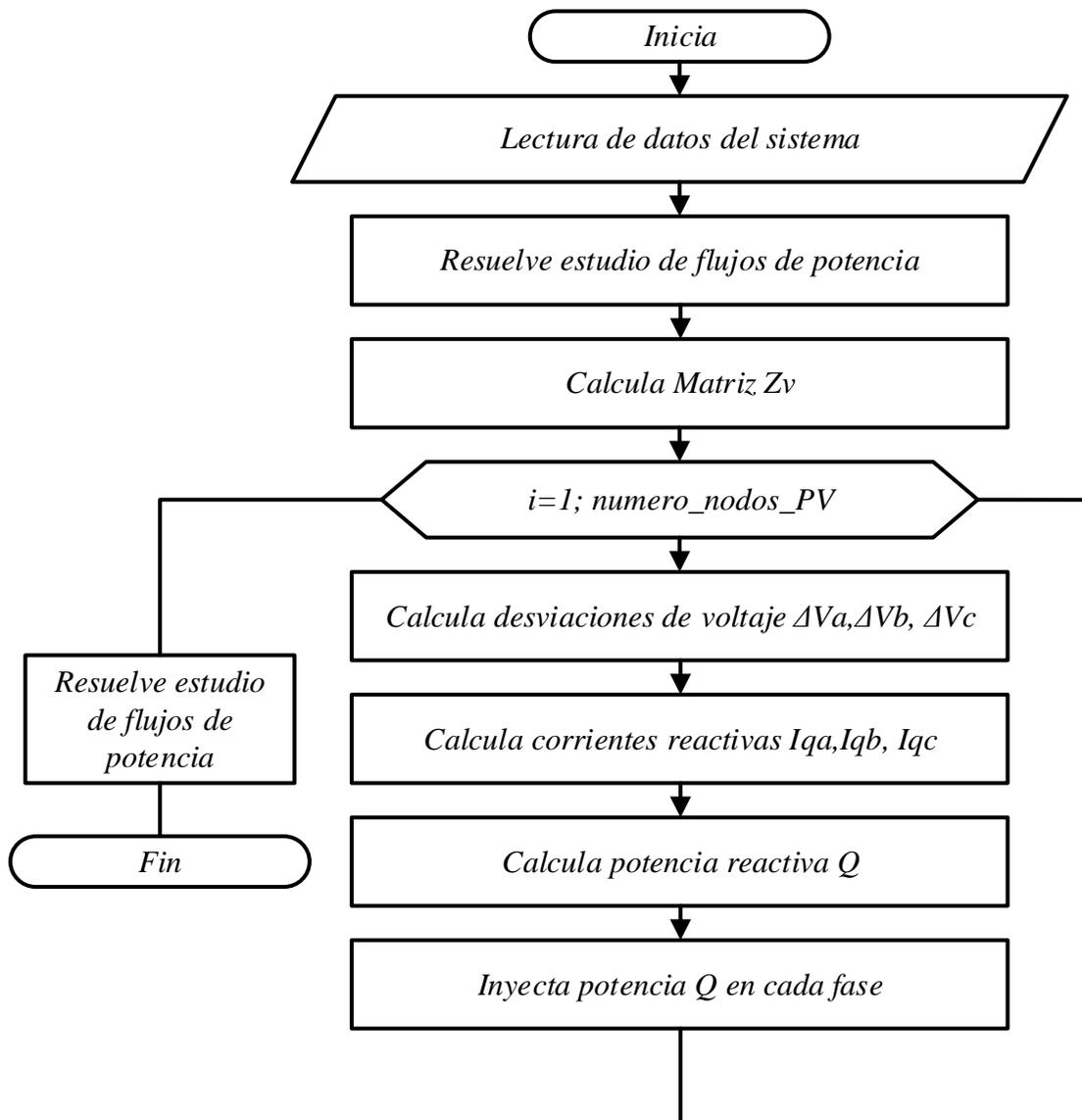


Figura 3.18 Diagrama de flujo para el modelo de GD para flujos de potencia en redes de distribución

CAPÍTULO 4 PRUEBAS Y RESULTADOS

4.1) INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan los resultados de la evaluación de la confiabilidad. Con ayuda de un programa desarrollado en lenguaje FORTRAN y con respecto a la metodología utilizada que se explica en el Capítulo 3, la cual se mostrará el impacto que tiene la GD en la confiabilidad de una red de distribución. Para hacer una correcta validación del programa desarrollado se compararon algunos de los índices en el caso base que se encuentran en las referencias del sistema de prueba [7].

El sistema de prueba es una red de distribución radial del IEEE de 11kV, en la cual se calcula lo siguiente:

- Índices de confiabilidad en los puntos de carga
- Índices de confiabilidad de vistos por el usuario
- Índices de energía

Los índices arriba mencionados se presentan en esta parte del trabajo, y los relacionados desde el punto de vista del usuario se corroboran con el programa realizado y con respecto a la referencia ya que son los presentados en los resultados del sistema de prueba de la referencia, los datos de este sistema se muestran en el Apéndice B2.

4.2) VALIDACIÓN DEL PROGRAMA CON EL SISTEMA DE PRUEBA IEEE DE 40 PUNTOS DE CARGA [7]

El sistema que se utilizó para evaluar la metodología descrita en el Capítulo 3 es un sistema de prueba del IEEE que consta de 205 elementos, este número de elementos están enumerados para ser implementados en el programa desarrollado para evaluar la confiabilidad. Los elementos del sistema están descritos en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Número de elementos del sistema de prueba IEEE [7]

<i>Elemento</i>	<i>Número de elementos</i>
Interruptores	7
Alimentadores	4
Fusibles	40
Puntos de carga	40
Transformadores	38
Líneas	64
Cuchillas N.C.	15

El sistema utilizado se muestra en la Figura 4.1 de la referencia [7], la cual es una red de distribución de 11kV que se encuentra conectada a una red de 138 kV por medio de un transformador de 30 MVA.

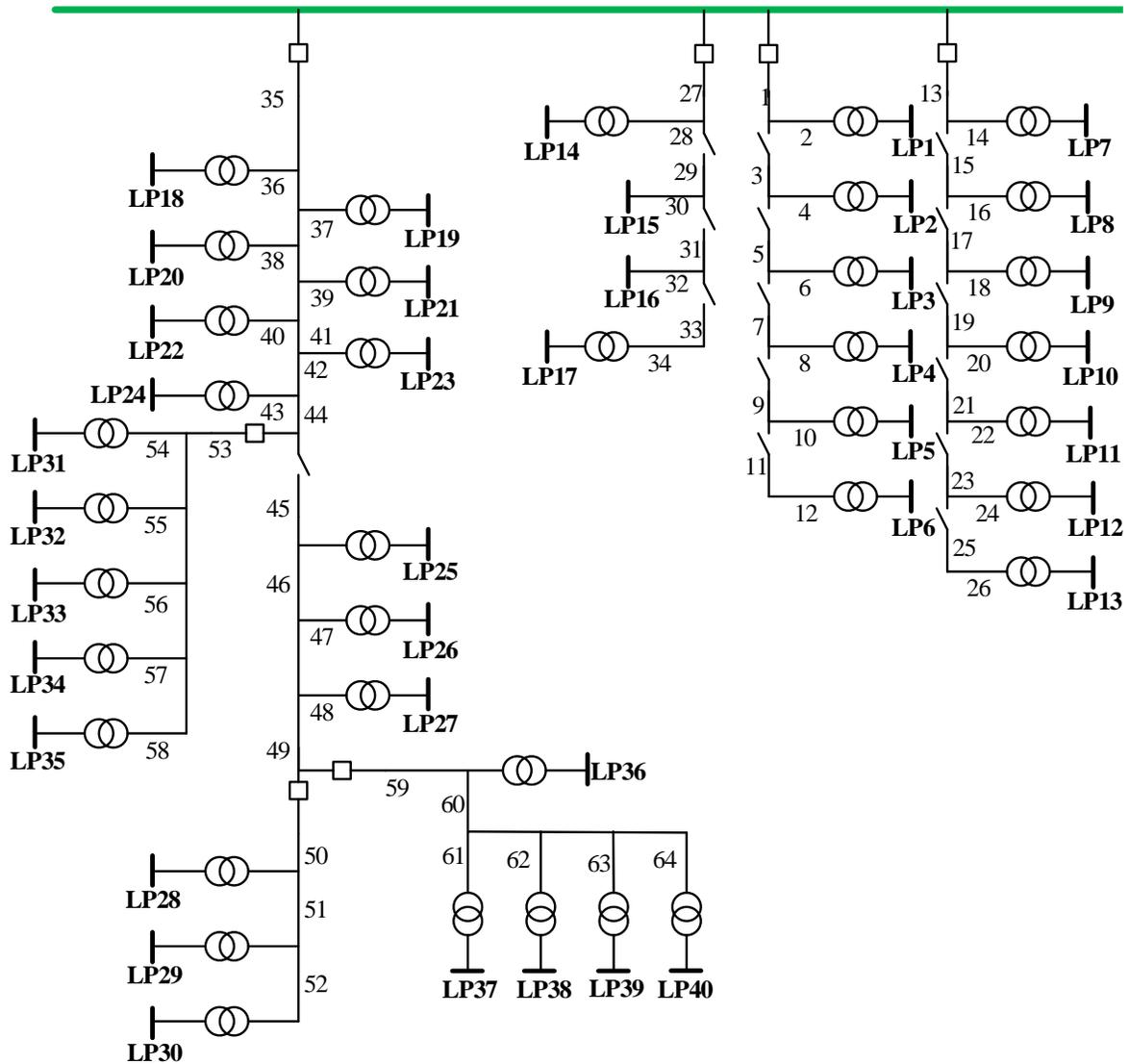


Figura 4.1 Sistema de prueba IEEE de 40 puntos de carga

La Figura 4.1 muestra la red original, pero para poder crear el archivo de entrada de datos para el programa desarrollado en FORTRAN, es necesario enumerar la red original por elementos para poder realizar la evaluación de la confiabilidad como se muestra en la Figura 4.2. Los datos necesarios para realizar el archivo de entrada como número de elementos, como tasas de falla de cada elemento, tiempo de reparación de cada elemento, tiempo de conmutación de cada elemento, tipo de elemento, y datos de los puntos de carga como número de consumidores por punto de carga y la carga en cada punto se encuentran en el Apéndice B2 de la Tabla B. 8 a la Tabla B. 12.

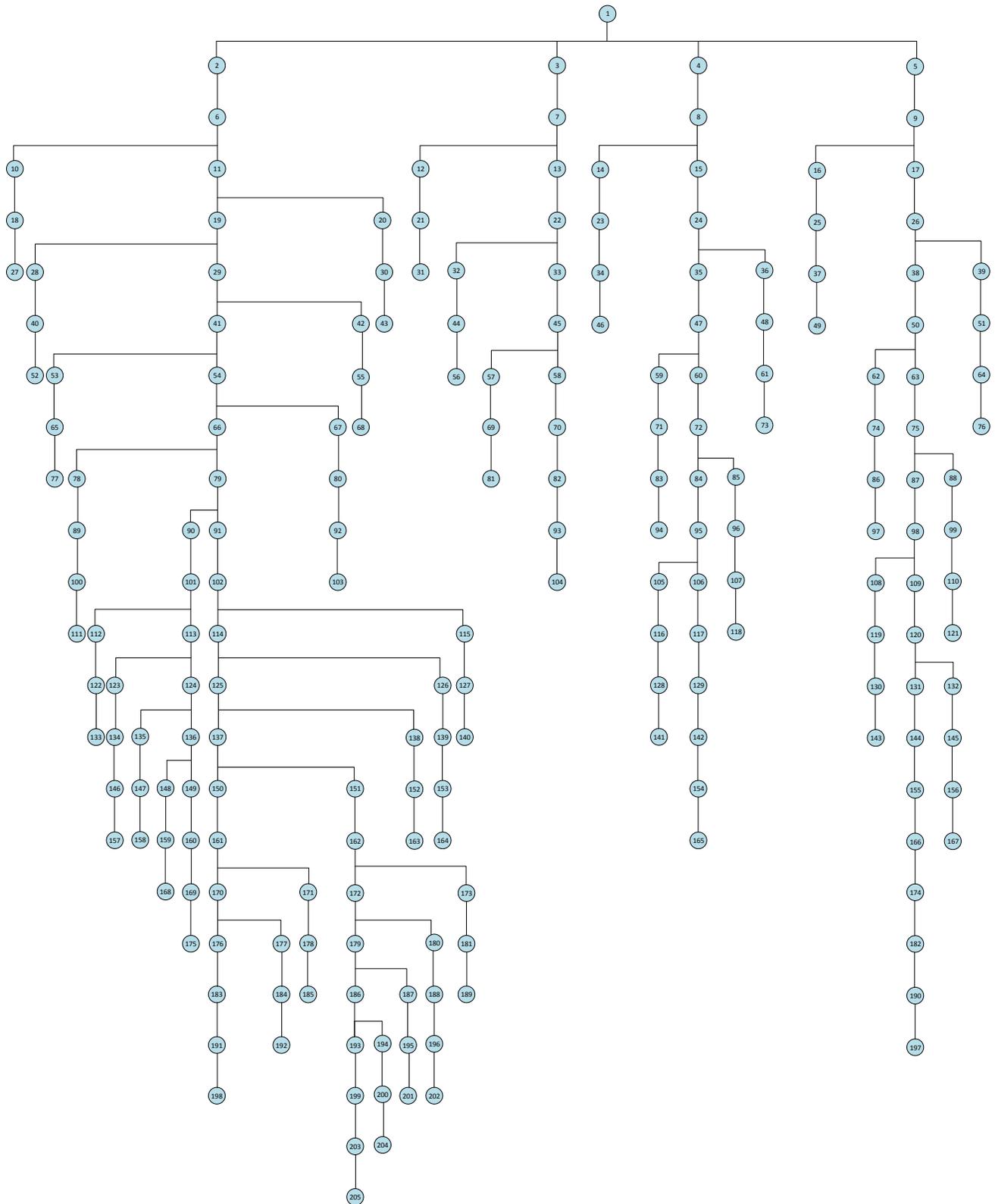


Figura 4.2 Red de prueba IEEE enumerada por elementos

Tabla 4.2 Índices de confiabilidad de cada punto de carga en el caso base

<i>Punto de carga</i>	<i>Tasa de falla (fallas/año)</i>	<i>Indisponibilidad (horas/año)</i>	<i>Tiempo de reparación (horas)</i>
27	1.6725	6.2015	3.707922
31	0.3855	3.3385	8.660182
43	1.6725	6.2015	3.707922
46	0.46025	2.11625	4.598045
49	0.51225	2.16825	4.232796
52	1.6725	6.2015	3.707922
56	0.2275	0.7345	3.228571
68	1.6725	6.2015	3.707922
73	0.47	2.321	4.938298
76	0.5025	2.3145	4.60597
77	1.6725	6.2015	3.707922
81	0.23725	0.97825	4.123288
94	0.47	2.529	5.380851
97	0.5025	2.5225	5.0199
103	1.7115	6.3965	3.737365
104	0.3725	3.7025	9.939597
111	1.7212	6.44525	3.744517
118	0.46025	2.67525	5.812602
121	0.5155	2.7955	5.42289
133	2.537	10.8425	4.273749
140	1.6725	9.0875	5.433483
141	0.47325	2.89625	6.119915
143	0.51225	2.93525	5.730112
157	2.589	12.0125	4.639822
158	2.537	12.89	5.080804
163	1.6725	9.0875	5.433483
164	1.7115	9.2825	5.423605
165	0.46025	3.02625	6.575231
167	0.5025	3.0815	6.132338
168	2.537	13.41	5.285771
175	2.537	10.524	4.148207
185	2.225	11.85	5.325843
189	2.511	13.28	5.28873
192	2.225	11.85	5.325843
197	0.51225	3.28625	6.415325

198	2.225	11.85	5.325843
201	2.511	13.28	5.28873
202	2.55975	13.52375	5.283231
204	2.511	13.28	5.28873
205	2.511	13.28	5.28873

Realizando un análisis por alimentadores del sistema IEEE se obtuvieron los siguientes resultados, los cuales se muestran en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3 Índices de confiabilidad orientados al consumidor por alimentador

<i>Índice</i>	<i>Alimentador 1</i>	<i>Alimentador 2</i>	<i>Alimentador 3</i>	<i>Alimentador 4</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	1.981700	.365670	.465627	.508547
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	9.064421	3.278307	2.577784	2.712479
CAIDI (Horas/Consumidor)	4.574064	8.965195	5.536157	5.333780
ASAI	.998965	.999626	.999706	.999690
ENS (kWh/ cliente año)	48579.55325	5393.947275	3008.890625	3504.02287

En la Tabla 4.4 se muestra la comparación de los índices de confiabilidad obtenidos con el programa desarrollado y con la referencia, los índices mostrados son los orientados al usuario, cabe mencionar que solo se muestran los índices SAIFI, SAIDI, CAIFI, ASAI y ENS ya que son los únicos que se encuentran en la referencia del sistema de prueba IEEE para poder realizar dicha comparación.

Tabla 4.4 Comparación de los resultados de los índices de confiabilidad de la red de prueba IEEE

<i>Índice</i>	<i>Referencia 1</i>	<i>Referencia 2</i>	<i>Error (%)</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	1.0067	1.00560	4.89718883
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	6.6688	6.69615	0.41011876
CAIDI (Horas/Consumidor)	6.6247	6.8254	3.02957115
ASAI	0.999239	.9994	0.01611226
ENS (MWh/ cliente año)	72.81531	72.4864	0.45170446

Referencia 1: Resultados del programa implementado

Referencia 2: Resultados de la referencia [7]

En las siguientes figuras podemos hacer una comparación grafica de los índices obtenidos por medio del programa implementado en FORTRAN y la referencia, se observa que los resultados son muy cercanos.

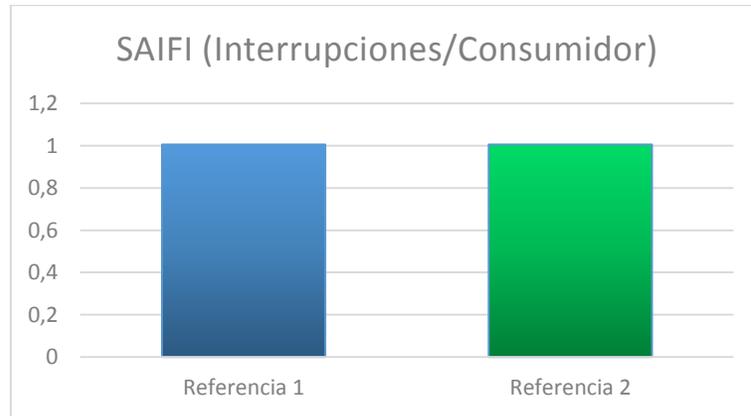


Figura 4.3 Comparación del índice SAIFI

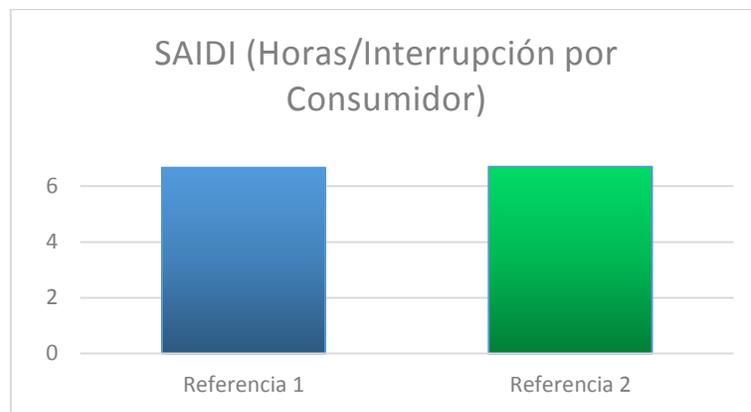


Figura 4.4 Comparación del índice SAIDI

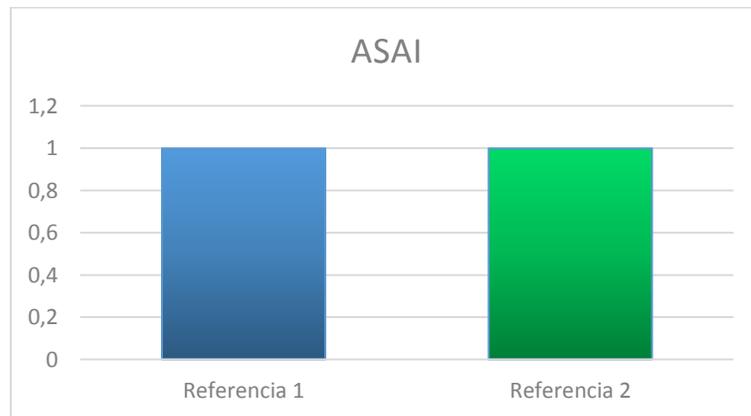


Figura 4.5 Comparación del índice ASAI

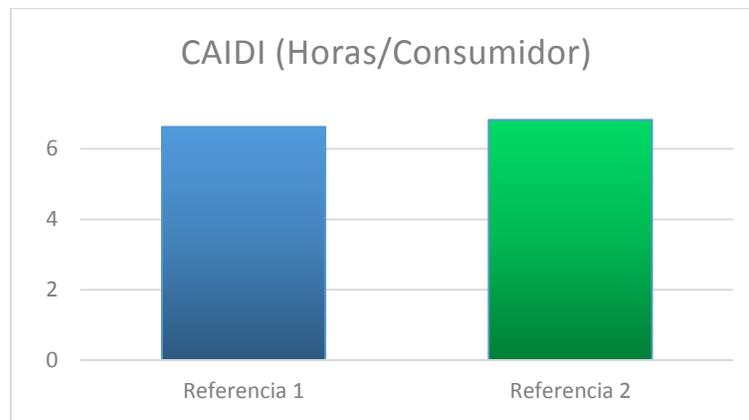


Figura 4.6 Comparación del índice CAIDI

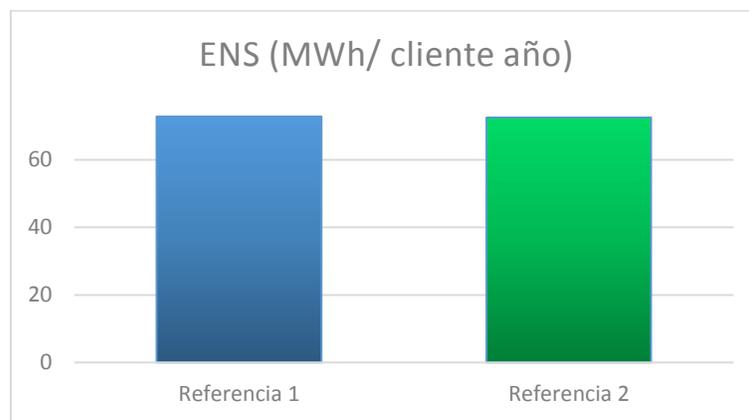


Figura 4.7 Comparación del índice ENS

De la Figura 4.3 a la Figura 4.7 se muestran gráficamente las comparaciones de los índices SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI y ENS siendo la referencia 1 el programa implementado en lenguaje FORTRAN y la referencia 2 los resultados del sistema de prueba de acuerdo con [7].

4.3) IMPACTO DE LA GD CONECTADA EN UN PUNTO DE CARGA

En esta sección se presentan los resultados obtenidos al conectar una unidad de GD en un punto de carga, utilizando la metodología descrita en la sección 3.7, se realizaron pruebas a este sistema conectando dos tipos de tecnología de GD y realizando una comparación de estos dos casos con el caso base. Cabe mencionar que se realizaron pruebas al sistema de la Figura 4.1, como se observa el sistema consta de 4 alimentadores y se realizó por separado el análisis de cada uno de ellos debido a que solo así se reflejaría el impacto que tiene la GD en la confiabilidad de la red conectándola en el punto de carga.

En Apéndice B, en la Tabla B. 13 se muestran los datos del tipo de tecnología de GD, tasa de falla, tiempo de reparación y tiempo de conmutación.

4.3.1) Pruebas en el alimentador 1

El alimentador 1 del sistema de prueba de la Figura 4.1 consta de 23 puntos de carga, los cuales basándose en la Tabla B. 13 del Apéndice B se realizaron simulaciones, conectando dos unidades de GD con tecnología de generador de inducción y generador síncrono. En la Tabla 4.5 y la Tabla 4.6 se muestran los resultados de dichas simulaciones con los puntos de carga con una unidad de GD con generación de inducción y generador síncrono respectivamente correspondientes al alimentador 1.

Tabla 4.5 Índices de confiabilidad en los puntos de carga para el alimentador 1 con una unidad de GD como generador de inducción

<i>Punto de carga</i>	<i>Tasa de falla (fallas/año)</i>	<i>Indisponibilidad (horas/año)</i>	<i>Tiempo de reparación (horas)</i>
27	1.6725	3.346185	2.000709
43	1.6725	3.346185	2.000709
52	1.6725	3.346185	2.000709
68	1.6725	3.346185	2.000709
77	1.6725	3.346185	2.000709
103	1.7115	3.424292	2.000755
111	1.72125	3.443819	2.000766
133	2.537	5.079182	2.002042
140	1.6725	3.346515	2.000906
157	2.589	5.183651	2.002183
158	2.537	5.079416	2.002135
163	1.6725	3.346515	2.000906
164	1.7115	3.424621	2.000947
168	2.537	5.079476	2.002158
175	2.537	5.079145	2.002028
185	2.225	4.453617	2.001626
189	2.511	5.0273	2.002111
192	2.225	4.453617	2.001626
198	2.225	4.453617	2.001626
201	2.511	5.0273	2.002111
202	2.55975	5.125133	2.002201
204	2.511	5.0273	2.002111
205	2.511	5.0273	2.002111

Tabla 4.6 Índices de confiabilidad en los puntos de carga para el alimentador 1 con una unidad de GD como generador síncrono

<i>Punto de carga</i>	<i>Tasa de falla (fallas/año)</i>	<i>Indisponibilidad (horas/año)</i>	<i>Tiempo de reparación (horas)</i>
27	1.6725	3.347946	2.251762
43	1.6725	3.347946	2.251762
52	1.6725	3.347946	2.251762
68	1.6725	3.347946	2.251762
77	1.6725	3.347946	2.251762
103	1.7115	3.426124	2.251826
111	1.72125	3.44567	2.251842
133	2.537	5.082744	2.253447
140	1.6725	3.350056	2.253023
157	2.589	5.187873	2.253814
158	2.537	5.084245	2.254038
163	1.6725	3.350056	2.253023
164	1.7115	3.428234	2.253058
168	2.537	5.084627	2.254189
175	2.537	5.082511	2.253355
185	2.225	4.458186	2.253679
189	2.511	5.032402	2.254143
192	2.225	4.458186	2.253679
198	2.225	4.458186	2.253679
201	2.511	5.032402	2.254143
202	2.55975	5.130327	2.25423
204	2.511	5.032402	2.254143
205	2.511	5.032402	2.254143

Como se puede observar comparando la Tabla 4.2 correspondiente al caso base, se puede realizar una comparación viendo el impacto de conectar una unidad de GD en cada punto de carga del alimentador 1, se puede observar el mejoramiento de los índices de confiabilidad, la tasa de falla es la única que se mantiene igual debido a que se experimentarían fallas a pesar de que se conecte una unidad de GD cuando haya una interrupción en el suministro. Con respecto a la indisponibilidad en el servicio se puede notar que este índice baja drásticamente al igual que el tiempo de reparación lo cual se reflejara en los índices relacionados al consumidor que se mostraran más adelante. A continuación se muestra una comparación grafica de los índices de indisponibilidad y tiempo de reparación, comparando el caso base, las unidades de GD con tecnología de generador de inducción y generador síncrono. Dichas comparaciones graficas se muestran en la Figura 4.8 y Figura 4.9.

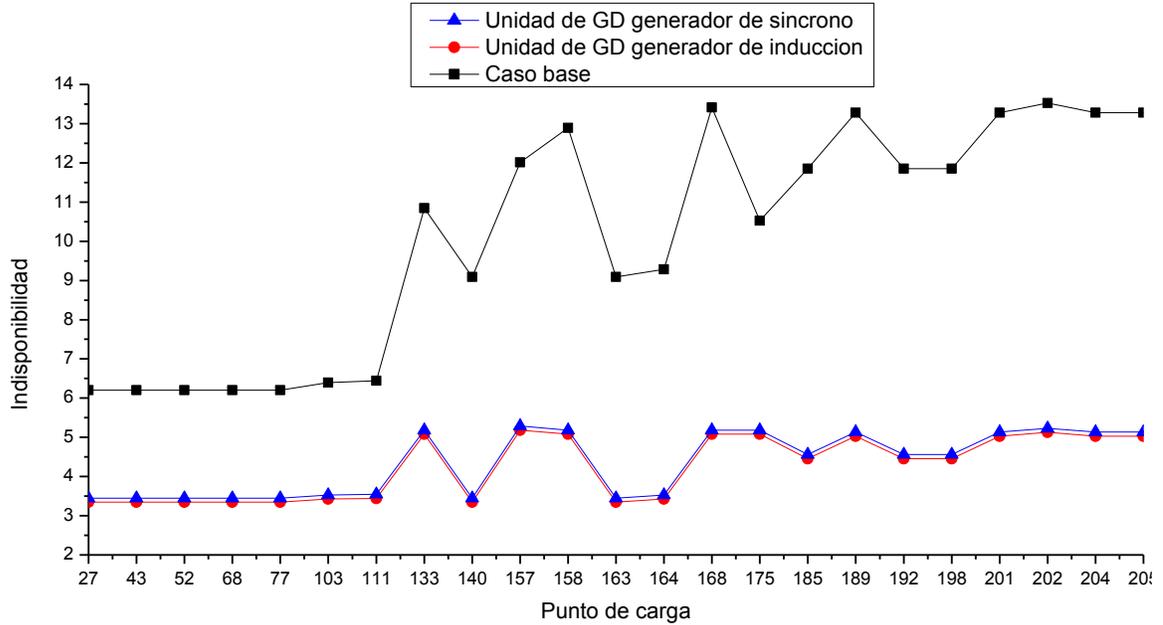


Figura 4.8 Comparación de la indisponibilidad para los puntos de carga en el alimentador 1

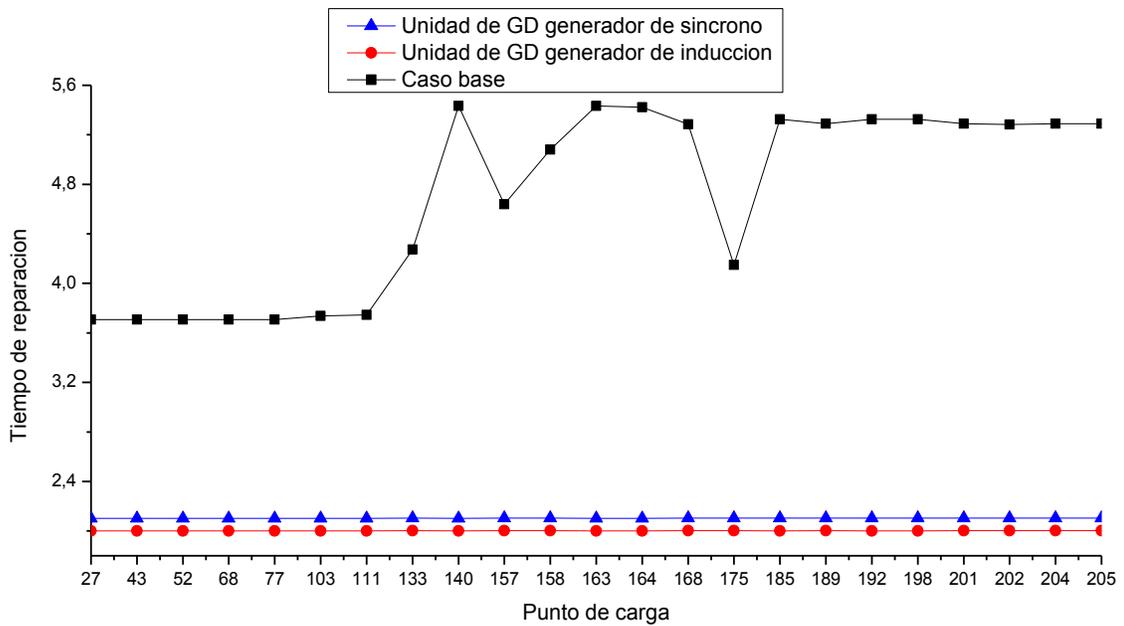


Figura 4.9 Comparación de la indisponibilidad para los puntos de carga en el alimentador 1

En cuanto a los índices de confiabilidad orientados a los consumidores, en la Tabla 4.7 se muestran los índices SAIFI, SAIDI, CAIDI ASAI, ENS, en algunos puntos de carga 27, 103, 157, 164, 202 y 205 en el alimentador 1.

Tabla 4.7 Comparación de índices de confiabilidad orientados al consumidor en el alimentador 1

<i>Índice</i>	<i>Punto de carga</i>			
	<i>27</i>		<i>103</i>	
	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	1.981700	1.981700	1.981700	1.981700
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	8.674698	8.674939	8.658744	8.325152
CAIDI (Horas/Consumidor)	4.377403	4.377525	4.369352	4.201016
ASAI	.999010	.999010	.999012	.999050
ENS (kWh/ cliente año)	48105.8565	48106.1486	48086.4638	7570.8454
<i>Índice</i>	<i>Punto de carga</i>			
	<i>157</i>		<i>164</i>	
	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	1.981700	1.981700	1.981700	1.981700
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	9.056623	8.724242	9.058982	8.725143
CAIDI (Horas/Consumidor)	4.570129	4.402404	4.571319	4.402859
ASAI	.998966	.999004	.998966	.999004
ENS (kWh/ cliente año)	46959.4601	46747.1602	46921.1878	46406.2880
<i>Índice</i>	<i>Punto de carga</i>			
	<i>202</i>		<i>205</i>	
	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	1.981700	1.981700	1.981700	1.981700
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	9.056623	8.722786	9.056758	8.722921
CAIDI (Horas/Consumidor)	4.570129	4.401669	4.570197	4.401737
ASAI	.998966	.999004	.998966	.999004
ENS (kWh/ cliente año)	46959.4601	46444.5394	46056.7027	45542.3399

4.3.2) Pruebas en el alimentador 2

El alimentador 2 del sistema de prueba de la Figura 4.1 consta de 4 puntos de carga, los cuales basándose en la Tabla B. 13 del Apéndice B se realizaron simulaciones, conectando dos unidades de GD con tecnología de generador de inducción y generador síncrono. En la Tabla 4.8 y la Tabla 4.9 se muestran los resultados de dichas simulaciones con los puntos de carga con una unidad de GD con generación de inducción y generador síncrono respectivamente correspondientes al alimentador 2.

Tabla 4.8 Índices de confiabilidad en los puntos de carga para el alimentador 2 con una unidad de GD como generador de inducción

<i>Punto de carga</i>	<i>Tasa de falla (fallas/año)</i>	<i>Indisponibilidad (horas/año)</i>	<i>Tiempo de reparación (horas)</i>
31	0.3855	0.771251	2.000652
56	0.2275	0.455014	2.00006
81	0.23725	0.474538	2.00016
104	0.3725	0.745298	2.000799

Tabla 4.9 Índices de confiabilidad en los puntos de carga para el alimentador 2 con una unidad de GD como generador síncrono

<i>Punto de carga</i>	<i>Tasa de falla (fallas/año)</i>	<i>Indisponibilidad (horas/año)</i>	<i>Tiempo de reparación (horas)</i>
31	0.3855	0.869126	2.254542
56	0.2275	0.512014	2.250613
81	0.23725	0.534112	2.251263
104	0.3725	0.840165	2.255477

Como se puede observar comparando la Tabla 4.2 correspondiente al caso base, se puede realizar una comparación viendo el impacto de conectar una unidad de GD en cada punto de carga del alimentador 2, se puede observar el mejoramiento de los índices de confiabilidad, la tasa de falla es la única que se mantiene igual debido a que se experimentaran fallas a pesar de que se conecte una unidad de GD cuando haya una interrupción en el suministro. Con respecto a la indisponibilidad en el servicio se puede notar que este índice baja drásticamente al igual que el tiempo de reparación lo cual se reflejara en los índices relacionados al consumidor que se mostraran más adelante. A continuación se muestra una comparación grafica de los índices de indisponibilidad y tiempo de reparación, comparando el caso base, las unidades de GD con tecnología de generador de inducción y generador síncrono. Dichas comparaciones graficas se muestran en la Figura 4.10 y la Figura 4.11.

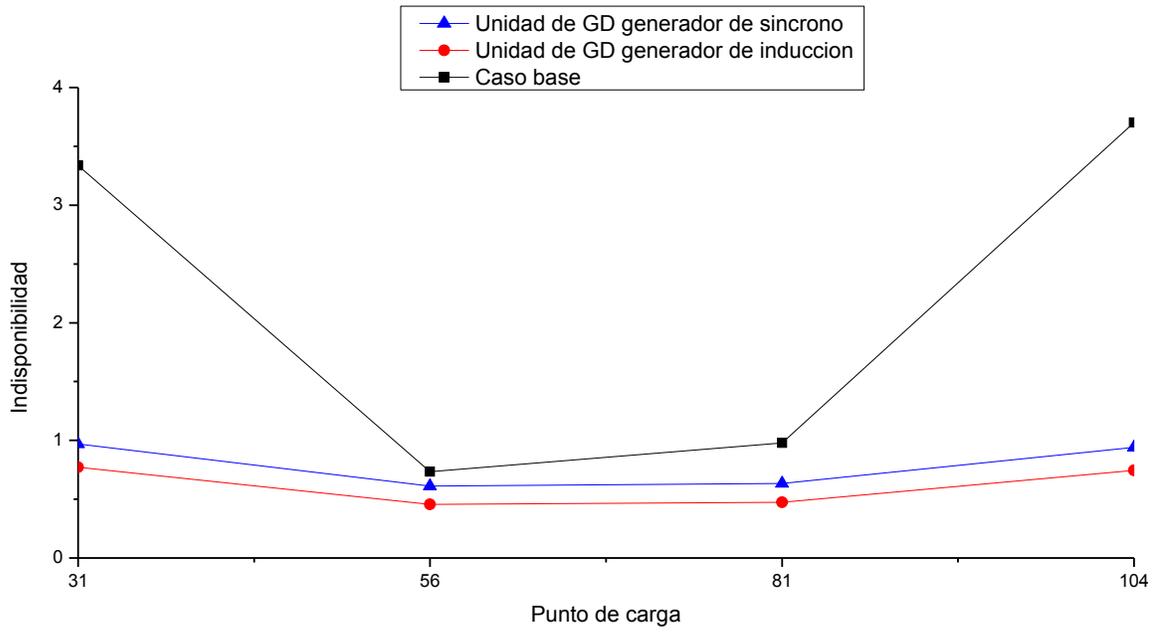


Figura 4.10 Comparación de la indisponibilidad para los puntos de carga en el alimentador 2

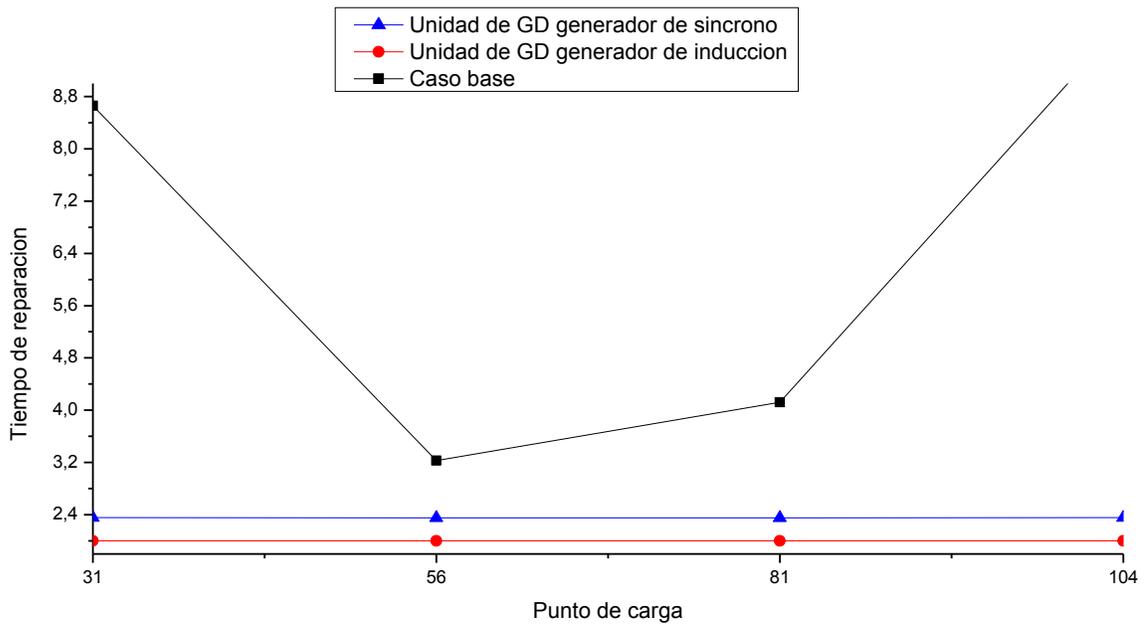


Figura 4.11 Comparación de la indisponibilidad para los puntos de carga en el alimentador 2

En cuanto a los índices de confiabilidad orientados a los consumidores, en la Tabla 4.10 se muestran los índices SAIFI, SAIDI, CAIDI ASAI, ENS, en algunos puntos de carga 31, 56, 81 y 104 en el alimentador 1.

Tabla 4.10 Comparación de índices de confiabilidad orientados al consumidor en el alimentador 2

<i>Índice</i>	<i>Punto de carga</i>			
	<i>31</i>		<i>56</i>	
	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	.365670	.365670	.365670	.365670
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	2.111376	2.155864	3.265603	3.268194
CAIDI (Horas/Consumidor)	5.773985	5.895647	8.930453	8.937539
ASAI	.999010	.999754	.999627	.999627
ENS (kWh/ cliente año)	4188.1105	4234.0821	4935.8411	5029.271139
<i>Índice</i>	<i>Punto de carga</i>			
	<i>81</i>		<i>104</i>	
	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	.365670	.365670	.365670	.365670
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	3.255411	3.258119	1.934124	1.977246
CAIDI (Horas/Consumidor)	8.902581	8.909986	5.289254	5.407179
ASAI	.999628	.999628	.999779	.999774
ENS (kWh/ cliente año)	4939.3470	4993.11283	4004.9493	4049.5086

4.3.3 Pruebas en el alimentador 3

El alimentador 3 del sistema de prueba de la Figura 4.1 consta de 6 puntos de carga, los cuales basándose en la Tabla B. 13 del Apéndice B se realizaron simulaciones, conectando dos unidades de GD con tecnología de generador de inducción y generador síncrono. En la Tabla 4.11 y la Tabla 4.12 se muestran los resultados de dichas simulaciones con los puntos de carga con una unidad de GD con generación de inducción y generador síncrono respectivamente correspondientes al alimentador 3.

Tabla 4.11 Índices de confiabilidad en los puntos de carga para el alimentador 3 con una unidad de GD como generador de inducción

<i>Punto de carga</i>	<i>Tasa de falla (fallas/año)</i>	<i>Indisponibilidad (horas/año)</i>	<i>Tiempo de reparación (horas)</i>
46	0.46025	0.920584	2.000183
73	0.47	0.940104	2.000222
94	0.47	0.940128	2.000272
118	0.46025	0.920648	2.000322
141	0.47325	0.946669	2.000356
165	0.46025	0.920688	2.000409

Tabla 4.12 Índices de confiabilidad en los puntos de carga para el alimentador 3 con una unidad de GD como generador síncrono

<i>Punto de carga</i>	<i>Tasa de falla (fallas/año)</i>	<i>Indisponibilidad (horas/año)</i>	<i>Tiempo de reparación (horas)</i>
46	0.46025	1.036285	2.25157
73	0.47	1.058355	2.251818
94	0.47	1.058506	2.252141
118	0.46025	1.036693	2.252457
141	0.47325	1.066081	2.252681
165	0.46025	1.036949	2.253013

Como se puede observar comparando la Tabla 4.2 correspondiente al caso base, se puede realizar una comparación viendo el impacto de conectar una unidad de GD en cada punto de carga del alimentador 3, se puede observar el mejoramiento de los índices de confiabilidad, la tasa de falla es la única que se mantiene igual debido a que se experimentarían fallas a pesar de que se conecte una unidad de GD cuando haya una interrupción en el suministro. Con respecto a la indisponibilidad en el servicio se puede notar que este índice baja drásticamente al igual que el tiempo de reparación lo cual se reflejara en los índices relacionados al consumidor que se mostraran más adelante. A continuación se muestra una comparación grafica de los índices de indisponibilidad y tiempo de reparación, comparando el caso base, las unidades de GD con tecnología de generador de inducción y generador síncrono. Dichas comparaciones graficas se muestran en la Tabla 4.12 y la Tabla 4.13.

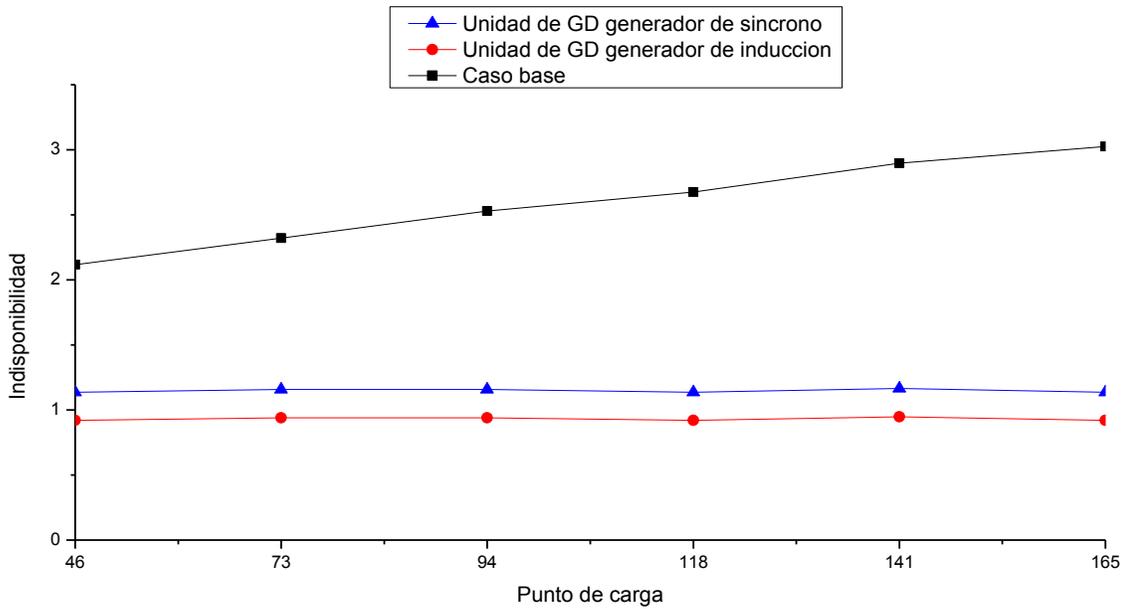


Figura 4.12 Comparación de la indisponibilidad para los puntos de carga en el alimentador 3

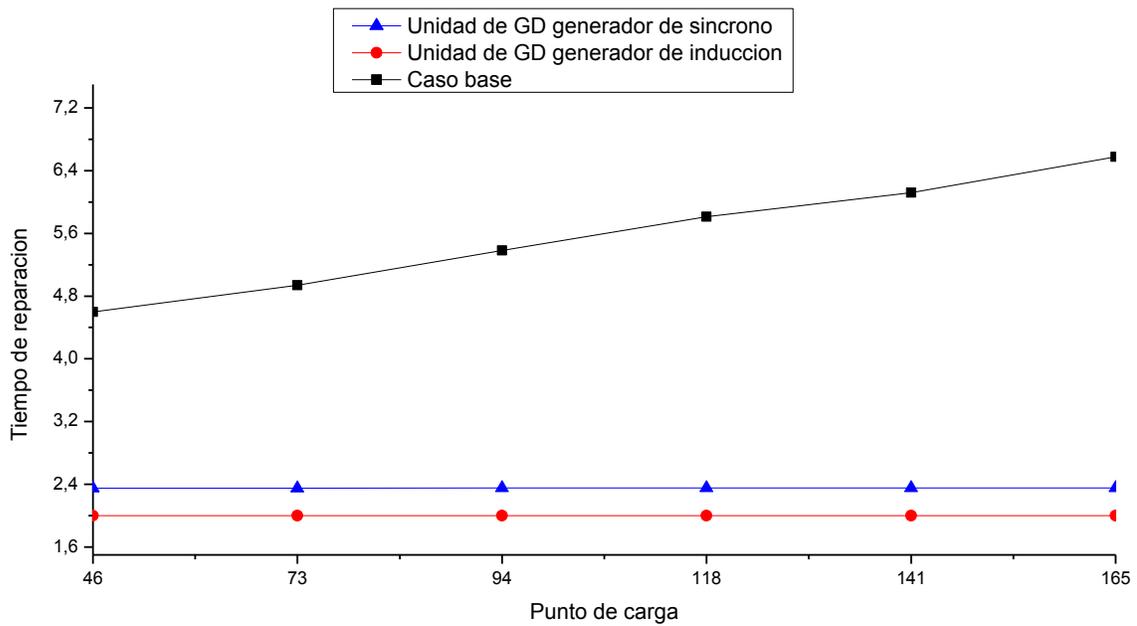


Figura 4.13 Comparación del tiempo de reparación para los puntos de carga en el alimentador 3

En cuanto a los índices de confiabilidad orientados a los consumidores, en la Tabla 4.13 se muestran los índices SAIFI, SAIDI, CAIDI ASAI, ENS, en algunos puntos de carga 46, 73, 94, 118, 141, 165 en el alimentador 3.

Tabla 4.13 Comparación de índices de confiabilidad orientados al consumidor en el alimentador 3

<i>Índice</i>	<i>Punto de carga</i>			
	<i>46</i>		<i>73</i>	
	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	.465627	.465627	.465627	.465627
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	2.361813	2.3827125	2.350045	2.369547
CAIDI (Horas/Consumidor)	5.072329	5.117212	5.047055	5.088938
ASAI	.999730	.999728	.999732	.999730
ENS (kWh/ cliente año)	2796.65995	2817.1968	2759.22465	2780.6043
<i>Índice</i>	<i>Punto de carga</i>			
	<i>94</i>		<i>118</i>	
	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	.465627	.465627	.465627	.465627
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	2.290789	2.31217	2.288413	2.307551
CAIDI (Horas/Consumidor)	4.919794	4.965716	4.914691	4.955793
ASAI	.999738	.999736	.999739	.999737
ENS (kWh/ cliente año)	2726.86582	2747.87801	2691.65859	2712.63956
<i>Índice</i>	<i>Punto de carga</i>			
	<i>141</i>		<i>165</i>	
	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	.465627	.465627	.465627	.465627
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	2.276671	2.295114	2.252579	2.270536
CAIDI (Horas/Consumidor)	4.889473	4.929083	4.837734	4.876298
ASAI	.999740	.999738	.999743	.999741
ENS (kWh/ cliente año)	2587.19617	2613.0250	2553.4575	2578.6049

4.3.4) Pruebas en el alimentador 4

El alimentador 2 del sistema de prueba de la Figura 4.1 consta de 4 puntos de carga, los cuales basándose en la Tabla B. 13 del Apéndice B se realizaron simulaciones, conectando dos unidades de GD con tecnología de generador de inducción y generador síncrono. En la Tabla 4.14 y la Tabla 4.15 se muestran los resultados de dichas simulaciones con los puntos de carga con una unidad de GD con generación de inducción y generador síncrono respectivamente correspondientes al alimentador 4.

Tabla 4.14 Índices de confiabilidad en los puntos de carga para el alimentador 4 con una unidad de GD como generador de inducción

<i>Punto de carga</i>	<i>Tasa de falla (fallas/año)</i>	<i>Indisponibilidad (horas/año)</i>	<i>Tiempo de reparación (horas)</i>
49	0.51225	1.024572	2.000141
76	0.5025	1.005092	2.000183
97	0.5025	1.005116	2.00023
121	0.5155	1.031143	2.000277
143	0.51225	1.02466	2.000312
167	0.5025	1.00518	2.000357
197	0.51225	1.0247	2.00039

Tabla 4.15 Índices de confiabilidad en los puntos de carga para el alimentador 4 con una unidad de GD como generador síncrono

<i>Punto de carga</i>	<i>Tasa de falla (fallas/año)</i>	<i>Indisponibilidad (horas/año)</i>	<i>Tiempo de reparación (horas)</i>
49	0.51225	1.15323	2.251303
76	0.5025	1.131417	2.251575
97	0.5025	1.131568	2.251877
121	0.5155	1.160994	2.252172
143	0.51225	1.15379	2.252396
167	0.5025	1.131976	2.252689
197	0.51225	1.154046	2.252896

Como se puede observar comparando la Tabla 4.2 correspondiente al caso base, se puede realizar una comparación viendo el impacto de conectar una unidad de GD en cada punto de carga del alimentador 4, se puede observar el mejoramiento de los índices de confiabilidad, la tasa de falla es la única que se mantiene igual debido a que se experimentarían fallas a pesar de que se conecte una unidad de GD cuando haya una interrupción en el suministro. Con respecto a la indisponibilidad en el servicio se puede notar que este índice baja drásticamente al igual que el tiempo de reparación lo cual se reflejara en los índices relacionados al consumidor que se mostraran más adelante. A continuación se muestra una comparación grafica de los índices de indisponibilidad y tiempo de reparación, comparando el caso base, las unidades de GD con tecnología de generador de inducción y generador síncrono. Dichas comparaciones graficas se muestran en la Tabla 4.14 y la Tabla 4.15.

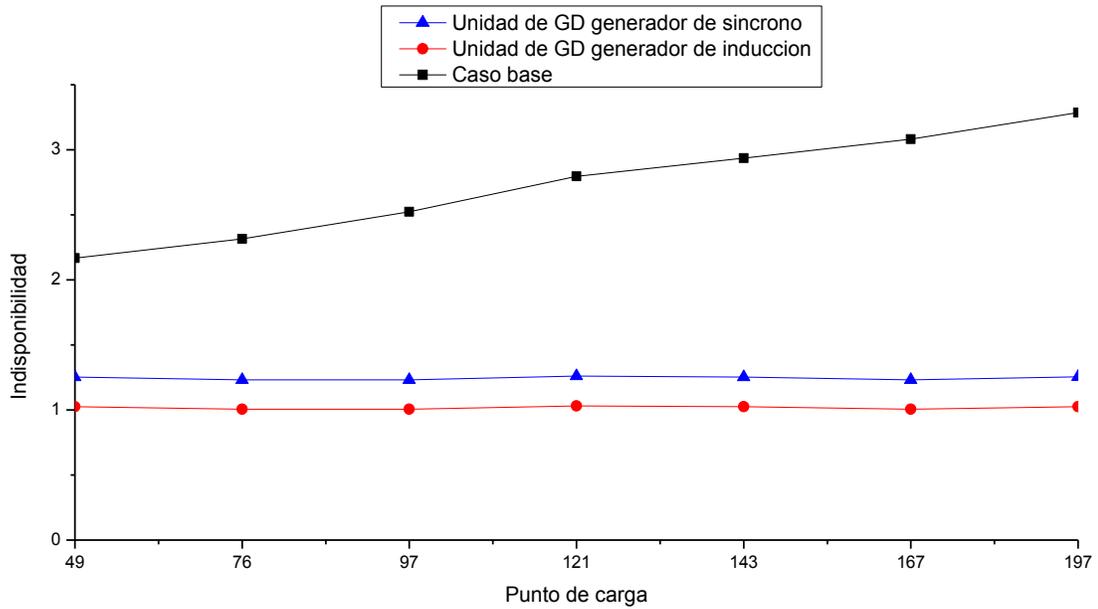


Figura 4.14 Comparación de la indisponibilidad para los puntos de carga en el alimentador 4

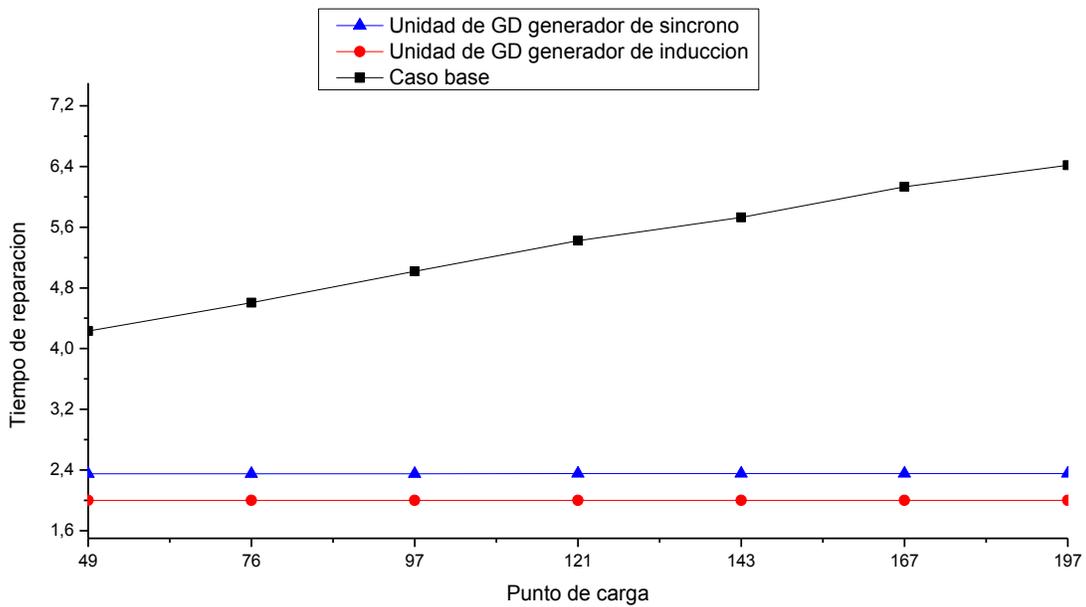


Figura 4.15 Comparación del tiempo de reparación para los puntos de carga en el alimentador 4

En cuanto a los índices de confiabilidad orientados a los consumidores, en la Tabla 4.7 se muestran los índices SAIFI, SAIDI, CAIDI ASAI, ENS, en algunos puntos de carga 49, 76, 97, 121, 143, 167 y 197 en el alimentador 4.

Tabla 4.16 Comparación de índices de confiabilidad orientados al consumidor en el alimentador 4

<i>Índice</i>	<i>Punto de carga</i>			
	<i>49</i>		<i>76</i>	
	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	.508547	.508547	.508547	.508547
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	2.538980	2.558498	2.513838	2.533002
CAIDI (Horas/Consumidor)	4.992614	5.030994	4.943176	4.980859
ASAI	.999710	.999708	.999713	.999711
ENS (kWh/ cliente año)	3314.28671	3335.631043	3286.7921	3307.7493
<i>Índice</i>	<i>Punto de carga</i>			
	<i>97</i>		<i>121</i>	
	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	.508547	.508547	.508547	.508547
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	2.496381	2.514390	2.444821	2.464520
CAIDI (Horas/Consumidor)	4.908848	4.944260	4.807462	4.846197
ASAI	.999715	.999713	.999721	.999719
ENS (kWh/ cliente año)	3234.68718	3257.1325	3211.31597	3232.8584
<i>Índice</i>	<i>Punto de carga</i>			
	<i>143</i>		<i>167</i>	
	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	.508547	.508547	.508547	.508547
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	2.464043	2.480834	2.429637	2.446909
CAIDI (Horas/Consumidor)	4.845259	4.878277	4.777603	4.811568
ASAI	.999719	.999717	.999723	.999721
ENS (kWh/ cliente año)	3158.58813	3181.93485	3074.2245	3100.47147
<i>Índice</i>	<i>Punto de carga</i>			
	<i>197</i>			
	<i>Generador de inducción</i>	<i>Generador de síncrono</i>		
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	.508547	.508547		
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	2.404404	2.422024		
CAIDI (Horas/Consumidor)	4.727986	4.762634		
ASAI	.999726	.999724		
ENS (kWh/ cliente año)	3035.88195	3062.65662		

4.4) IMPACTO DE LA GD INTERCONECTADA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Como se mencionó en el Capítulo 3, la red a analizar se debe dividir en segmentos, para esto la red de la Figura 4.1 se tomó el alimentador 1 ya que cuenta con las características para realizar este análisis, esta división de segmentos se muestra en la Figura 4.16.

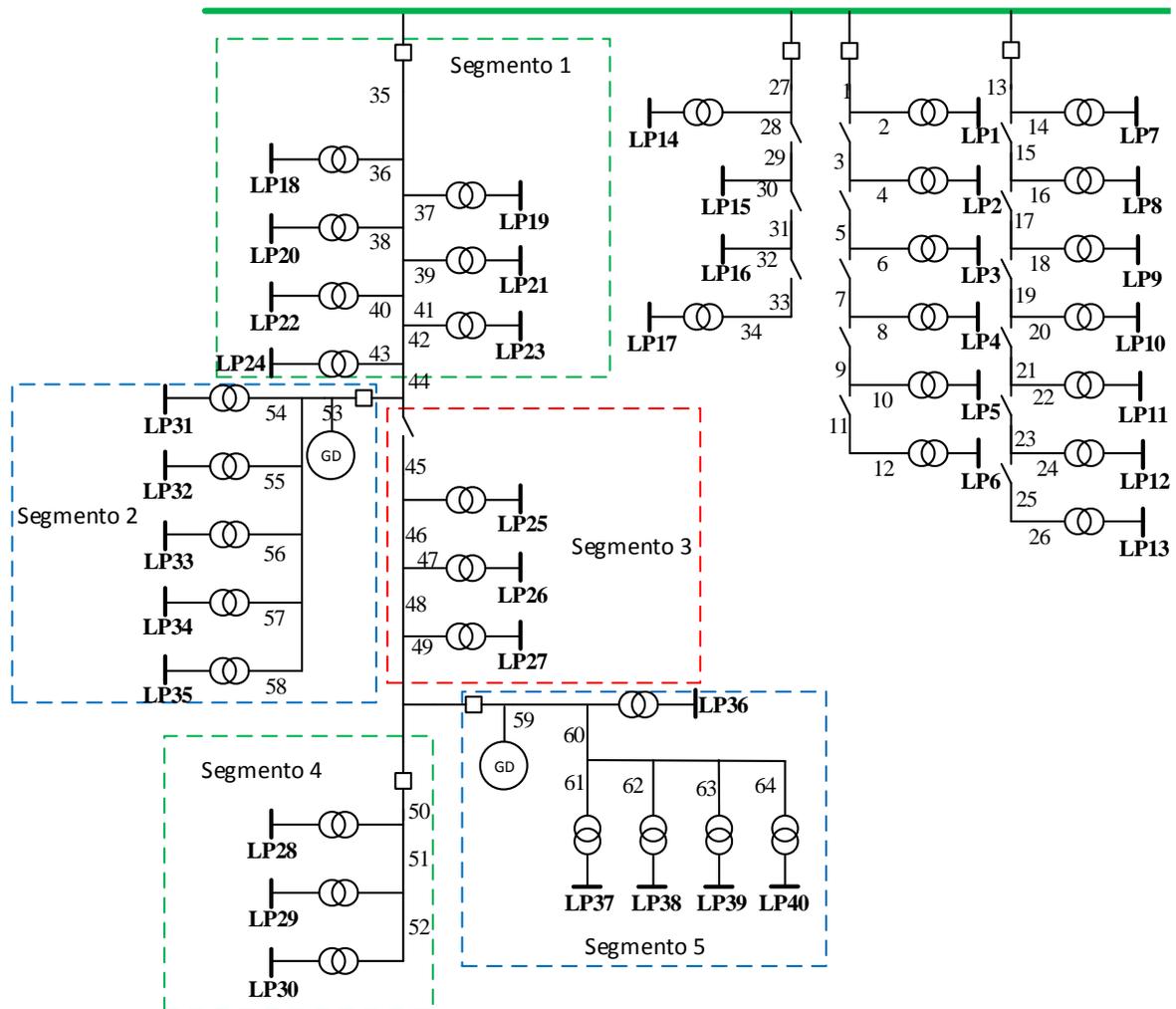


Figura 4.16 Sistema de prueba del IEEE

La Figura 4.16 muestra como está dividida por segmentos, los cuales son 5, y como se había mencionado en el Capítulo 3 debe de contener solo un dispositivo de protección ya sea interruptor o cuchilla. Nos enfocaremos a realizar pruebas conectando dos unidades de GD en el segmento 2 y el segmento 5. En ambos segmentos se conectarán unidades de GD con algunos tipos de tecnología como: generador de inducción y generador síncrono.

Se conecta una unidad de generación distribuida con tecnología generador síncrono y un generador de inducción en los segmentos 2 y 5 respectivamente, con capacidades de 400 kW por fase como se observa en la Figura 4.16.

En la Tabla 4.17 se muestran los puntos de carga correspondientes a los segmentos donde se conectan las unidades de GD.

Tabla 4.17 Puntos de carga correspondientes a cada segmento

<i>Punto de carga</i>	
<i>Segmento 2</i>	<i>Segmento 5</i>
133	189
157	201
158	202
168	204
175	205

Utilizando la metodología descrita en el Capítulo 3, se realizó una simulación en el alimentador 1 de la Figura 4.16. Los resultados de los puntos de carga correspondientes a cada división de segmentos 2 y 5 se muestran a continuación.

Realizando el impacto que se tiene sobre los índices de confiabilidad en los puntos de carga del segmento 2, se muestra en la Tabla 4.18 la comparación con GD y sin GD.

Tabla 4.18 Comparación de los índices de confiabilidad en los puntos de carga en el segmento 2 con GD y sin GD

<i>Punto de carga</i>	<i>Sin GD</i>	<i>Con GD</i>	<i>Sin GD</i>	<i>Con GD</i>	<i>Sin GD</i>	<i>Con GD</i>
	<i>Tasa de falla (fallas/año)</i>	<i>Tasa de falla (fallas/año)</i>	<i>Indisponibilidad (horas/año)</i>	<i>Indisponibilidad (horas/año)</i>	<i>Tiempo de reparación (horas)</i>	<i>Tiempo de reparación (horas)</i>
133	2.537	2.537	10.8425	7.089	4.273749	2.794245
157	2.589	2.589	12.0125	8.103	4.639822	3.12978
158	2.537	2.537	12.89	9.1365	5.080804	3.601301
168	2.537	2.537	13.41	9.6565	5.285771	3.806267
175	2.537	2.537	10.524	6.7705	4.148207	2.668703

De forma gráfica se muestra la comparación de los índices de confiabilidad en los 5 puntos de carga correspondientes en el segmento 2, con GD y sin GD. Dicha comparación se realiza de forma gráfica solo con la indisponibilidad y el tiempo de reparación, ya que la tasa de falla se mantiene igual. Dichas comparaciones graficas se muestran en la Figura 4.17 y Figura 4.18.

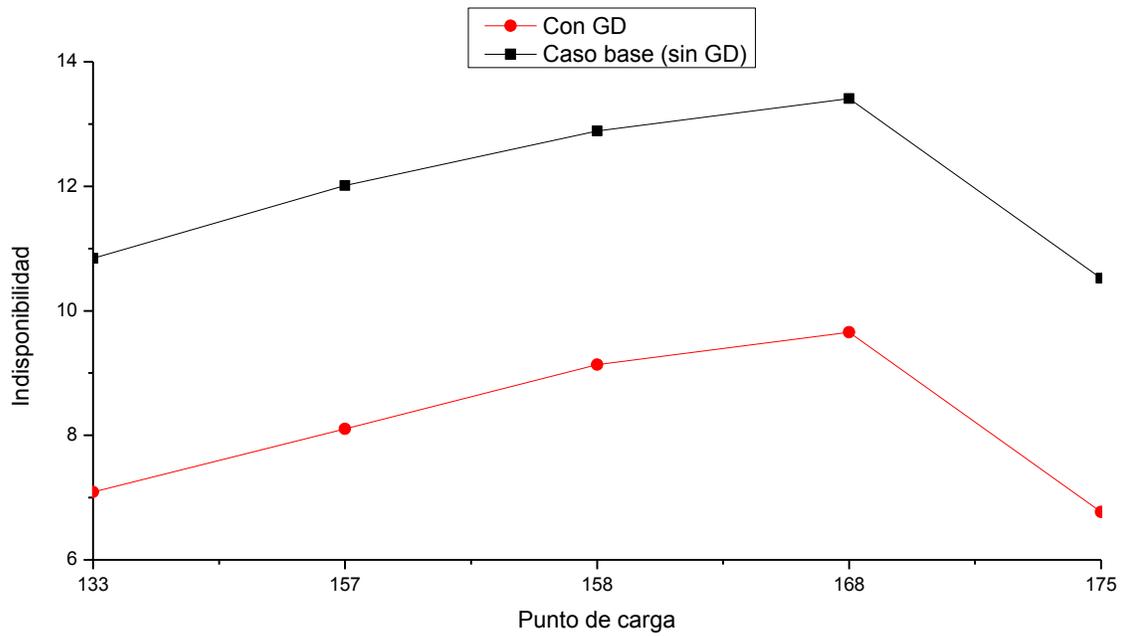


Figura 4.17 Indisponibilidad en los puntos de carga del segmento 2

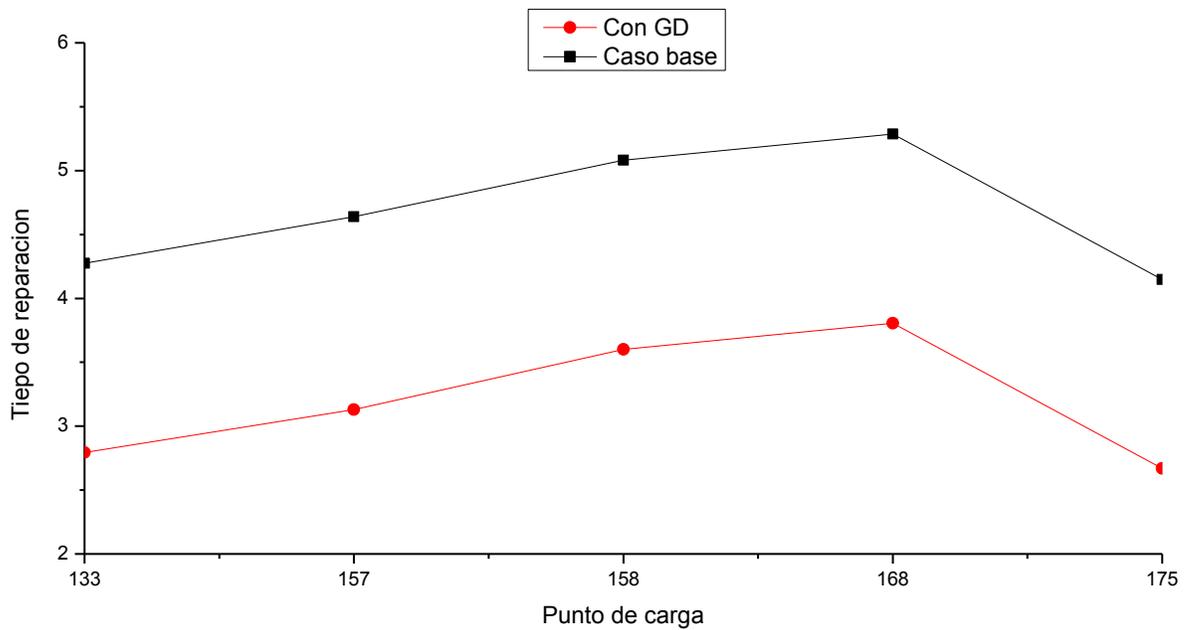


Figura 4.18 Tiempo de reparación en los puntos de carga del segmento 2

De igual manera que en el segmento 2, para el segmento 5 se realiza una comparación del impacto que se tiene sobre los índices de confiabilidad en los puntos de carga del segmento 5, se muestra en la Tabla 4.19 la comparación con GD y sin GD.

Tabla 4.19 Comparación de los índices de confiabilidad en los puntos de carga en el segmento 5 con GD y sin GD

Punto de carga	Sin GD	Con GD	Sin GD	Con GD	Sin GD	Con GD
	Tasa de falla (fallas/año)	Tasa de falla (fallas/año)	Indisponibilidad (horas/año)	Indisponibilidad (horas/año)	Tiempo de reparación (horas)	Tiempo de reparación (horas)
189	2.511	2.511	13.28	9.850375	5.28873	3.922889
201	2.511	2.511	13.28	9.850375	5.28873	3.922889
202	2.55975	2.55975	13.52375	9.960062	5.283231	3.891029
204	2.511	2.511	13.28	9.850375	5.28873	3.922889
205	2.511	2.511	13.28	9.850375	5.28873	3.922889

De forma gráfica se muestra la comparación de los índices de confiabilidad en los 5 puntos de carga correspondientes en el segmento 5, con GD y sin GD. Dicha comparación se realiza de forma gráfica solo con la indisponibilidad y el tiempo de reparación, ya que la tasa de falla se mantiene igual. Dichas comparaciones graficas se muestran en la Figura 4.19 y la Figura 4.20.

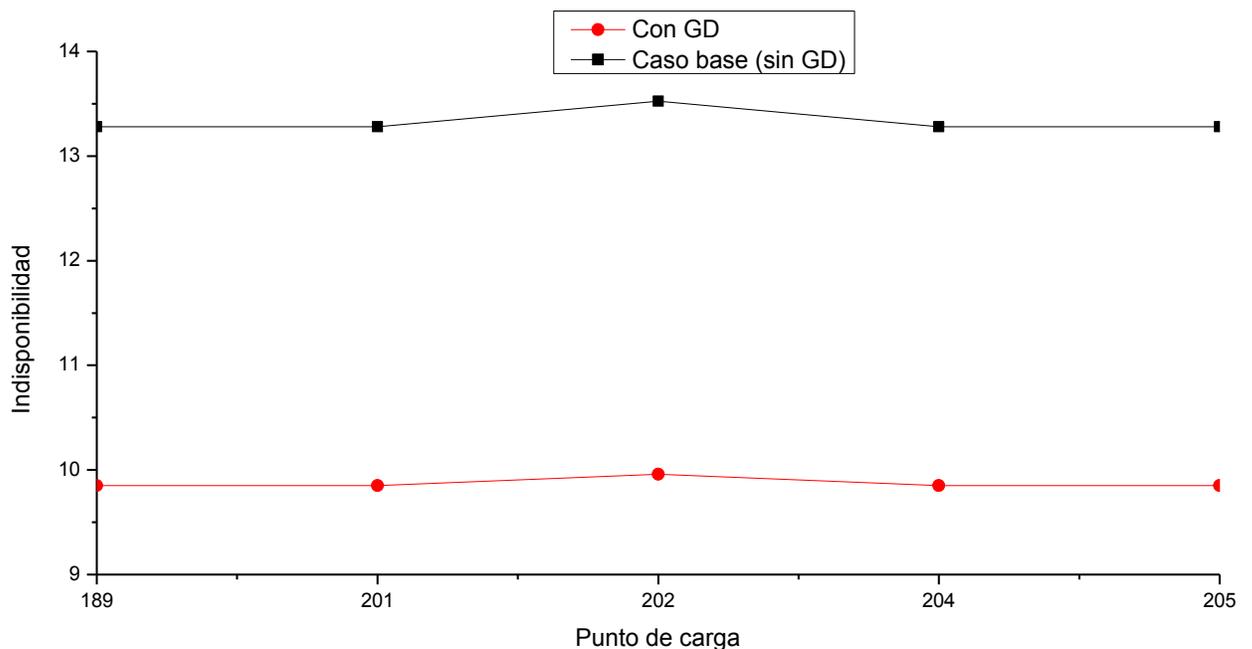


Figura 4.19 Indisponibilidad en los puntos de carga del segmento 5

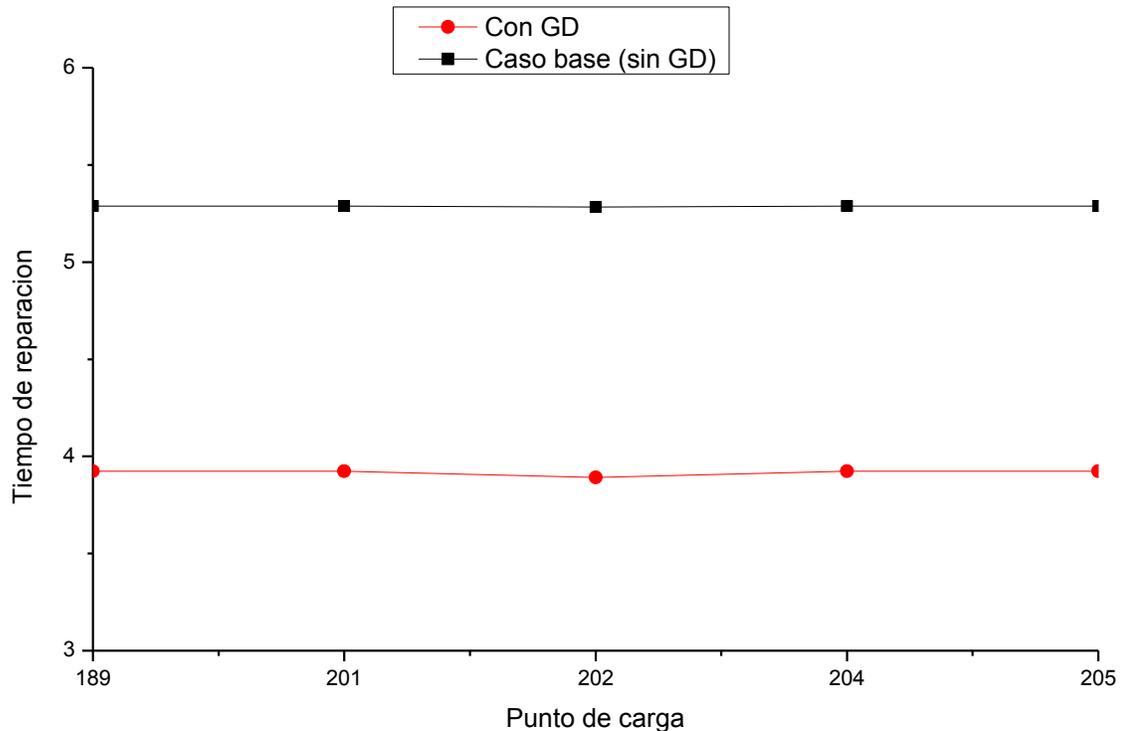


Figura 4.20 Tiempo de reparación en los puntos de carga del segmento 5

Analizando el impacto que se tiene en los índices de confiabilidad dentro de todo el sistema y el alimentador 1, a continuación se hace la comparación de los índices SAIFI, SAIDI, CAIDI ASAI y ENS junto con el caso base (sin GD). En la Tabla 4.20 se muestra el impacto que se tiene en los índices del sistema en el alimentador 1.

Tabla 4.20 Comparación de los índices de confiabilidad en el alimentador 1

<i>Índice</i>	<i>Caso base (sin GD)</i>	<i>Con GD</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	1.981700	1.981700
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	9.064421	8.010360
CAIDI (Horas/Consumidor)	4.574064	4.042167
ASAI	.998965	.999086
ENS (kWh/ cliente año)	48579.55325	40936.782344

Con respecto a todo el sistema, en la Tabla 4.21 se muestra la comparación de los índices SAIFI, SAIDI, CAIDI ASAI y ENS tomando en cuenta todo el sistema realizando la comparación con GD y sin GD.

Tabla 4.21 Comparación de los índices de confiabilidad en todo el sistema

<i>Índice</i>	<i>Caso base (sin GD)</i>	<i>Con GD</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	1.00560	1.056093
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	6.69615	5.695304
CAIDI (Horas/Consumidor)	6.8254	5.445917
ASAI	.9994	.999464
ENS (kWh/ cliente año)	72486.4	64843.64

Otro de los impactos que se tiene dentro de la red de distribución incluyendo unidades de GD es en el problema de flujos en redes de distribución, la Figura 4.21 muestra el sistema de prueba para llevar a cabo el análisis de flujos para redes de distribución radiales, nos enfocaremos al alimentador 1, el cual como se mencionó anteriormente se instalaran dos unidades de GD una funcionando como nodo PV y otra como nodo PQ, esta metodología fue descrita en el Capítulo 3.

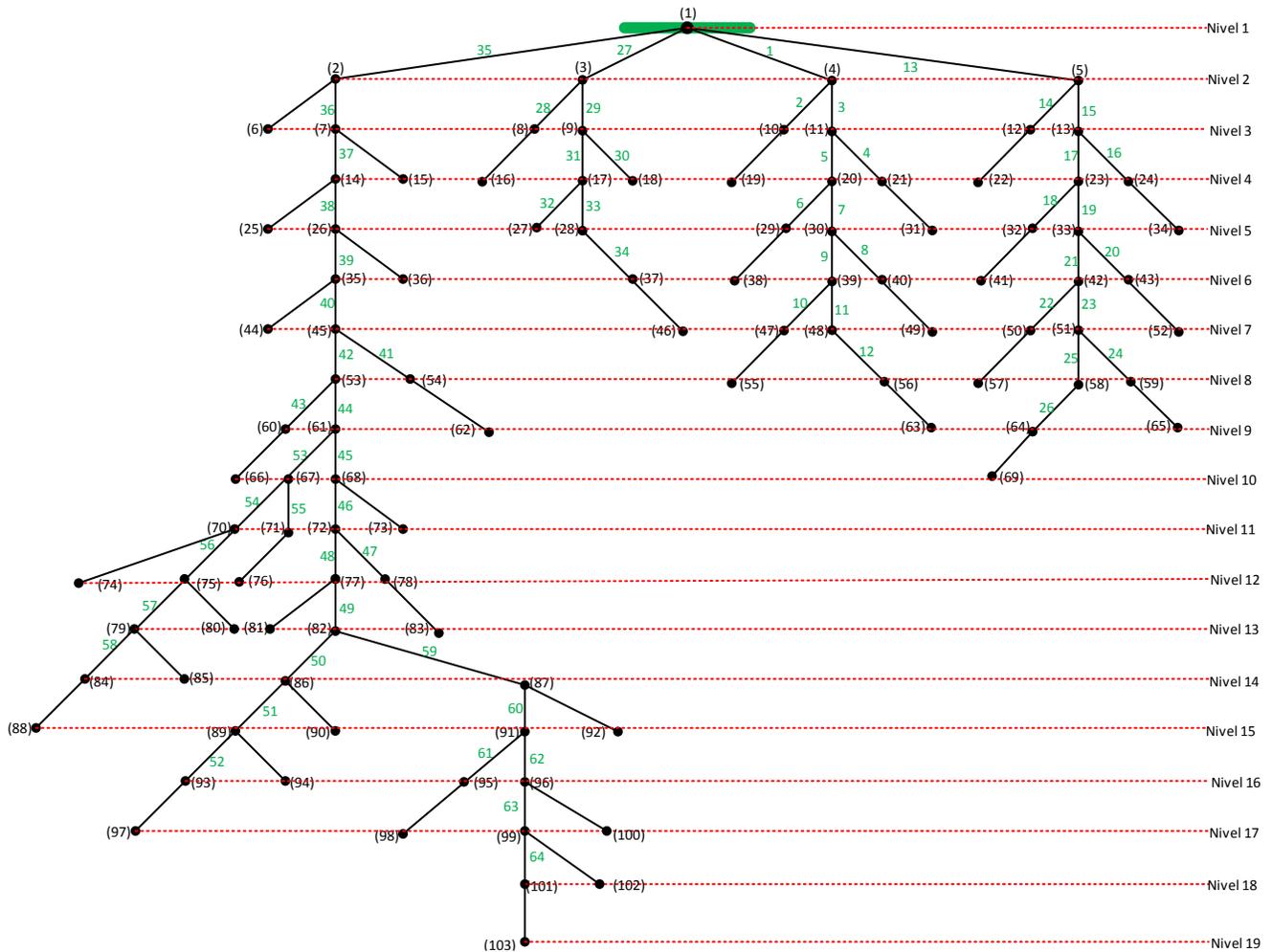


Figura 4.21 Red de prueba IEEE enumerada por capas para el análisis de flujos de potencia

A continuación se muestran los resultados de los perfiles de voltajes en las fases A, B y C con el programa utilizado en FORTRAN y la metodología aplicada para la obtención de la potencia reactiva calculada por fase a la cual debe ser inyectada por la unidad de GD como nodo PV y otra como nodo PQ. Como se había mencionado anteriormente la potencia activa inyectada por cada fase fue de 400 kW y la potencia reactiva en el caso de la unidad conectada en el nodo 67 modelada como nodo PQ correspondiente a al segmento 2 fue de 192.72884 kVAR y la correspondiente en el nodo 87 modelada como nodo PV conectada al segmento 5 fue de 200 kVAR. Los resultados mostrados en la son correspondientes a los nodos del alimentador 1 de la Tabla 4.22.

Tabla 4.22 Resultados de Flujos de potencia en redes de distribución con GD para el alimentador 1

Nodo	Sin GD						Con GD					
	Fase A		Fase B		Fase C		Fase A		Fase B		Fase C	
	Magnitud	Angulo	Magnitud	Angulo	Magnitud	Angulo	Magnitud	Angulo	Magnitud	Angulo	Magnitud	Angulo
1	1	0	1	-120	1	120	1	0	1	-120	1	120
2	0.99492	-0.58	0.99153	-120.59	0.99755	119.49	0.99533	-0.29	0.99482	-120.21	0.99757	119.78
6	0.98287	-0.99	0.97944	-120.99	0.98553	119.09	0.98328	-0.69	0.98277	-120.61	0.98555	119.38
7	0.987	-2.34	0.9835	-122.28	0.99068	117.92	0.98349	-1.18	0.98113	-120.83	0.99137	119.14
14	0.97859	-3.45	0.98006	-123.37	0.98174	116.92	0.9765	-1.68	0.97428	-121.25	0.98888	118.79
15	0.98168	-3	0.96959	-122.71	0.97687	117.49	0.97815	-1.84	0.96719	-121.27	0.97758	118.71
25	0.96591	-4.24	0.96739	-124.16	0.9691	116.14	0.96378	-2.47	0.96154	-122.04	0.97633	118.02
26	0.9764	-4.05	0.97399	-123.96	0.97994	116.38	0.9737	-1.92	0.97147	-121.45	0.98793	118.62
35	0.97362	-5	0.96891	-124.94	0.97311	115.48	0.96992	-2.25	0.96845	-121.75	0.98739	118.41
36	0.9685	-5.03	0.96055	-124.8	0.96659	115.56	0.96579	-2.9	0.958	-122.29	0.97469	117.81
44	0.96328	-5.66	0.95851	-125.61	0.96277	114.82	0.95954	-2.91	0.95805	-122.42	0.9772	117.77
45	0.97042	-6.4	0.96383	-126.34	0.96629	114.12	0.96657	-2.67	0.96608	-122.13	0.98756	118.17
53	0.96976	-7.18	0.96253	-127.18	0.95786	113.21	0.96648	-2.84	0.96671	-122.27	0.9882	118.03
54	0.96986	-6.41	0.9633	-126.35	0.96603	114.1	0.966	-2.68	0.96556	-122.15	0.98731	118.15
60	0.96863	-7.22	0.96146	-127.22	0.95737	113.17	0.96532	-2.88	0.96565	-122.31	0.98775	117.99
61	0.95542	-7.64	0.94957	-127.65	0.95218	112.77	0.96753	-2.92	0.96793	-122.34	0.98918	118.01
62	0.95942	-6.88	0.95279	-126.83	0.95554	113.62	0.95552	-3.16	0.95507	-122.63	0.97706	117.69
66	0.95288	-8.2	0.94559	-128.22	0.94143	112.17	0.94951	-3.87	0.94985	-123.3	0.97233	117.05
67	0.95082	-8.24	0.9459	-128.23	0.93919	112.18	0.97808	-2.84	0.97793	-122.24	0.99477	118.21
68	0.95393	-8.69	0.94453	-128.69	0.95126	111.76	0.96073	-3.3	0.96225	-122.67	0.98706	117.73
70	0.94373	-8.5	0.93925	-128.48	0.93621	111.92	0.97108	-3.08	0.97155	-122.49	0.99209	117.99
71	0.9502	-8.26	0.94532	-128.25	0.93893	112.16	0.97747	-2.86	0.97737	-122.27	0.99453	118.19
72	0.94691	-9.55	0.93952	-129.53	0.94692	110.93	0.95696	-3.56	0.95927	-122.89	0.98604	117.56
73	0.9459	-9.2	0.93642	-129.21	0.94321	111.24	0.95276	-3.81	0.95429	-123.17	0.97931	117.25

74	0.93362	-9.15	0.92909	-129.14	0.92602	111.26	0.96126	-3.7	0.96174	-123.1	0.98249	117.4
75	0.93403	-8.85	0.93018	-128.83	0.93217	111.58	0.9615	-3.41	0.96285	-122.83	0.98848	117.68
76	0.94214	-8.78	0.93721	-128.77	0.93077	111.63	0.96964	-3.35	0.96954	-122.75	0.98683	117.72
77	0.94577	-10.45	0.93388	-130.39	0.94221	110.05	0.9573	-3.7	0.96012	-122.98	0.98668	117.51
78	0.94605	-9.59	0.93871	-129.56	0.94657	110.9	0.9561	-3.59	0.95849	-122.92	0.98571	117.53
79	0.9274	-9.1	0.92397	-129.07	0.92942	111.34	0.95494	-3.65	0.95691	-123.06	0.98601	117.48
80	0.92566	-9.4	0.92177	-129.38	0.92379	111.03	0.95338	-3.93	0.95474	-123.34	0.98058	117.2
81	0.93751	-10.98	0.92551	-130.94	0.93391	109.52	0.94914	-4.22	0.95199	-123.49	0.97876	117.02
82	0.94159	-10.83	0.93028	-130.74	0.93198	109.68	0.95873	-3.71	0.96166	-122.97	0.98744	117.52
83	0.93113	-10.54	0.92366	-130.53	0.93166	109.95	0.94134	-4.52	0.94377	-123.85	0.97142	116.65
84	0.92303	-9.26	0.91989	-129.23	0.92762	111.18	0.95063	-3.8	0.953	-123.22	0.98439	117.34
85	0.91398	-9.98	0.9105	-129.95	0.91603	110.47	0.94193	-4.47	0.94392	-123.88	0.97342	116.7
86	0.93349	-11.13	0.92261	-131.04	0.92863	109.39	0.9506	-4	0.95435	-123.27	0.98444	117.27
87	0.93196	-11.2	0.92142	-131.07	0.92772	109.33	0.96937	-3.46	0.97169	-122.68	0.99179	117.8
88	0.90881	-10.2	0.90562	-130.17	0.91348	110.26	0.93685	-4.68	0.93925	-124.09	0.9711	116.52
89	0.92676	-11.38	0.91623	-131.3	0.92586	109.14	0.94384	-4.24	0.94827	-123.51	0.98196	117.06
90	0.92528	-11.66	0.9143	-131.59	0.92038	108.85	0.94254	-4.52	0.94632	-123.78	0.97667	116.79
91	0.92535	-11.46	0.91538	-131.3	0.92475	109.08	0.96293	-3.71	0.96604	-122.88	0.98911	117.59
92	0.92373	-11.74	0.9131	-131.62	0.91946	108.79	0.96147	-3.96	0.96381	-123.17	0.98408	117.33
93	0.92352	-11.5	0.91317	-131.42	0.92453	109.03	0.94059	-4.36	0.94535	-123.63	0.98077	116.96
94	0.91832	-11.93	0.90769	-131.86	0.91742	108.59	0.93556	-4.78	0.94003	-124.04	0.97401	116.57
95	0.92461	-11.49	0.91468	-131.32	0.92444	109.05	0.9622	-3.73	0.96538	-122.91	0.98883	117.57
96	0.92272	-11.57	0.91302	-131.38	0.9235	108.98	0.96036	-3.81	0.96383	-122.96	0.98798	117.51
97	0.91004	-12.38	0.89953	-132.32	0.91107	108.14	0.92737	-5.21	0.9322	-124.47	0.96811	116.17
98	0.91428	-12.17	0.90423	-132.02	0.91411	108.37	0.95229	-4.36	0.9555	-123.53	0.9792	116.98
99	0.92215	-11.61	0.91274	-131.37	0.92294	108.95	0.9598	-3.85	0.96358	-122.96	0.98747	117.48
100	0.9074	-12.57	0.89753	-132.41	0.9082	107.98	0.94567	-4.73	0.9492	-123.88	0.97372	116.63
101	0.92186	-11.64	0.91269	-131.36	0.92254	108.93	0.95952	-3.87	0.96354	-122.94	0.98709	117.47
102	0.92131	-11.67	0.91189	-131.43	0.92211	108.89	0.95899	-3.9	0.96278	-123.01	0.98669	117.43
103	0.92024	-11.75	0.91192	-131.35	0.92092	108.83	0.95796	-3.97	0.96281	-122.94	0.98558	117.37

De la Figura 4.22 a la Figura 4.24 se muestran los resultados de forma gráfica en los cuales se puede ver la comparación con GD y sin GD de los perfiles de voltaje en las fases A, B y C. Se puede observar el mejoramiento de los perfiles de voltaje tomando en cuenta que las unidades de GD están conectadas en los nodos 67 y 87.

Se puede ver que existe un mejoramiento en los perfiles de voltaje de todo el alimentador, en este caso el alimentador 1 del sistema de prueba. Y en cuanto a los índices de confiabilidad se puede observar que con respecto a la Tabla 4.21 se muestra un significativo mejoramiento de estos índices conectando 2 unidades de GD en el alimentador.

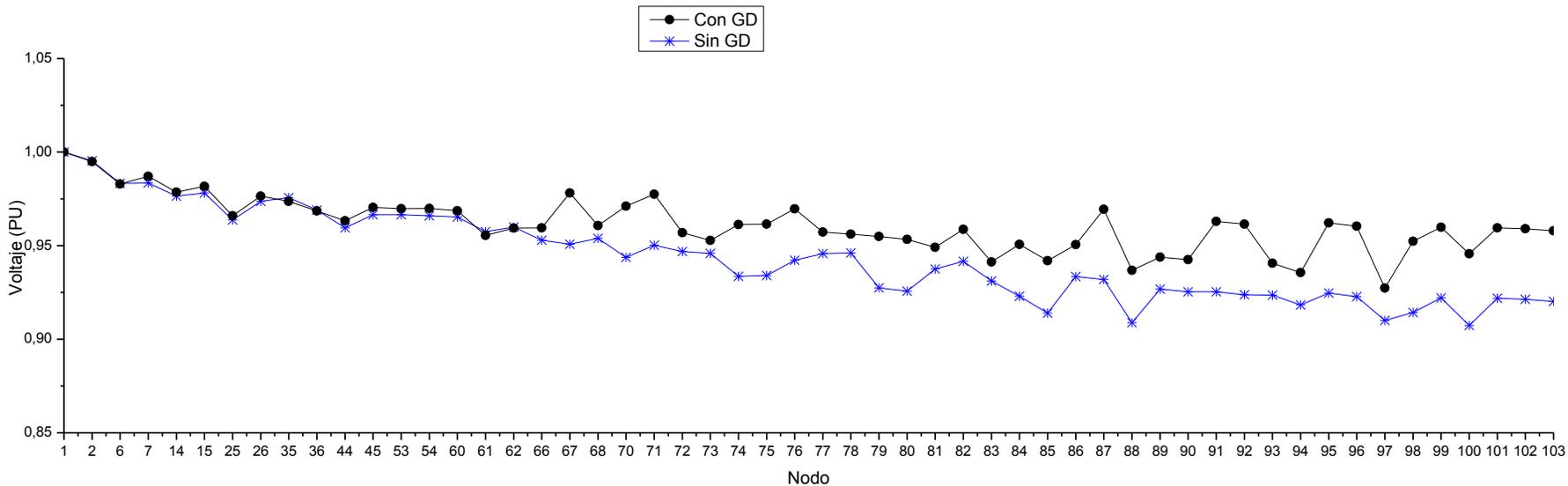


Figura 4.22 Perfiles de voltaje en la fase A

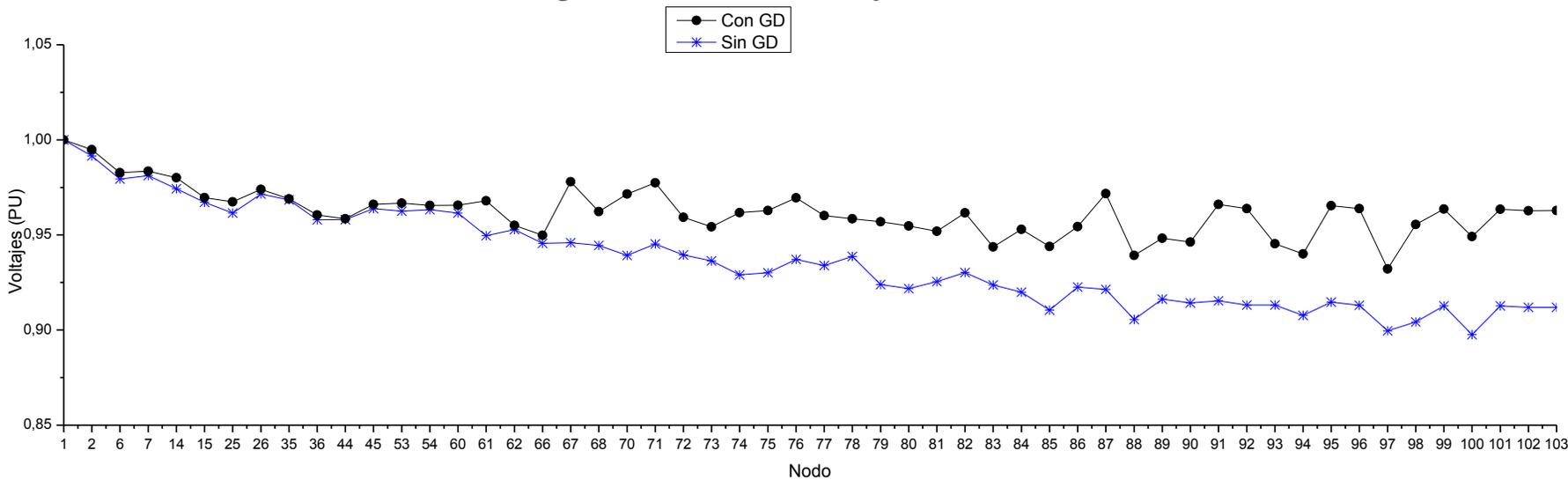


Figura 4.23 Perfiles de voltaje en la fase B

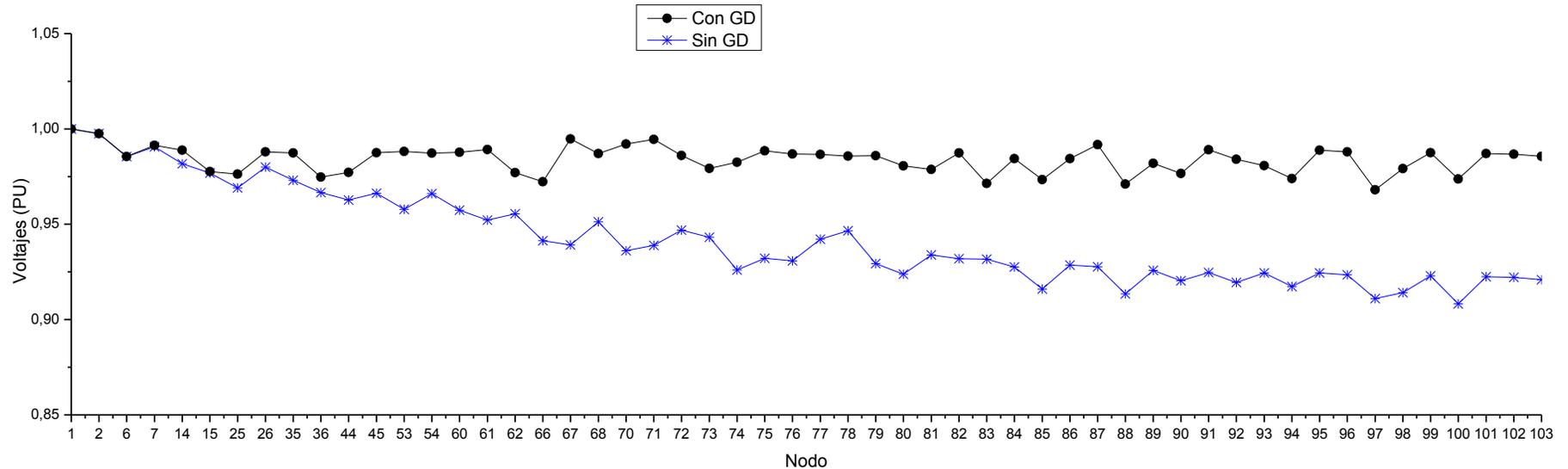


Figura 4.24 Perfiles de voltaje en la fase C

En este análisis gráfico se puede observar la mejora en los perfiles de voltaje en el alimentador 1. Aunque en el programa utilizado se fijó el perfil de voltaje a 1 pu para el caso de modelar la unidad de GD como nodo PV, con el proceso iterativo se obtuvo una potencia reactiva mayor a la que el modelo de esta unidad puede funcionar, así que de acuerdo a la metodología empleada, cuando esto sucede al ser más grande el número de reactivos que el especificado por la máquina, se fijó a 200 kVARs, es por esto que en las gráficas correspondientes a las 3 fases no se puede ver que el perfil de voltaje llegue a 1 pu, ya que este excedería su límite de potencia reactiva. En el caso del modelo de GD como nodo PQ se fijó a funcionar con f_p constante de .9, y se obtiene una potencia reactiva de 193.72 kVARs, de igual forma que en el caso anterior la unidad de GD está limitada en cuanto a potencia reactiva y es por esto que en las tres fases se puede observar un incremento pero en este modelo no se fija a un voltaje deseado.

4.5) IMPACTO EN LA CONFIABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DURANTE EL PROCESO DE RESTAURACIÓN

En esta sección, se analiza el impacto que tiene conectar una unidad de GD al final del alimentador 3 del sistema de prueba [7], para esto se realizaron distintas pruebas y se obtuvo que conectando al final de cada alimentador una unidad de GD mejoran los índices de confiabilidad, notablemente los relacionados al alimentador donde se conectan, pero también los del sistema. Se conectó una unidad de GD al final del alimentador 3 como se muestra en la Figura 4.25.

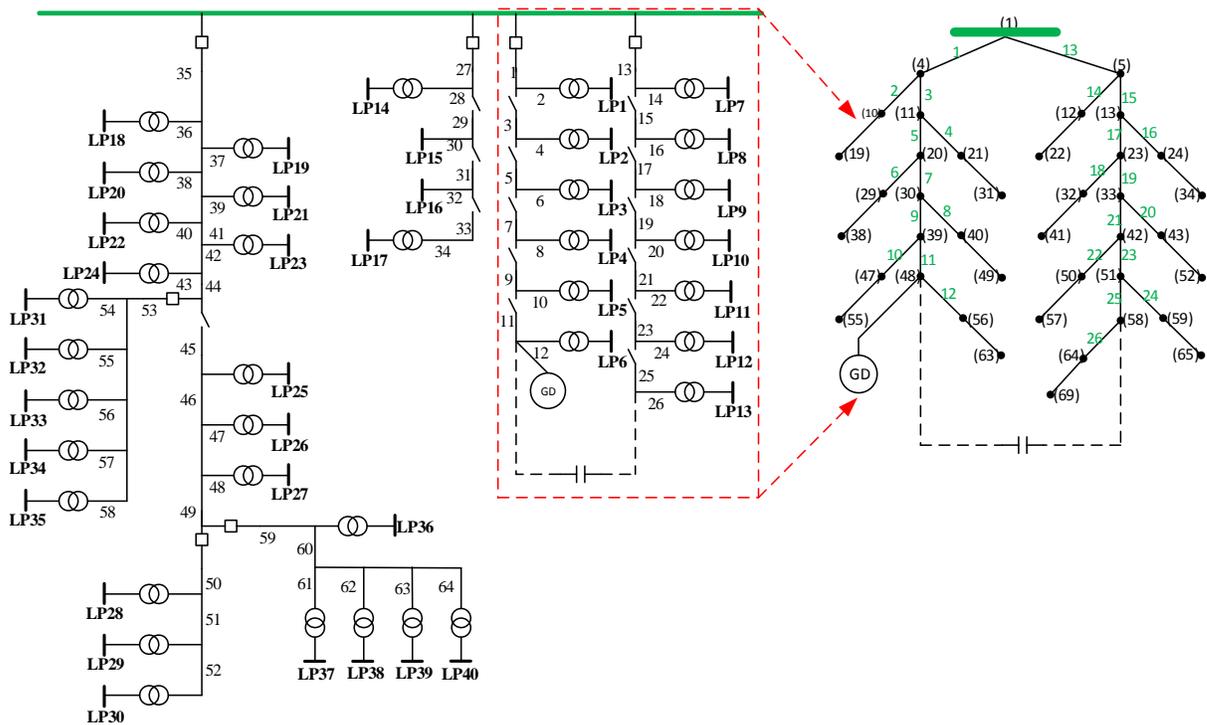


Figura 4.25 Sistema de prueba IEEE con una unidad de GD conectada en el alimentador 3

A continuación se puede observar el mejoramiento de los perfiles de voltaje conectando una unidad de GD en el alimentador 3, esta unidad es de 400kW por fase y con la metodología del proceso para obtener la potencia reactiva, el cual se mostró en la sección 3.10), el cual funcionando como nodo PV o en modo MCV se obtuvo una potencia reactiva de 113.556 kVAR. En la se muestran los perfiles de voltaje de dicha corrida de flujos.

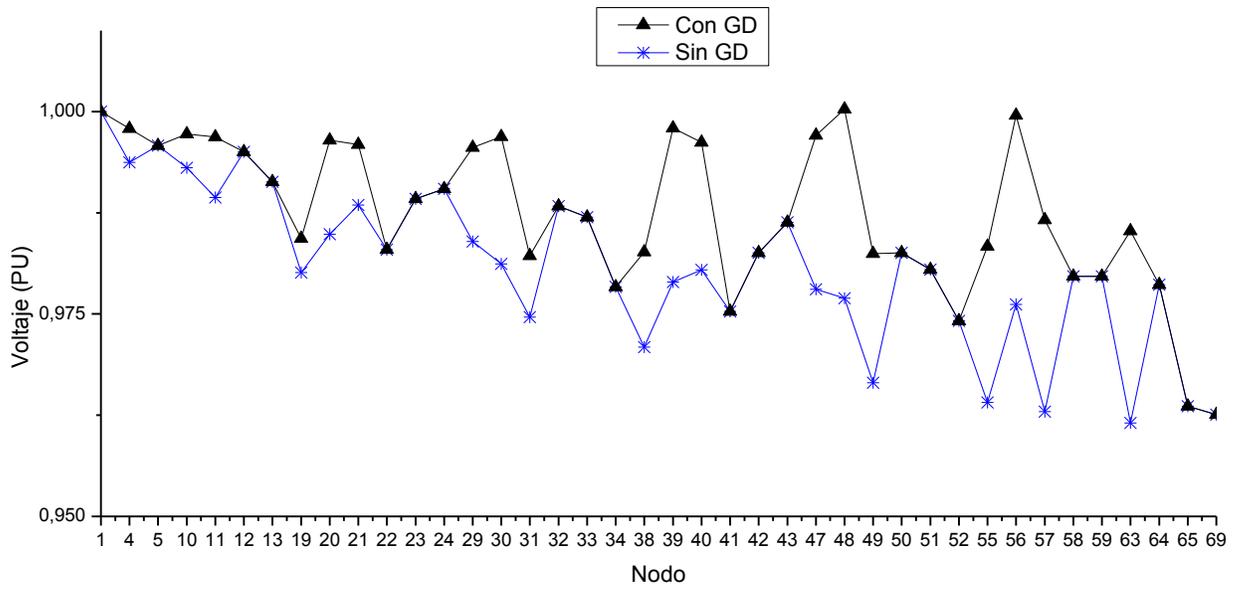


Figura 4.26 Perfiles de voltaje de la fase A con una unidad de GD conectada en el nodo 48

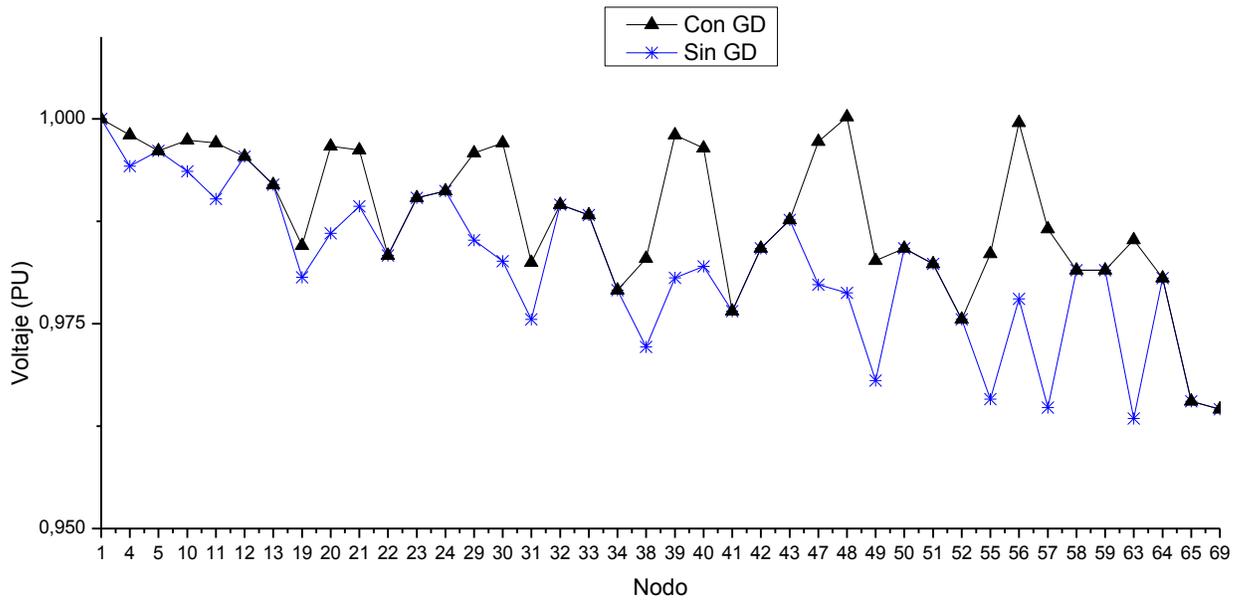


Figura 4.27 Perfiles de voltaje de la fase B con una unidad de GD conectada en el nodo 48

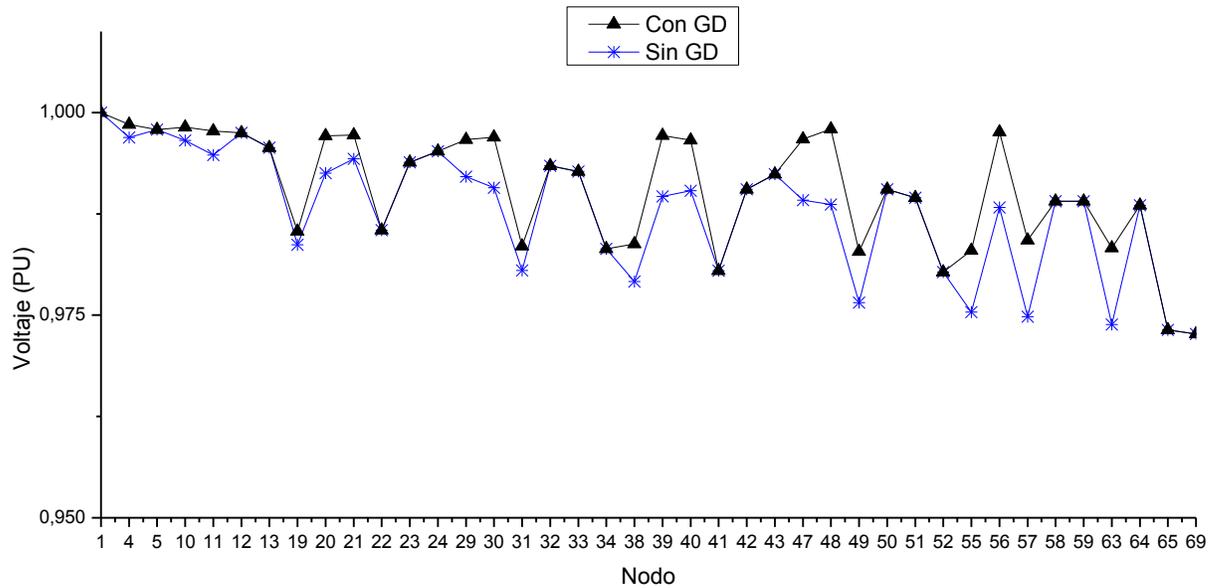


Figura 4.28 Perfiles de voltaje de la fase C con una unidad de GD conectada en el nodo 48

Se puede ver claramente que en el nodo 48 los perfiles de voltaje de las 3 fases son de 1 pu en el caso de las fases A y B, en el caso de la fase C el perfil es cercano a 1 pu esto debido a que como se trata de una unidad de GD operando como nodo PV o MCV, se ajustó a 1 pu. En las gráficas de la Figura 4.26, Figura 4.27 y Figura 4.28 se observa que la variación de los perfiles de voltaje con GD y sin GD se debe a que son los correspondientes al alimentador 3. Esta variación se debe a los nodos correspondientes del alimentador 3 los cuales son 4, 10, 11, 19, 20, 21, 29, 30, 31, 38, 39, 40, 47, 48, 49, 55, 56 y 63. Los demás perfiles de voltaje en los cuales no se ve variación por la conexión de una unidad de GD, se debe a que corresponden a los nodos del alimentador 4.

A continuación, utilizando el diagrama de flujo de la Figura 3.12 se simulan fallas en las líneas 13, 15, 17, 19, 21 y 23. Utilizando dicho diagrama de flujo y corriendo flujos de potencia en redes de distribución incorporando el modelo de GD, se debe cuidar que la restricción de los perfiles de voltaje no sea violada. En este caso como la unidad de GD está trabajando como nodo PV o modo MCV, se verá una mejoría en el perfil de voltaje ya que está ajustado para que esté funcionando a un voltaje deseado de 1 pu.

Estas pruebas se realizan en las líneas del alimentador principal, debido a que cualquier falla que se presente en esta parte del alimentador causara que todos los elementos aguas debajo de la falla experimenten una interrupción del suministro, a comparación que si se presentara una falla en una línea lateral, ya que al inicio de cada línea lateral del alimentador, se encuentra protegida con un fusible y esto hace que cualquier falla en una sección lateral no provoque una interrupción en el servicio a los demás clientes. Realizando estas simulaciones, y en el algoritmo de evaluación de confiabilidad, se asume que los dispositivos de protección operan de forma simultánea en las tres fases, es decir,

si por ejemplo se presentara una falla monofásica provocara que en las tres fases la operación de los dispositivos. En la Figura 4.29 se muestran las simulaciones de fallas en las líneas 13, 15, 17, 19, 21 y 23 del alimentador 4 del sistema de prueba.

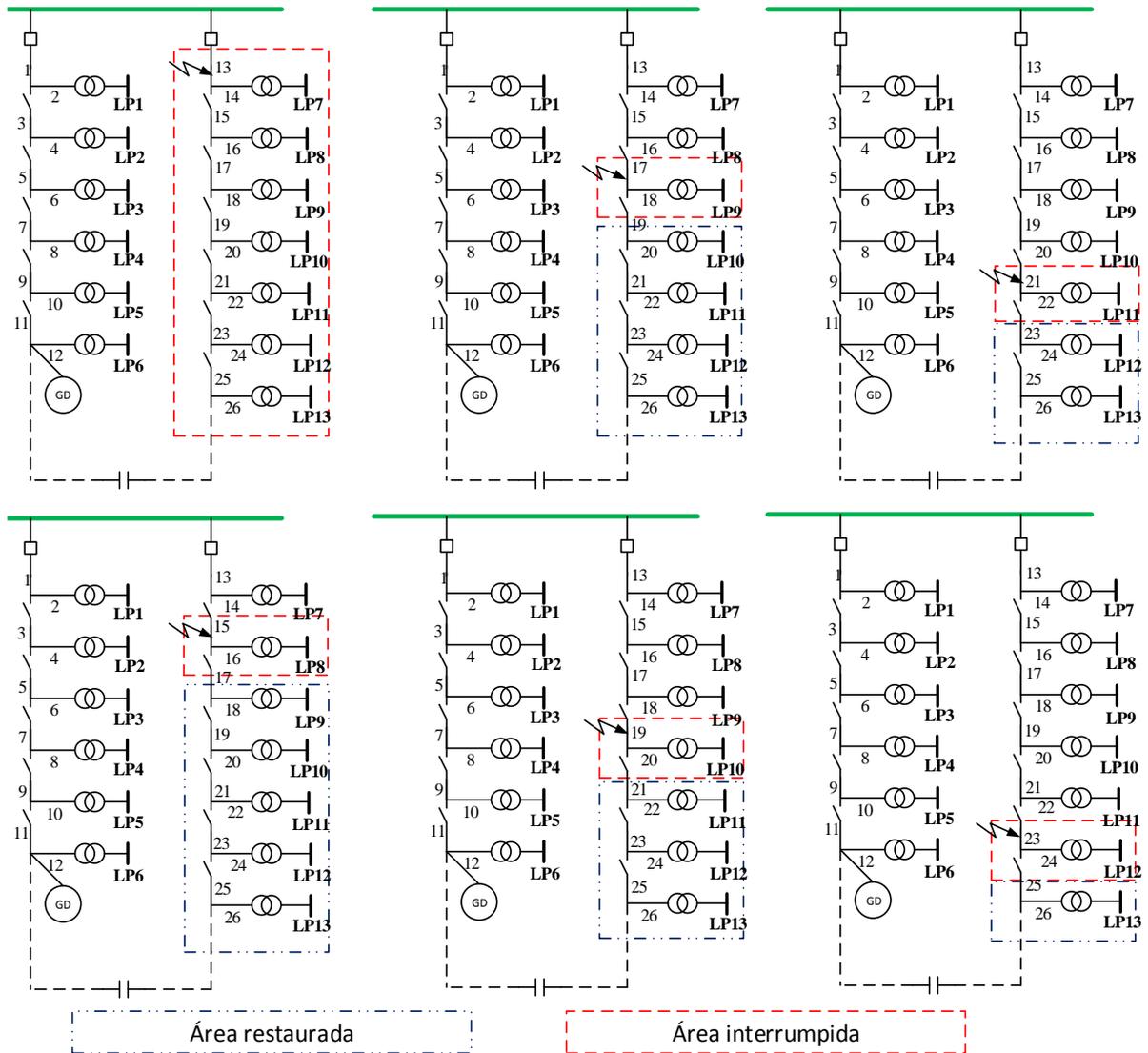


Figura 4.29 Ejemplos de los alimentadores 3 y 4 del sistema de prueba IEEE [7]

En la Figura 4.29 se muestra que cuando se presenta una falla en una línea del alimentador principal, provocara que exista un área interrumpida debido a esta falla, aquí es donde se observa que la línea roja corresponde al área interrumpida y la línea azul corresponde al área restaurada. Se puede notar que las fallas que ocurren en las líneas 15, 17, 19, 21 y 23 se puede restaurar la carga aguas debajo de la falla, esto es porque la unidad de GD conectada al final del alimentador es capaz de mantener los perfiles de voltaje en los nodos para que estén por arriba de los 0.95 pu y así poder realizar la transferencia de carga. En

el caso de una falla en la línea 13 se puede ver en la figura que todo el alimentador se encuentra sin energía, ya que para que se realice la transferencia de carga algún voltaje estuvo por debajo del 0.95 pu y con esto no se realiza la transferencia de carga por medio del interruptor NO.

En la Tabla 4.23 se muestran los índices de confiabilidad tomando en cuenta el alimentador 4 ya que este alimentador será el beneficiado por la inclusión de un interruptor NO conectado al alimentador 3.

Tabla 4.23 Índices de confiabilidad en el alimentador 4

<i>Índice</i>	<i>Falla en línea 13</i>	<i>Falla en Línea 15</i>	<i>Falla en línea 17</i>	<i>Falla en Línea 19</i>	<i>Falla en línea 21</i>	<i>Falla en línea 23</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	.508547	.508547	.508547	.508547	.508547	.508547
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	2.712479	1.934976	2.149975	2.360286	2.567765	2.709823
CAIDI (Horas/Consumidor)	5.333780	4.69936	4.830875	4.931487	5.02256	5.132855
ASAI	.999690	.999692	.999692	.999691	.999691	.999691
ENS (kWh/ cliente año)	3504.0228	3112.8821	3179.1588	3215.5089	3316.0902	3409.9863

En la Tabla 4.24 se muestran los índices de confiabilidad tomando en cuenta todo el sistema. Se puede ver un ligero mejoramiento de estos índices comparado con la Tabla 4.23 en la que sí se pueden ver como estos índices tienen un mejoramiento en el alimentador 4.

Tabla 4.24 Índices de confiabilidad tomando en cuenta todo el sistema

<i>Índice</i>	<i>Falla en línea 13</i>	<i>Falla en línea 15</i>	<i>Falla en línea 17</i>	<i>Falla en línea 19</i>	<i>Falla en línea 21</i>	<i>Falla en línea 23</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	1.0067	1.0067	1.0067	1.0067	1.0067	1.0067
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	6.6688	6.4981270	6.529823	6.541529	6.579533	6.599322
CAIDI (Horas/Consumidor)	6.6247	6.521669	6.561634	6.57169	6.581319	6.590165
ASAI	0.999239	.999431	.999431	.999429	.999429	.999423
ENS (kWh/ cliente año)	72815.31	72739.3314	72758.3045	72769.9851	72788.3219	72809.3756

Al observar la Tabla 4.23 y la Tabla 4.24, se puede observar que cuando se conecta una unidad de GD en el alimentador principal se pueden mejorar los índices de confiabilidad del sistema, en este caso del alimentador 4 del sistema de prueba, y a comparación de los índices tomando en cuenta todo el sistema se puede ver un ligero mejoramiento.

CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES

En este capítulo se presentan las conclusiones del presente trabajo, considerando los resultados obtenidos en el capítulo 4, realizando la evaluación de la confiabilidad en redes de distribución y tomando en cuenta unidades de GD dentro de la red, todo esto se aplicado a una red de 205 elementos. En este capítulo también se presentan propuestas para realizar trabajos futuros, tomando en cuenta lo realizado en este trabajo y finalmente se presentan las aportaciones.

5.1) CONCLUSIONES

Con los estudios en las redes de distribución, este trabajo se centralizó en el impacto de la generación distribuida en la confiabilidad de la red de distribución. Se presenta una descripción general de la generación distribuida considerando definiciones esenciales.

Con estos conceptos de generación distribuida se presenta la metodología para incluir estos modelos dentro de los estudios de flujos de potencia, modelado de una unidad de generación distribuida de forma monofásica y trifásica, todo esto en sistemas de distribución. Incorporando estos modelos en el estudio de flujos de potencia se pudo observar que se pueden mejorar los perfiles de voltajes, obviamente en el nodo donde se conecta esta unidad de generación distribuida, pero también en los nodos cercanos al punto común de acoplamiento.

La inclusión de generación distribuida dentro de la red de distribución, como ya se mencionó trae consigo beneficios en los perfiles de voltaje, pero la parte central de este trabajo es el impacto que trae la inclusión de generación distribuida dentro de la red, para esto se presenta la metodología en primera de la evaluación de los indicadores de confiabilidad en el caso base, para posteriormente presentar la evaluación de la confiabilidad de la red de distribución incluyendo generación distribuida.

En la parte de la evaluación de la confiabilidad en redes de distribución considerando generación distribuida, se considera su incorporación en tres ubicaciones o tomando en cuenta en diferentes lugares del punto común de acoplamiento; en el punto de carga, dentro de un segmento y al final de un alimentador para realizar un análisis del impacto que tiene durante el proceso de restauración.

Dentro de las simulaciones tomando las metodologías empleadas se puede llegar a las siguientes conclusiones:

- Realizando estudios de flujos de potencia en redes de distribución con modelos de generación distribuida, ya que se puede modelar de dos formas como nodo PQ y como nodo PV, así conocidos dentro de los estudios de flujos en distribución, se

pueden obtener mejores resultados con el modelo PV ya que a comparación del modelo PQ que su potencia activa y reactiva es constante y limitada a un cierto fp, el modelo PV a través de un proceso del cálculo de la potencia reactiva tienen mayor impacto en la mejora de los perfiles de voltaje.

- En la evaluación de la confiabilidad de redes de distribución, tomando en cuenta que se conecta una unidad de generación distribuida en un punto de carga, por medio de los resultados obtenidos en el capítulo 4 se puede observar que se tiene un impacto muy importante sobre los índices en el punto de carga como son el tiempo de reparación y la indisponibilidad del servicio, en cuanto a la tasa de falla se puede mencionar que este indicador se mantiene igual ya que los usuarios seguirán experimentando fallas pero con un menor tiempo de indisponibilidad en el servicio. En cuanto a los índices considerando todo el sistema, su impacto en este es muy bajo.
- En la evaluación de la confiabilidad considerando que una unidad de generación distribuida se conecta dentro de un segmento, de acuerdo con los resultados obtenidos, el impacto es mayor y de gran importancia para los puntos de carga dentro de ese segmento y también para el alimentador.
- Dentro de la evaluación de la confiabilidad tomando en cuenta que se conecta una unidad de generación distribuida al final del alimentador, ya que en este punto tiene una mejora significativa dentro de los índices a comparación que si se conecta en otra sección del alimentador. En este caso se agrega un interruptor NO y conectado a un alimentador adyacente, el impacto que se tiene es importante para el alimentador adyacente ya que como se muestra en los resultados debido a una falla se puede recuperar una cierta parte de la carga por medio de transferencia de carga y a su vez la unidad de generación distribuida tiene un impacto en los perfiles de voltaje para poder realizar dicha transferencia y no violar restricciones operativa en los perfiles de voltaje.

5.2) APORTACIONES DE LA TESIS

- Se describe la forma de evaluar la confiabilidad de una red de distribución por medio de un método analítico, siendo este el caso de evaluación base. Se desarrolló un programa el cual fue verificado con la referencia perteneciente a un sistema de prueba IEEE, esto solo verificando los índices SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI y ENS ya que la referencia solo cuenta con estos índices.
- Se describe la forma para incorporar modelos de GD, de forma monofásica y trifásica en los estudios de flujos de potencia en distribución. En este caso el GD puede operar como nodo PV o MVC y como nodo PQ o FPC. El primero MCV se requiere un proceso de cálculo de la potencia reactiva descrito en el capítulo 3 para

poder inyectar en el nodo esa potencia reactiva y la potencia activa conocida y así lograr un perfil de voltaje deseado en ese nodo. El segundo es el MCV donde la potencia activa y potencia reactiva son conocidas.

- Se implementó un programa para el modelo de GD como MCV en lenguaje FORTRAN, este modelo se verifico realizando una prueba en el sistema modificado IEEE de 34 nodos y de acuerdo a la referencia verificando la potencia reactiva inyectada en el nodo donde se asigna la unidad de GD.
- Se describe como incorporar dentro de la evaluación de los índices de confiabilidad tres formas de localización de una unidad de GD. La primera es cuando se conecta una unidad de GD en un punto de carga y sirve como respaldo a los usuarios conectados a ese punto de carga, funcionando solo cuando experimentan una interrupción en el servicio. La segunda cuando se conecta en un punto dentro de un segmento, este concepto mencionado en el capítulo 3, y en caso de que este segmento o área quede sin servicio debido a una falla la unidad de GD pueda alimentar a esa parte del sistema siempre y cuando su capacidad sea mayor que la carga dentro de ese segmento. Y la última cuando se realiza transferencia de carga hacia otro alimentador, esto con ayuda del método progresivo-regresivo de flujos de potencia y tomando en cuenta el modelo de una unidad de GD.

5.3) RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

Los siguientes trabajos se recomiendan para seguir evaluando el impacto que tiene incluir unidades de GD dentro de la red de distribución y para seguir con esta investigación:

- Considerar el impacto en la confiabilidad de una red de distribución conectando una unidad de GD de energía renovable y el impacto que tiene la variación de su energía primaria ya sea solar o eólica en la confiabilidad de la red de distribución.
- Desarrollar una herramienta computacional para la localización optima de una fuente de generación distribuida empleando técnicas de optimización con el fin de mejorar los índices de confiabilidad.
- El análisis de flujos de potencia en redes de distribución con GD se podría ocupar para determinar la ubicación óptima de una unidad de GD con el fin de reducir pérdidas en la red de distribución.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] D. Shirmohammadi y C. S. Cheng, «A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, nº 2, pp. 671-679, 1995.
- [2] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen y G. X. Luo, «A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, nº 2, pp. 753-633, 1988.
- [3] A. Semlyen, «Efficient load flow for large weakly meshed networks,» pp. 1309-1317, 1990.
- [4] A. Padilha-Feltrin, L. Gallego y E. Carreno, «Distributed Generation Modelling for,» *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, pp. 1-6, 2010.
- [5] N. N. Schulz y S. Khushalani, «Development of Three-Phase Unbalanced Power Flow Using PV and PQ Models for Distributed Flow Using PV and PQ Models for Distributed,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 22, nº 3, pp. 1019-1025, 2007.
- [6] R. Billinton y R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, US: Springer Science+ Business Media, LLC, 1996.
- [7] R. Billinton y S. Jonnavithula, «A Test System For Teaching Overall Power System Reliability Assessment,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, nº 2, pp. 1-7, 1996.
- [8] M. Al-Muhaini y G. T. Heydt, «The Reliability of Power Distribution Systems as Calculated Using System Theoretic Concepts,» pp. 1-8, 2010.
- [9] A. M. Abdu, «New method for assesment of distributed generation impact on distribution system».
- [10] A. A. Chowdhury y D. O. Koval, *Power Distribution System Reliability: Practical Methods and Applications*, US: Wiley, 2002.
- [11] Y. Xu y Y. wu, «Reliability Evaluation for distribution system with distributed generators,» pp. 1-6, 2010.

- [12] B. M. R. N y A. S, «Service Restoration of Distribution System with Distributed Generation for Reliability Worth,» pp. 1-5, 2012.
- [13] M. G. da Silva y A. C. Neto, «Impact of Distributed Generation on Reliability Evaluation of Radial Distribution Systems Under Network Constraints,» *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pp. 1-6, 2006.
- [14] D. L. Garcia Mendoza, «La Generacion Distribuida y su impacto en la planeacion del sistema central de Luz y Fuerza,» Sección de Estudios de Posgrado e Investigación ESIME Unidad Zacatenco, Ciudad de Mexico , 2003.
- [15] J. P. Rasgado Casique, «Metodologia de seleccion, ajuste y analisis de protecciones de sistemas de generacion distribuida,» Sección de Estudios de Posgrado e Investigación ESIME Unidad Zacatenco, Ciudad de Mexico, 2004.
- [16] J. A. Morales Vallejo, «Coordinacion de protecciones en sistemas de distribucion con generacion distribuida,» Sección de Estudios de Posgrado e Investigación ESIME Unidad Zacatenco, Ciudad de Mexico, 2007.
- [17] A. Jara Morales, «Estudio de flujos de potencia y de cortocircuito en sistemas de distribucion de media tension,» Sección de Estudios de Posgrado e Investigación ESIME Unidad Zacatenco, Ciudad de Mexico, 2011.
- [18] A. Ramirez Sanchez, «Simulacion de la proteccion de baja frecuencia en redes de distribucon en condicion isla,» Sección de Estudios de Posgrado e Investigación ESIME Unidad Zacatenco, Ciudad de Mexico, 2013.
- [19] S. N. Garcia Fierro, «Desarrollo de un elevador de proteccion de generacion distribuida en redes de media tension,» Sección de Estudios de Posgrado e Investigación ESIME Unidad Zacatenco, Ciudad de Mexico, 2015.
- [20] S. R. Sanchez Lopez, «Estudio de estabilidad transitoria en sistemas electricos de potencia contemplando el efecto de generacion ditribuida,» Sección de Estudios de Posgrado e Investigación ESIME Unidad Zacatenco, Ciudad de Mexico, 2015.
- [21] G. I. Martinez Ruiz, Ubicacion optima de dispositivos de desconexion en redes de distribucion, Mexico: Tesis de maestria, SEPI ESIME Zacatenco, Diciembre 2013.
- [22] J. C. Arroyo Martinez, «Analisis de riesfo por envejecimiento para redes electricas de distribucion aereas,» Sección de Estudios de Posgrado e Investigación ESIME Unidad Zacatenco, Ciudad de Mexico, 2015.

- [23] T. Ackermann, G. Andersson y L. Soder, «Distributed generation: a definition,» *ELSEVIER*, vol. 57, pp. 195-204, 2000.
- [24] P. Dondi, D. Bayoumi, C. Haederli, D. Julian y M. Suter, «Network integration of distributed power generation,» *ELSEVIER*, pp. 1-9, 2002.
- [25] Electric Power Research Institute, «Engineering Guide for Integration of Distributed Generation and Storage into Power Distribution Systems,» EPRI, Palo Alto, California, 2000.
- [26] A.-M. Borbely y J. F. Kreider, *Distributed Generation The Power Paradigm for the New Millennium*, U.S.: CRC Press, 2011.
- [27] F. M. González-Longatt, «Impacto de la Generacion Distribuida en el comportamiento de los Sistemas de Potencia,» *Tesis para obtener el grado de Doctor en Ciencias de la Ingenieria*, 2008.
- [28] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso y H. W. Beaty, *Electrical Power Systems Quality*, U.S: McGraw-Hill, 2004.
- [29] A. Coelho Neto, M. D. G. Da Silva y A. Barbosa Rodrigues, «Impact of Distributed Generation on Reliability Evaluation of Radial Distribution Systems Under Network Constraints,» *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pp. 1-6, 2006.
- [30] IEEE, «Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems,» U.S, 2003.
- [31] S. N. Moghaddas-Tafreshi y E. Mashhour, «Distributed generation modeling for power flow studies and a three-phase unbalanced power flow solution for radial distribution systems considering distributed generation,» *ELSEVIER*, pp. 680-686, 2008.
- [32] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*, US: CRC Press, 2009.
- [33] IEEE, «The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms,» US, 2007.
- [34] R. Allan y R. Billinton, «Probabilistic Assessment of Power Systems,» *PROCEEDINGS OF THE IEEE*, vol. 88, nº 2, pp. 1-23, 2000.
- [35] IEEE, «IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,» US, 2012.
- [36] G. kjolle y K. Sanc, «Analytical approach for distribution system reliability assessment,» *Electric Power Press Institute*, pp. 729-734, 1991.

- [37] R. N. Allan, R. Billinton y M. F. De Oliveira, «Reliability evaluation of electrical systems with switching actions,» *Proceedings of the Institute of Electrical Engineers*, vol. 123, n° 4, pp. 325-331, 1976.
- [38] M. Al-Muhaini y G. T. Heydt, «Evaluating Future Power Distribution System Reliability Including Distributed Generation,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, vol. 28, n° 4, pp. 1-9, 2013.
- [39] Y. M. Atwa, E. El-Saadany y A.-C. Guise, «Supply Adequacy Assessment of Distribution System Including Wind-Based DG During Different Modes of Operation,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 25, n° 1, pp. 1-9, 2010.
- [40] R. Billinton y R. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems Concepts and Techniques*, UK: Springer Science+Business Media, LLC, 1992.
- [41] R. Billinton, L. Goel y R. Gupta, «Basic data and evaluation of Distribution system reliability worth,» pp. 1-7, 1990.
- [42] I. P. E. Society, «IEEE Trial-Use Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,» 1998.
- [43] M. Al-Muhaini, G. T. y A. Huynh, «The Reliability of Power Distribution Systems as Calculated Using System Theoretic Concepts,» *Power and Energy Society General Meeting*, vol. 10, n° 4, pp. 1-8, 2010.
- [44] IEEE, «IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality,» 2001.
- [45] X. Yuqin y W. Yingchao, «Reliability Evaluation for Distribution System with Distributed Generators,» *Critical Infrastructure (CRIS), 2010 5th International Conference on*, vol. 4, pp. 1-6, 2010.
- [46] G.-X. Luo y A. Semlyen, «Efficient load flow for large weakly meshed networks,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, n° 4, pp. 1309-1317, 1990.
- [47] W. M. Ling y J. H. Teng, «Phase-decoupled load flow method for radial and weakly-meshed distribution networks,» *IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib*, vol. 143, n° 1, pp. 39-42, 1996.
- [48] W.-M. Lin y J. H. Teng, «Three-phase distribution network fast-decoupled power flow solutions,» *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 22, pp. 1-6, 2000.

- [49] W. H. Kersting, *Distribution system modeling and analysis*, Boca Raton, FL. U.S.: CRC Press, 2002.
- [50] M. S. Srinivas, «Distribution load flows : A brief review,» pp. 942-945, 2000.
- [51] C. a. E. C. IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY *Power System Analysis*, «IEEE 34 Node Test Feeder,» US, 2004.
- [52] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel y K. S. So, «A reliability test system for educational purposes - basic distribution system data and results,» *IEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, nº 2, pp. 1-8, 1991.
- [53] M. Baran y F. Wu, «Network Reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, nº 2, pp. 1-7, 1989.
- [54] J. Fengli, «Power Flow Calculation for Radial Distribution Systems with Distributed Generation,» *International Conference on Mechatronics and Automation*, pp. 1-5, 2012.
- [55] A. T. Atwa y E. F. El-Saadany, «Supply adequacy assessment of distribution system including wind-based DG during different modes of operation,» *IEEE Transaction on power systems*, vol. 25, nº 1, pp. 78-85, 2010.

APÉNDICE A: DATOS DEL SISTEMAS DE PRUEBA PARA FLUJOS DE POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

A continuación se muestran los sistemas de prueba utilizados para incorporando modelos de GD en redes de distribución, se muestra el sistema IEEE de 34 nodos trifásico desbalanceado.

A.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICO DE 34 NODOS DESBALANCEADO

Los datos para el siguiente sistema fueron obtenidos de [51]. El sistema está operando a un voltaje nominal de 24.9kV L-L. Cabe mencionar este sistema contiene secciones de líneas monofásica, bifásica, trifásica, de líneas aéreas.

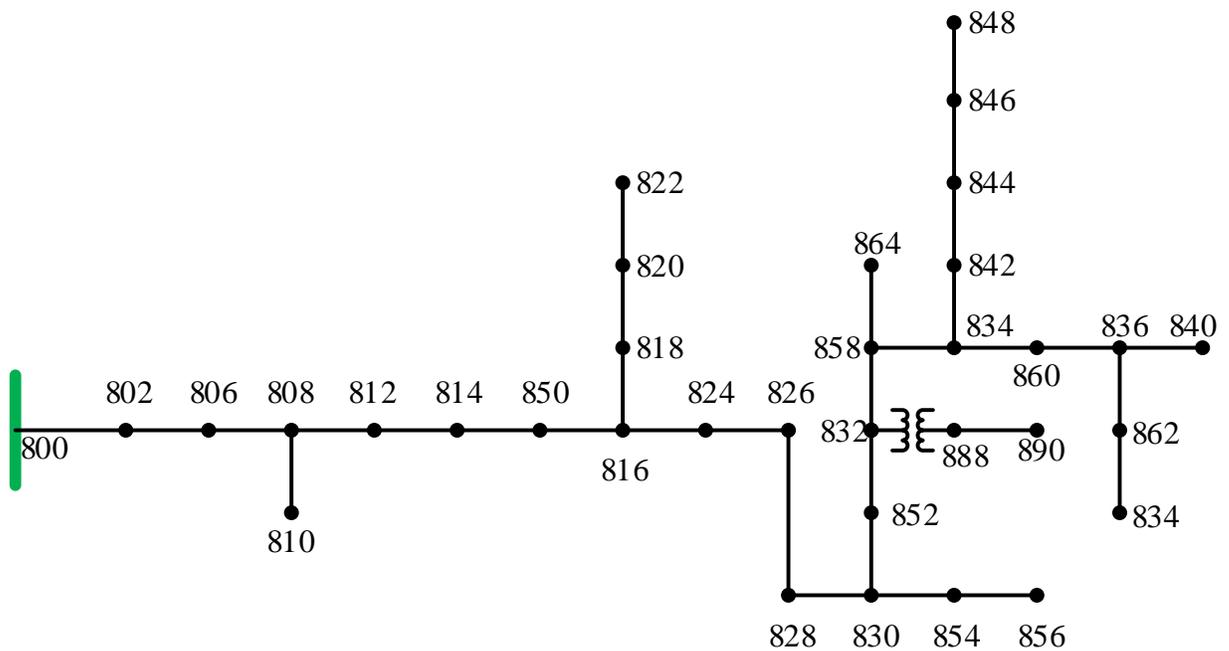


Figura A. 1 Sistema de prueba IEEE 34 nodos

El sistema de distribución mostrado en la Figura A. 1, muestra un sistema de 34 nodos del IEEE, los datos del se muestran en la Tabla A. 2 a la Tabla A. 7.

Tabla A. 1 Secciones de alimentadores del sistema de 34 nodos del IEEE

<i>Nodo i</i>	<i>Nodo j</i>	<i>Longitud (ft)</i>	<i>Configuración</i>
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
824	826	3030	303
824	828	840	301
828	830	20440	301
830	854	520	301
832	858	4900	301
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301
836	862	280	301
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301
850	816	310	301
852	832	10	301
854	856	23330	303
854	852	36830	301
858	864	1620	303
858	834	5830	301
860	836	2680	301
862	838	4860	304
888	890	10560	300

Tabla A. 2 Datos de las líneas para el sistema de 34 nodos del IEEE

<i>Configuración</i>	<i>Faseo</i>	<i>Conductor de fase</i>	<i>Conductor neutro</i>
300	B A C N	1/0	1/0
301	B A C N	2/0 6/1	2/0 6/1
302	A N	4/0 6/1	4/0 6/1
303	B N	4/0 6/1	470 6/1
304	B N	2/0 6/1	2/0 6/1

Tabla A. 3 Impedancia de los alimentadores del sistema de 34 nodos del IEEE

<i>Configuración</i>	<i>Z_{abc} [Ω/mi]</i>
300	$\begin{bmatrix} 1.3368 + j1.3343 & 0.2101 + j0.5779 & 0.2130 + j0.5015 \\ 0.2101 + j0.5779 & 1.3238 + j1.3569 & 0.2066 + j0.4591 \\ 0.2130 + j0.5015 & 0.2066 + j0.4591 & 1.3294 + j1.3471 \end{bmatrix}$
301	$\begin{bmatrix} 1.9300 + j1.4115 & 0.2327 + j0.6442 & 0.2359 + j0.5691 \\ 0.2327 + j0.6442 & 1.9157 + j1.4281 & 0.2288 + j0.5238 \\ 0.2359 + j0.5691 & 0.2288 + j0.5238 & 1.9219 + j1.4209 \end{bmatrix}$
302	$\begin{bmatrix} 2.7995 + j1.4855 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$
303	$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2.7995 + j1.4855 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$
304	$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1.9217 + j1.4212 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$

Tabla A. 4 Admitancia en derivación del sistema de 34 nodos del IEEE

<i>Configuración</i>	<i>y_{abc} [μs/mi]</i>
300	$\begin{bmatrix} 15.3350 & -1.5313 & -0.9943 \\ -1.5313 & 5.0979 & -0.6212 \\ -0.9943 & -0.6212 & 4.8880 \end{bmatrix}$
301	$\begin{bmatrix} 5.1207 & -1.4364 & -0.9402 \\ -1.4364 & 4.9055 & -0.5951 \\ -0.9402 & -0.5951 & 4.7154 \end{bmatrix}$
302	$\begin{bmatrix} 4.2251 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$
303	$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 4.2251 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$
304	$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 4.3637 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$

Tabla A. 5 Datos de las cargas concentradas del sistema de 34 nodos del IEEE

<i>Nodo</i>	<i>Modelo de Carga</i>	<i>Fase A (kW)</i>	<i>Fase A (kVAr)</i>	<i>Fase B (kW)</i>	<i>Fase B (kVAr)</i>	<i>Fase C (kW)</i>	<i>Fase C (kVAr)</i>
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-PQ	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10

Tabla A. 6 Datos de las cargas distribuidas del sistema de 34 nodos del IEEE

<i>Nodo i</i>	<i>Nodo j</i>	<i>Modelo de Carga</i>	<i>Fase A (kW)</i>	<i>Fase A (kVAr)</i>	<i>Fase B (kW)</i>	<i>Fase B (kVAr)</i>	<i>Fase C (kW)</i>	<i>Fase C (kVAr)</i>
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0

Tabla A. 7 Datos de transformadores para el sistema de 34 nodos del IEEE

	kVA	kV-Alta	kV-Baja	R (%)	X (%)
Subestación	2500	69 - D	24.9 - Y.G	1.0	8.0
XFM -1	500	24.9 - Y.G	4.16 - Y.G	1.9	4.08

• **CASO DE PRUEBA INCORPORANDO UNA UNIDAD DE GD COMO NODO PV**

El sistema usado para probar el modelo trifásico de una unidad de GD como nodo PV es el sistema de 34 del IEEE mostrado en la Figura A. 1, se trata de un sistema de distribución trifásico desbalanceado de 34 nodos, con secciones de línea monofásicas, y trifásica operando a 24.9 kV línea-línea. Siguiendo la metodología descrita en el capítulo 3, se conectó una unidad de GD en el nodo 840 de 100kW de potencia activa en cada fase y por medio del programa utilizado se obtuvo que la inyección de potencia reactiva en el nodo de 37.592 kVAr. De acuerdo con la referencia consultada [4], solo se muestra el valor de la potencia reactiva inyectada que es de 114.63kVAr, siendo una potencia reactiva de 38.21kVAr inyectada por fase.

La Figura A. 2 muestra la comparación de los voltajes nodales de la fase A para el sistema de prueba, se muestran los resultados sin GD y con una unidad de GD conectada en el nodo 840.

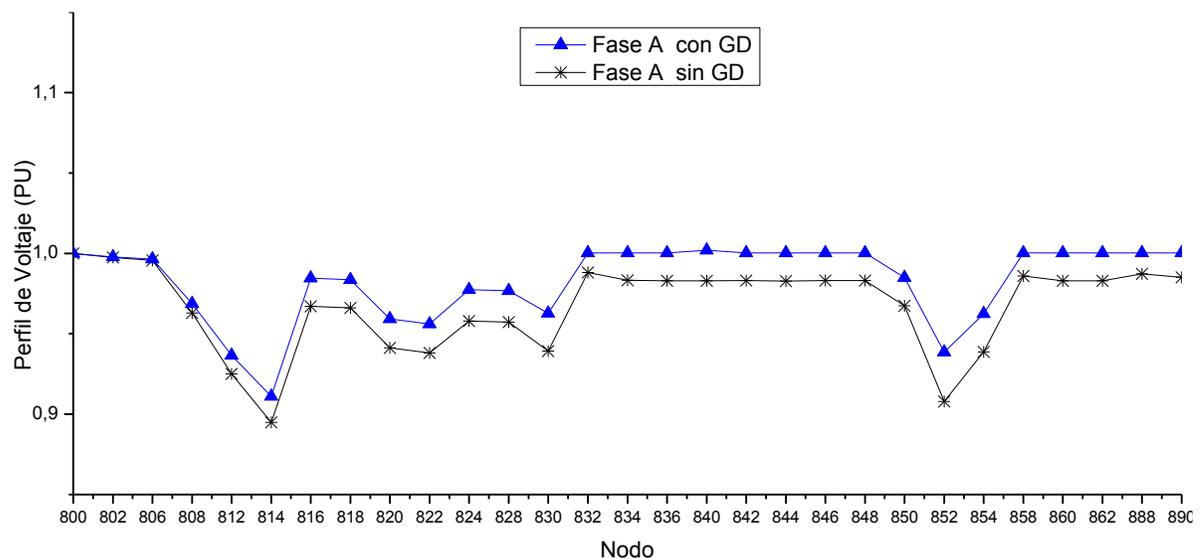


Figura A. 2 Comparación de los voltajes nodales de la fase A para el sistema de prueba de 34 nodos IEEE sin GD y conectando una unidad de GD en el nodo 840

La Tabla A. 8 muestra los resultados de los voltajes de la fase A en pu del estudio de flujos sin GD y con GD conectada en el nodo 840.

Tabla A. 8 Comparación de los voltajes nodales de la fase A para el sistema de prueba de 34 nodos IEEE sin GD y conectando una unidad de GD en el nodo 840

<i>Nodo</i>	<i>Voltaje (pu) Sin GD</i>	<i>Voltaje (pu) Con GD</i>
800	1	1
802	0.99742	0.99781
806	0.99567	0.99634
808	0.96308	0.96866
812	0.92525	0.93652
814	0.89528	0.911
816	0.96745	0.98451
818	0.96649	0.98356
820	0.94173	0.95917
822	0.93852	0.95602
824	0.95838	0.97734
828	0.95764	0.97676
830	0.93976	0.96269
832	0.98895	1.000214
834	0.98401	1.00018
836	0.98373	1.00018
840	0.98371	1.001902
842	0.98395	1.00018
844	0.98363	1.00017
846	0.98387	1.00018
848	0.9839	1.00018
850	0.96786	0.98485
852	0.9086	0.93847
854	0.93933	0.96235
858	0.98664	1.00019
860	0.98373	1.00018
862	0.98373	1.00018
888	0.9881	1.00020
890	0.98587	1.01836

La Figura A. 3Figura A. 2 muestra la comparación de los voltajes nodales de la fase B para el sistema de prueba, se muestran los resultados sin GD y con una unidad de GD conectada en el nodo 840.

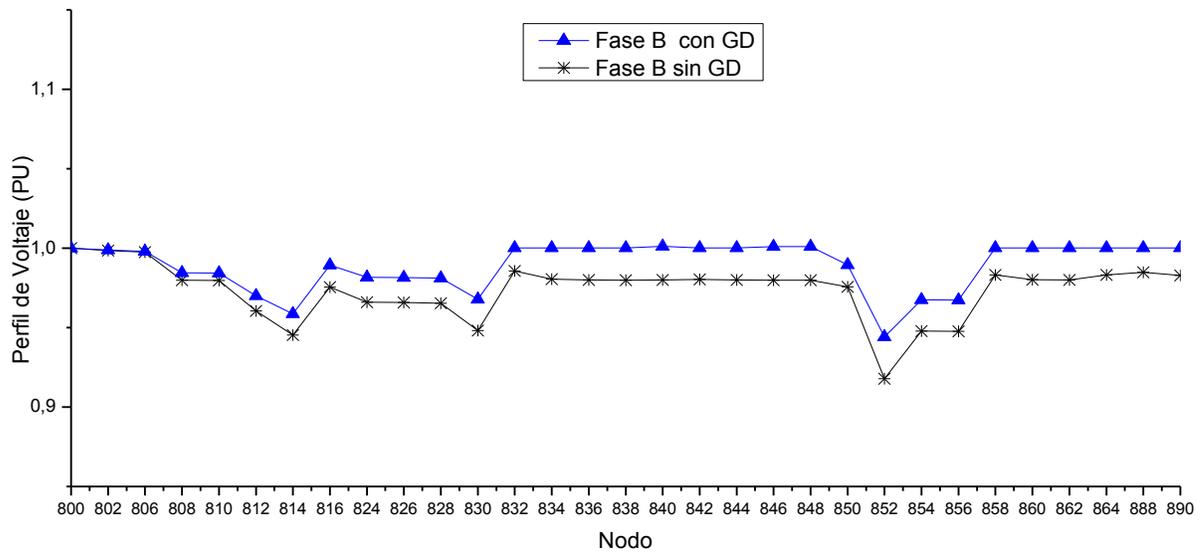


Figura A. 3 Comparación de los voltajes nodales de la fase B para el sistema de prueba de 34 nodos IEEE sin GD y conectando una unidad de GD en el nodo 840

La Tabla A. 9 muestra los resultados de los voltajes de la fase B en pu del estudio de flujos sin GD y con GD conectada en el nodo 840.

Tabla A. 9 Comparación de los voltajes nodales de la fase B para el sistema de prueba de 34 nodos IEEE sin GD y conectando una unidad de GD en el nodo 840

<i>Nodo</i>	<i>Voltaje (pu) Sin GD</i>	<i>Voltaje (pu) Con GD</i>
800	1	1
802	0.99844	0.99877
806	0.99744	0.998
808	0.9798	0.98455
810	0.97965	0.9844
812	0.96047	0.97004
814	0.94528	0.95861
816	0.97551	0.98933
824	0.96602	0.9817
826	0.96583	0.9815
828	0.96532	0.98115
830	0.94826	0.9678
832	0.98562	1.00013
834	0.98047	1.00010
836	0.98001	1.00010
838	0.97982	1.00010

840	0.97998	1.00109
842	0.98038	1.00010
844	0.97996	1.0001
846	0.9799	1.00099
848	0.97992	1.00099
850	0.97576	0.98952
852	0.91787	0.94415
854	0.94783	0.96747
856	0.94773	0.96737
858	0.98324	1.00012
860	0.98019	1.00010
862	0.97999	1.00010
864	0.98324	1.00012
888	0.98479	1.00013
890	0.98283	1.00011

La Figura A. 4 muestra la comparación de los voltajes nodales de la fase C para el sistema de prueba, se muestran los resultados sin GD y con una unidad de GD conectada en el nodo 840.

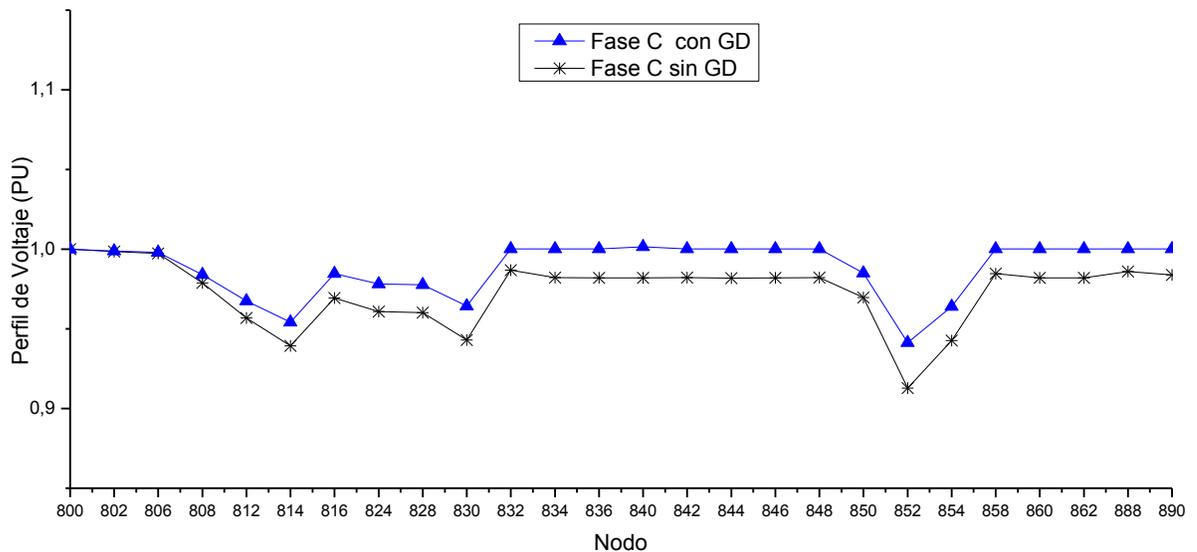


Figura A. 4 Comparación de los voltajes nodales de la fase C para el sistema de prueba de 34 nodos IEEE sin GD y conectando una unidad de GD en el nodo 840

La Tabla A. 10 muestra los resultados de los voltajes de la fase C en pu del estudio de flujos sin GD y con GD conectada en el nodo 840.

Tabla A. 10 Comparación de los voltajes nodales de la fase C para el sistema de prueba de 34 nodos IEEE sin GD y conectando una unidad de GD en el nodo 840

<i>Nodo</i>	<i>Voltaje (pu) Sin GD</i>	<i>Voltaje (pu) Con GD</i>
800	1	1
802	0.99843	0.9988
806	0.9974	0.99802
808	0.97879	0.98406
812	0.95679	0.96742
814	0.9393	0.95414
816	0.96932	0.98471
824	0.96086	0.97819
828	0.96015	0.97764
830	0.94303	0.96438
832	0.98688	1.00017
834	0.9822	1.00014
836	0.98204	1.00015
840	0.98202	1.00155
842	0.98213	1.00014
844	0.9818	1.00014
846	0.98205	1.00014
848	0.98209	1.00014
850	0.96959	0.98492
852	0.91287	0.94128
854	0.94261	0.96406
858	0.9847	1.00016
860	0.98198	1.00014
862	0.98205	1.00015
888	0.98604	1.00016
890	0.98383	1.00014

APÉNDICE B: DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA PARA CALCULO DE CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

A continuación se muestran los sistemas de prueba utilizados para evaluar los índices de confiabilidad en redes de distribución incorporando modelos de GD, se muestra el sistema IEEE de 22 puntos de carga y en seguida se muestra el sistema IEEE de 40 puntos de carga.

B.1 SISTEMA DE PRUEBA IEEE 22 PUNTOS DE CARGA

Los datos para el siguiente sistema fueron obtenidos de [41] [52]. El sistema cuenta con 36 secciones de línea, 20 transformadores, 22 puntos de carga, 10 cuchillas y 22 fusibles.

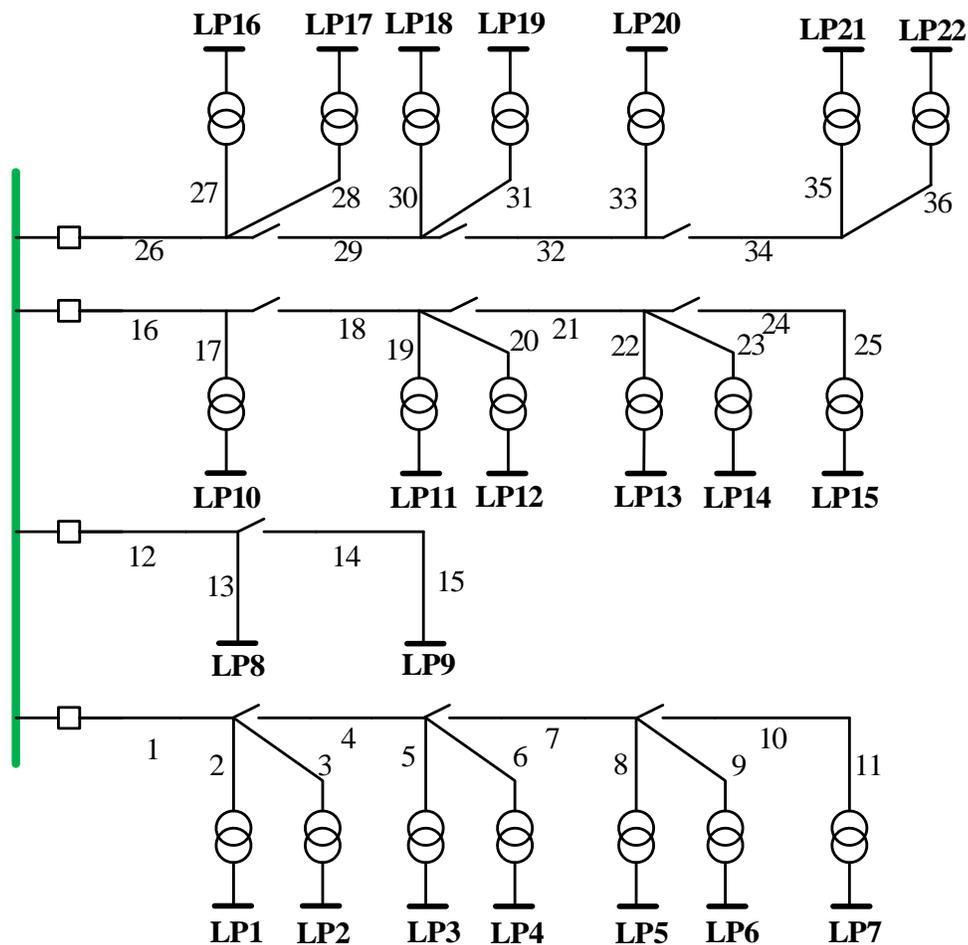


Figura B. 1 Sistema de prueba IEEE 22 puntos de carga

Tabla B. 1 Datos de las cargas del sistema de prueba IEEE 22 puntos de carga

<i>Puntos de carga</i>	<i>Promedio de carga (MW)</i>	<i>Número de usuarios por punto de carga</i>
1-3,10,11	0.535	210
12,17-19	0.450	200
8	1.0	1
9	1.150	1
4,5,13,14	0.566	1
20,21	0.566	1
6,7,15	0.454	10
16,22	0.454	10

Tabla B. 2 Datos de las líneas del sistema de prueba IEEE 22 puntos de carga

<i>Numero</i>	<i>Longitud (KM)</i>	<i>Numero de alimentador</i>
<i>1</i>	<i>0.60</i>	<i>2,6,10,14,17,21,25,28,30,34</i>
<i>2</i>	<i>0.75</i>	<i>1,4,7,9,12,16,19,22,24,27,29,32,35</i>
<i>3</i>	<i>0.80</i>	<i>3,5,8,11,13,15,18,20,23,26,31,33,36</i>

Tabla B. 3 Datos de los elementos del sistema de prueba IEEE 22 puntos de carga

<i>Componente</i>	<i>Tasa de falla λ (fallas/año)</i>	<i>Tiempo de reparación r (horas)</i>	<i>Tiempo de conmutación (horas)</i>
<i>Transformador</i>	<i>0.015</i>	<i>200</i>	<i>-</i>
<i>Línea</i>	<i>0.065</i>	<i>5</i>	<i>-</i>
<i>Cuchilla NC</i>	<i>0.006</i>	<i>4</i>	<i>1.0</i>
<i>Cuchilla NO</i>	<i>0.006</i>	<i>4</i>	<i>1.0</i>

Las tablas anteriores muestran los datos de los elementos del sistema de prueba pero enumerados de acuerdo [41] [52]. Para fines de cálculo de los índices de confiabilidad, se realizó una numeración de elementos y de acuerdo al archivo de entrada los datos en las siguientes tablas muestran los elementos numerados de acuerdo a la Figura 4.5.

Tabla B. 4 Datos de la red de prueba enumerada IEEE 22 puntos de carga

<i>Número de elemento</i>	<i>Tasa de falla (fallas/año)</i>	<i>Tiempo de reparación (horas)</i>	<i>Tipo de elemento</i>	<i>Tiempo de conmutación (horas)</i>
1	0	0	1	0
2	0	0	1	0
3	0	0	3	0
4	0	0	3	0
5	0	0	3	0
6	0	0	3	0
7	0.04875	5	1	0
8	0.04875	5	1	0
9	0.04875	5	1	0
10	0.052	5	1	0
11	0	0	3	0
12	0	0	3	0
13	0.06	0	4	1
14	0	0	3	0
15	0.06	0	4	1
16	0	0	3	0
17	0.06	0	4	1
18	0	0	3	0
19	0	0	3	0
20	0.06	0	4	1
21	0.039	5	1	0
22	0.052	5	1	0
23	0.04875	5	1	0
24	0.052	5	1	0
25	0.039	5	1	0
26	0.039	5	1	0
27	0.052	5	1	0
28	0.04875	5	1	0
29	0.039	5	1	0
30	0.04875	5	1	0
31	0.015	10	1	0
32	0.015	10	1	0
33	0	0	3	0
34	0	0	3	0
35	0.06	0	4	1
36	0	0	2	0
37	0	0	3	0
38	0.015	10	1	0
39	0	0	3	0
40	0	0	3	0
41	0.06	0	4	1
42	0.015	10	1	0
43	0.015	10	1	0
44	0	0	3	0
45	0	0	3	0
46	0.06	0	4	1
47	0	0	2	0

APÉNDICE B

48	0	0	2	0
49	0.052	5	1	0
50	0.039	5	1	0
51	0.04875	5	1	0
52	0.052	5	1	0
53	0	0	2	0
54	0.04875	5	1	0
55	0.052	5	1	0
56	0.039	5	1	0
57	0	0	2	0
58	0	0	2	0
59	0.039	5	1	0
60	0.052	5	1	0
61	0.04875	5	1	0
62	0.015	10	1	0
63	0.015	10	1	0
64	0	0	3	0
65	0	0	3	0
66	0.06	0	4	1
67	0	0	2	0
68	0.015	10	1	0
69	0.015	10	1	0
70	0	0	3	0
71	0	0	3	0
72	0.06	0	4	1
73	0.015	10	1	0
74	0.015	10	1	0
75	0	0	3	0
76	0.06	0	4	1
77	0	0	2	0
78	0	0	2	0
79	0.052	5	1	0
80	0.04875	5	1	0
81	0.039	5	1	0
82	0	0	2	0
83	0	0	2	0
84	0.04875	5	1	0
85	0.052	5	1	0
86	0.04875	5	1	0
87	0	0	2	0
88	0	0	2	0
89	0.052	5	1	0
90	0.039	5	1	0
91	0.015	10	1	0
92	0.015	10	1	0
93	0	0	3	0
94	0.015	10	1	0
95	0.015	10	1	0
96	0	0	3	0
97	0.015	10	1	0
98	0	0	3	0
99	0	0	3	0

100	0	0	2	0
101	0	0	2	0
102	0.052	5	1	0
103	0	0	2	0
104	0	0	2	0
105	0.039	5	1	0
106	0	0	2	0
107	0.04875	5	1	0
108	0.052	5	1	0
109	0.015	10	1	0
110	0.015	10	1	0
111	0.015	10	1	0
112	0.015	10	1	0
113	0	0	2	0
114	0	0	2	0
115	0	0	2	0
116	0	0	2	0

Tabla B. 5 Datos de los puntos de carga de la red IEEE 22 puntos de carga

<i>Punto de carga</i>	<i>Carga (kW)</i>	<i>Numero de clientes</i>
36	1000	1
47	535	210
48	535	210
53	535	210
57	454	10
58	450	200
67	1150	1
77	535	210
78	566	1
82	535	210
83	450	200
87	450	200
88	450	200
100	566	1
101	454	10
103	566	1
104	566	1
106	566	1
113	454	10
114	454	10
115	566	1
116	454	10

A continuación se lleva a cabo la obtención de los resultados para hacer una verificación del programa implementado en FORTRAN, con el sistema de prueba IEEE de 22 puntos de carga mostrado en la Figura B. 1.

La Tabla B. 6 muestra los resultados de los índices de confiabilidad enfocados a los puntos de carga, dichos resultados se obtuvieron con el programa implementado en FORTRAN.

Tabla B. 6 Índices de confiabilidad de los puntos de carga del sistema de prueba IEEE de 22 puntos de carga

<i>Punto de carga</i>	<i>Tasa de falla (fallas/año)</i>	<i>Tiempo de reparación (horas)</i>	<i>Indisponibilidad (horas/año)</i>
36	0.23925	3.0311	0.7252
47	0.25225	3.1326	0.7902
48	0.25225	3.1326	0.7902
53	0.23925	3.0311	0.7252
57	0.25225	3.133	0.7903
58	0.24900	3.1084	0.7740
67	0.25225	2.9783	0.7513
77	0.13975	3.8833	0.5427
78	0.13975	3.605	0.5038
82	0.24250	3.0041	0.7285
83	0.25225	3.1326	0.7902
87	0.25550	3.1565	0.8065
88	0.25225	2.9268	0.7383
100	0.25550	2.953	0.7545
101	0.24250	3.0041	0.7285
103	0.25225	3.1326	0.7902
104	0.24250	3.0577	0.7415
106	0.24250	3.0041	0.7285
113	0.25545	3.1062	0.7935
114	0.25550	3.1056	0.7935
115	0.25225	2.9268	0.7383
116	0.25550	2.953	0.7545

Para hacer una correcta comparación de los índices obtenidos de acuerdo al programa implementado en FORTRAN y la referencia [52], en la se muestra la comparación de los índices de confiabilidad orientados al usuario, cabe señalar que solo se muestran los índices SAIDI, SAIFI, SAIDI, ASAI y ENS debido a que son los únicos que se muestran en la referencia.

Tabla B. 7 Comparación de índices de confiabilidad orientados al usuario

<i>Índice</i>	<i>Referencia 1</i>	<i>Referencia 2</i>
SAIFI (Interrupciones/Consumidor)	0.248211	0.248
SAIDI (Horas/Interrupción por Consumidor)	0.785075	0.77
CAIDI (Horas/Consumidor)	3.265818	3.10
ASAI	0.999899	0.999913
ENS (kWh/ año)	8973.479	8844
AENS (kWh/ cliente año)	4.72299	4.64

Referencia 1: Resultados del programa implementado

Referencia 2: Resultados de la referencia [52]

De la Figura B. 2 a la Figura B. 6 se muestra la comparación grafica de los índices SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ENS para el sistema de prueba del IEEE de 22 puntos de carga o 116 elementos. Esta comparación se realizó para verificar que el programa implementado en FORTRAN.

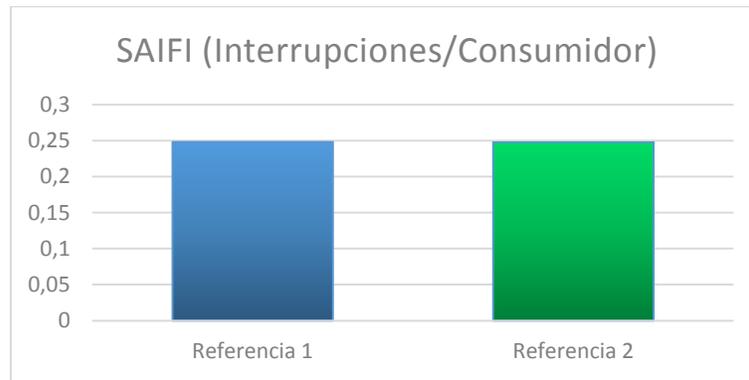


Figura B. 2 Comparación del índice SAIFI

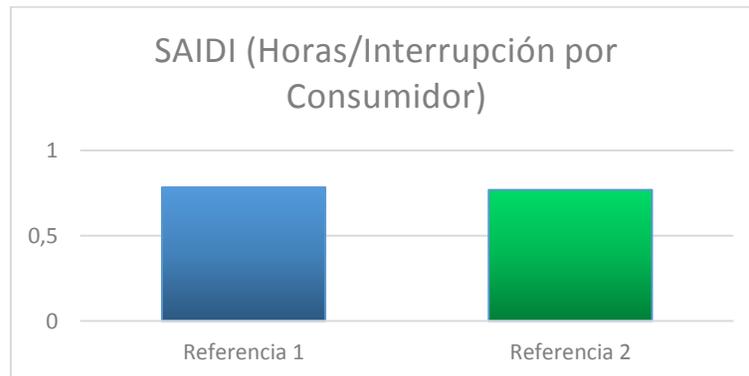


Figura B. 3 Comparación del índice SAIDI

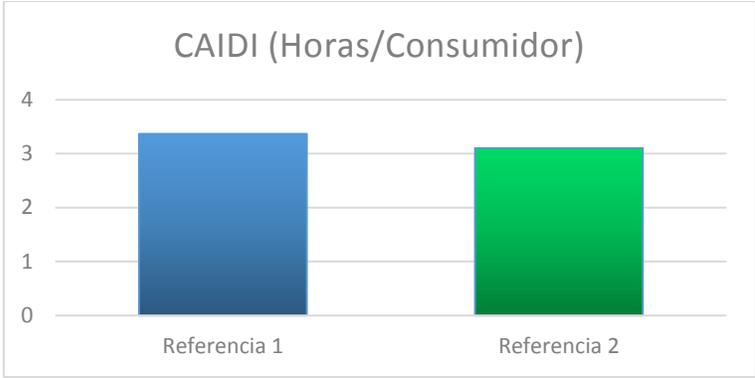


Figura B. 4 Comparación del índice CAIDI

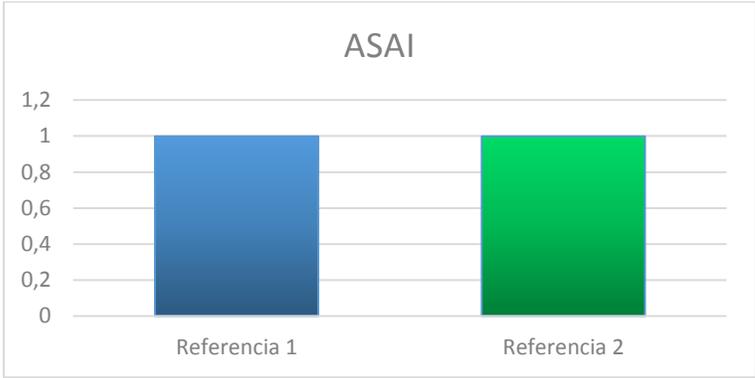


Figura B. 5 Comparación del índice ASAI

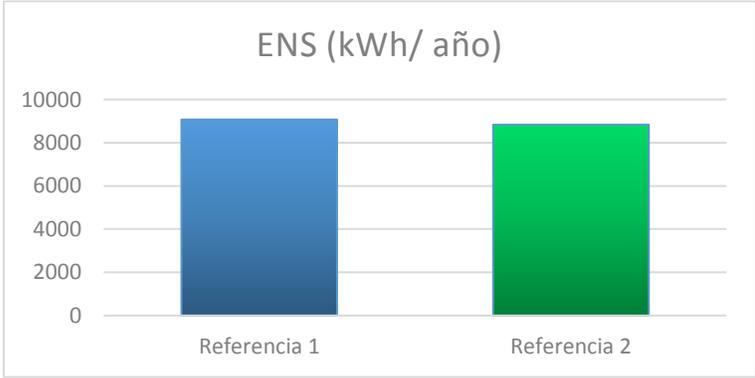


Figura B. 6 Comparación del índice ENS

B.2 SISTEMA DE PRUEBA IEEE 40 PUNTOS DE CARGA

Los datos para el siguiente sistema fueron obtenidos de [7]. El sistema cuenta con 60 secciones de línea, 38 transformadores, 40 puntos de carga, 15 cuchillas y 40 fusibles.

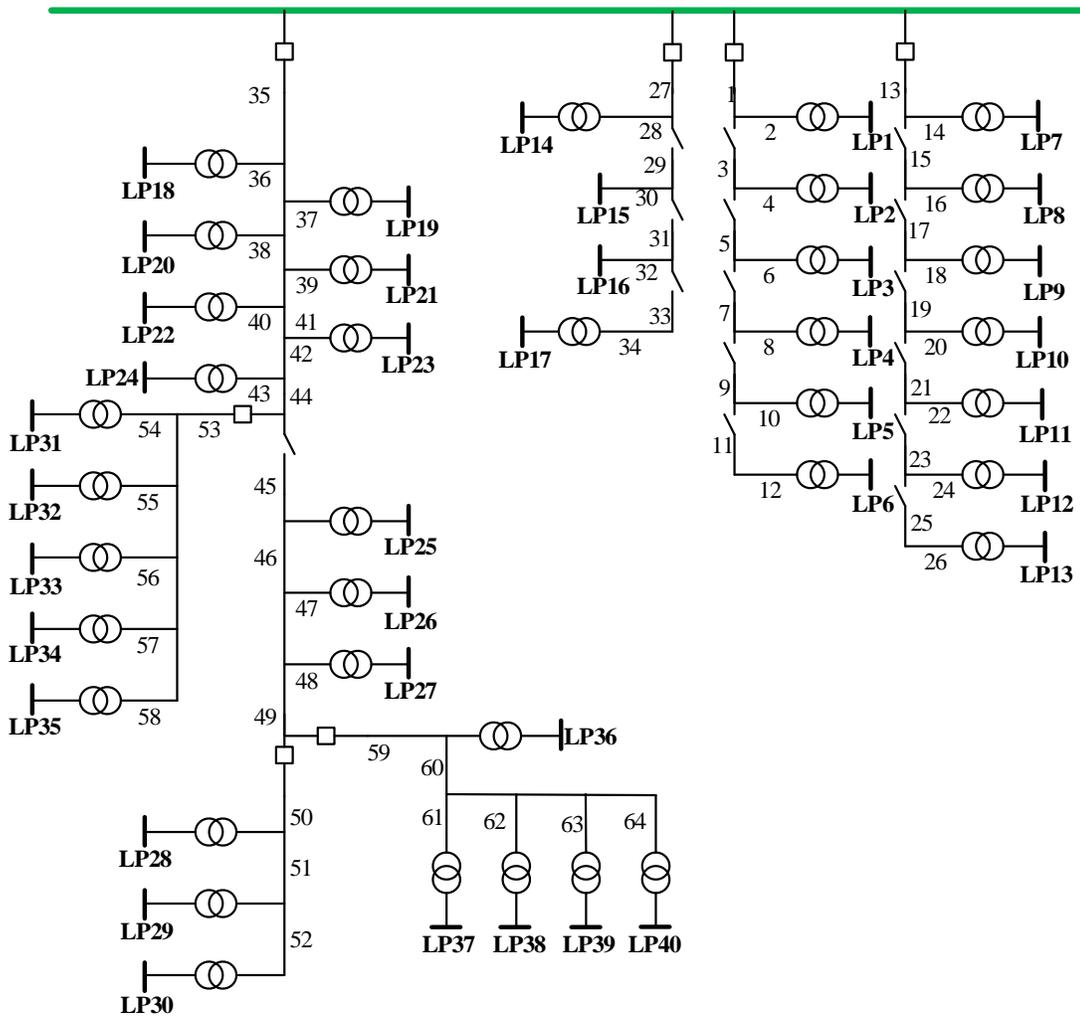


Figura B. 7 Sistema de prueba IEEE 40 puntos de carga

A continuación de muestran los datos del este sistema de prueba IEEE de 40 puntos de carga, los datos se muestran de la Tabla B. 8 a la Tabla B. 12.

Tabla B. 8 Datos de las cargas del sistema de prueba IEEE 40 puntos de carga

<i>Puntos de carga</i>	<i>Promedio de carga (MW)</i>	<i>Número de usuarios por punto de carga</i>
1,3,9	0.1775	128
2,4,11,19	0.1808	126
5,6	0.2163	118
7,8,10,18,23	0.1659	147
12,13,22	0.2070	132
25,28,31,36	0.1554	79
27,29,33,39	0.1585	76
14,17	0.4697	10
15	1.6391	1
16	0.9025	1
32,37	0.1929	1
20,30,34	0.2501	1
21,35	0.2633	1
24,40	0.3057	1
26,38	0.2831	1

Tabla B. 9 Datos de las líneas del sistema de prueba IEEE 40 puntos de carga

<i>Numero</i>	<i>Longitud (KM)</i>	<i>Numero de alimentador</i>
1	0.60	2,3,8,9,12,13,17,19,20,24,25,28,31,34,41,47
2	0.75	1,5,6,7,10,14,15,22,23,26,27,30,33,43,61
3	0.80	4,11,16,18,21,29,32,35,55
4	0.90	38, 44
5	1.6	37,39,42,49,54,62
6	2.5	36,40,52,57,60
7	2.8	35,46,50,56,59,64
8	3.2	45,51,53,58,63
9	3.5	48

Tabla B. 10 Datos de los elementos del sistema de prueba IEEE 40 puntos de carga

<i>Componente</i>	<i>Tasa de falla λ (fallas/año)</i>	<i>Tiempo de reparación r (horas)</i>	<i>Tiempo de conmutación (horas)</i>
Transformador	0.015	200	-
Línea	0.065	5	-
Cuchilla NC	0.006	4	1.0
Cuchilla NO	0.006	4	1.0

Las tablas anteriores muestran los datos de los elementos del sistema de prueba [7] pero enumerados de acuerdo. Para fines de cálculo de los índices de confiabilidad, se realizó una numeración de elementos y de acuerdo al archivo de entrada los datos en las siguientes tablas muestran los elementos numerados de acuerdo a la Figura B.2.

Tabla B. 11 Datos de la red de prueba enumerada IEEE 40 puntos de carga

<i>Numero de elemento</i>	<i>Tasa de falla (fallas/año)</i>	<i>Tiempo de reparación (horas)</i>	<i>Tipo de elemento</i>		<i>Tiempo de conmutación (horas)</i>
1	0	0	1	SUBESTACIÓN	0
2	0	0	3	BREAKER	0
3	0	0	3	BREAKER	0
4	0	0	3	BREAKER	0
5	0	0	3	BREAKER	0
6	0.052	5	1	LINEA .8Km	0
7	0.04875	5	1	LINEA .75Km	0
8	0.04875	5	1	LINEA .75Km	0
9	0.039	5	1	LINEA .6Km	0
10	0	0	3	FUSIBLE	0
11	0.1625	5	1	LINEA 2.5Km	0
12	0	0	3	FUSIBLE	0
13	0	0	4	CUCHILLA NC	1
14	0	0	3	FUSIBLE	0
15	0	0	4	CUCHILLA NC	1
16	0	0	3	FUSIBLE	0
17	0	0	4	CUCHILLA NC	1
18	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
19	0.104	5	1	LÍNEA 1.6Km	0
20	0	0	3	FUSIBLE	0
21	0.197	15	1	LINEA .8Km	0
22	0.039	5	1	LINEA .6Km	0
23	0.039	5	1	LINEA .6Km	0
24	0.039	5	1	LINEA .6Km	0
25	0.04875	5	1	0LINEA .75Km	0
26	0.04875	5	1	LINEA .75Km	0
27	0	0	2	CARGA 1	0
28	0	0	3	FUSIBLE	0
29	0.0585	5	1	LINEA .9Km	0
30	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
31	0	0	2	CARGA	0
32	0	0	3	FUSIBLE	0
33	0	0	4	CUCHILLA NC	1
34	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
35	0	0	4	CUCHILLA NC	1
36	0	0	3	FUSIBLE	0
37	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0

APÉNDICE B

38	0	0	4	CUCHILLA NC	1
39	0	0	3	FUSIBLE	0
40	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
41	0.104	5	1	LINEA 1.6Km	0
42	0	0	3	FUSIBLE	0
43	0	0	2	CARGA 3	0
44	0.039	5	1	LINEA .6Km	0
45	0.04875	5	1	LINEA .75Km	0
46	0	0	2	CARGA 4	0
47	0.052	5	1	LINEA .8Km	0
48	0.04875	5	1	LINEA .75Km	0
49	0	0	2	CARGA 5	0
50	0.052	5	1	LINEA .8Km	0
51	0.039	5	1	LINEA .6Km	0
52	0	0	2	CARGA 6	0
53	0	0	3	FUSIBLE	0
54	0.1625	5	1	LINEA 2.5Km	0
55	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
56	0	0	2	CARGA 7	0
57	0	0	3	FUSIBLE	0
58	0	0	4	CUCHILLA NC	1
59	0	0	3	FUSIBLE	0
60	0	0	4	CUCHILLA NC	1
61	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
62	0	0	3	FUSIBLE	0
63	0	0	4	CUCHILLA NC	1
64	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
65	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
66	0.104	5	1	LINEA 1.6Km	0
67	0	0	3	FUSIBLE	0
68	0	0	2	CARGA 8	0
69	0.04875	5	1	LINEA .75Km	0
70	0.052	5	1	LINEA .8Km	0
71	0.04875	5	1	LINEA .75Km	0
72	0.04875	5	1	LINEA .75Km	0
73	0	0	2	CARGA 9	0
74	0.039	5	1	LINEA .6Km	0
75	0.052	5	1	LINEA .8Km	0
76	0	0	2	CARGA 10	0
77	0	0	2	CARGA 11	0

APÉNDICE B

78	0	0	3	FUSIBLE	0
79	0.0585	5	1	LINEA .9Km	0
80	0.039	5	1	LINEA .6Km	0
81	0	0	2	CARGA 12	0
82	0	0	3	FUSIBLE	0
83	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
84	0	0	4	CUCHILLA NC	1
85	0	0	3	FUSIBLE	0
86	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
87	0	0	4	CUCHILLA NC	1
88	0	0	3	FUSIBLE	0
89	0.04875	5	1	LINEA .75Km	0
90	0	0	3	FUSIBLE	0
91	0	0	4	CUCHILLA NC	1
92	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
93	0.184	15	1	LINEA .6Km	0
94	0	0	2	CARGA 13	0
95	0.039	5	1	LINEA .6Km	0
96	0.039	5	1	LINEA .6Km	0
97	0	0	2	CARGA 14	0
98	0.039	5	1	LINEA .6Km	0
99	0.052	5	1	LINEA .8Km	0
100	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
101	0.208	5	1	LINEA 3.2Km	0
102	0.208	5	1	LINEA 3.2Km	0
103	0	0	2	CARGA 15	0
104	0	0	2	CARGA 16	0
105	0	0	3	FUSIBLE	0
106	0	0	4	CUCHILLA NC	1
107	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
108	0	0	3	FUSIBLE	0
109	0	0	4	CUCHILLA NC	1
110	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
111	0	0	2	CARGA 17	0
112	0	0	3	FUSIBLE	0
113	0.104	5	1	LINEA 1.6Km	0
114	0.182	5	1	LINEA 2.8Km	0
115	0	0	3	FUSIBLE	0
116	0.052	5	1	LINEA .8Km	0
117	0.04875	5	1	LINEA .75Km	0

APÉNDICE B

118	0	0	2	0 CARGA 18	0
119	0.04875	5	1	LINEA .75Km	0
120	0.04875	5	1	LINEA .75Km	0
121	0	0	2	CARGA 19	0
122	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
123	0	0	3	FUSIBLE	0
124	0.182	5	1	LINEA 2.8Km	0
125	0.2275	5	1	LINEA 3.5Km	0
126	0	0	3	FUSIBLE	0
127	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
128	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
129	0	0	3	FUSIBLE	0
130	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
131	0	0	4	CUCHILLA NC	1
133	0	0	2	CARGA 20	0
134	0.052	5	1	LINEA .8Km	0
135	0	0	3	FUSIBLE 205	0
136	0.1625	5	1	LINEA 2.5Km	0
137	0.104	5	1	LINEA 1.6Km	0
138	0	0	3	FUSIBLE	0
139	0.039	5	1	LINEA .6Km	0
140	0	0	2	CARGA 21	0
141	0	0	2	CARGA 22	0
142	0.039	5	1	LINEA .6Km	0
143	0	0	2	CARGA 23	0
144	0.039	5	1	LINEA .6Km	0
145	0.039	5	1	LINEA .6Km	0
146	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
147	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
148	0	0	3	FUSIBLE	0
149	0.208	5	1	LINEA 3.2Km	0
150	0	0	3	FUSIBLE	0
151	0	0	3	FUSIBLE	0
152	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
153	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
154	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
155	0	0	1	0	0
156	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
157	0	0	2	CARGA 24	0
158	0	0	2	CARGA 25	0

APÉNDICE B

159	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
160	0	0	3	FUSIBLE	0
161	0.182	5	1	LINEA 2.8Km	0
162	0.182	5	1	LINEA 2.8Km	0
163	0	0	2	CARGA 26	0
164	0	0	2	CARGA 27	0
165	0	0	2	CARGA 28	0
166	0	0	1	0	0
167	0	0	2	CARGA 29	0
168	0	0	2	CARGA 30	0
169	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
170	0.208	5	1	LINEA 3.2Km	0
171	0	0	3	FUSIBLE	0
172	0.1625	5	1	LINEA 2.5Km	0
173	0	0	3	FUSIBLE	0
174	0	0	3	FUSIBLE	0
175	0	0	2	CARGA 31	0
176	0.1625	5	1	LINEA 2.5Km	0
177	0	0	3	FUSIBLE	0
178	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
179	0.104	5	1	LINEA 1.6Km	0
180	0	0	3	FUSIBLE 205	0
181	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
182	0.04875	5	1	LINEA .75Km	0
183	0	0	3	FUSIBLE	0
184	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
185	0	0	2	CARGA 32	0
186	0.208	5	1	LINEA 3.2Km	0
187	0	0	3	FUSIBLE	0
188	0.04875	5	1	LINEA .75Km	0
189	0	0	2	CARGA 33	0
190	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
191	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
192	0	0	2	CARGA 34	0
193	0.182	5	1	LINEA 2.8Km	0
194	0	0	3	FUSIBLE	0
195	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
196	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
197	0	0	2	CARGA 35	0
198	0	0	2	CARGA 36	0

199	0	0	3	FUSIBLE	0
200	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
201	0	0	2	CARGA 37	0
202	0	0	2	CARGA 38	0
203	0.145	10	1	TRANSFORMADOR	0
204	0	0	2	CARGA 39	0
205	0	0	2	CARGA 40	0

En la Tabla B. 12 se muestran los datos de los 40 puntos de carga del sistema de prueba IEEE de 40 puntos de carga.

Tabla B. 12 Datos de los puntos de carga de la red IEEE 40 puntos de carga

<i>Punto de carga</i>	<i>Carga (kW)</i>	<i>Numero de clientes</i>	<i>Punto de carga</i>	<i>Carga (kW)</i>	<i>Numero de clientes</i>
27	165.9	147	140	155.4	79
31	469.7	10	141	216.3	118
43	180.8	126	143	180.8	126
46	177.5	138	157	192.9	1
49	165.9	147	158	158.5	76
52	250.1	1	163	158.5	76
56	1639	1	164	283.1	1
68	263.3	1	165	216.3	118
73	180.8	126	167	207	132
76	165.9	147	168	250.1	1
77	207	77	175	263.3	1
81	902.5	1	185	155.4	28
94	177.5	138	189	155.4	79
97	177.5	138	192	158.5	76
103	165.9	147	197	207	132
104	469.7	10	198	250.1	1
111	305.7	1	201	283.1	1
118	180.8	126	202	192.9	1
121	165.9	147	204	158.5	76
133	155.4	79	205	305.7	1

Tabla B. 13 Datos de unidades de GD

<i>Tecnología de GD</i>	<i>Tasa de falla (fallas/año)</i>	<i>Tiempo de reparación (horas)</i>	<i>Conmutación (horas)</i>
Generador de inducción	.02	50	2
Generador síncrono	.032	200	2.25

APÉNDICE C

C1. PROGRAMA EN LENGUAJE FORTRAN PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

```
PROGRAM RELIGD
USE m_DATA01
USE m_DATA02
IMPLICIT NONE

CHARACTER(LEN=20)::
ARCHIVO_ENTRADA
CHARACTER(LEN=20)::
ARCHIVO_SALIDA
INTEGER:: VEC_AUX
INTEGER:: worth
INTEGER:: i
INTEGER:: j
INTEGER:: nivel
INTEGER:: columna
INTEGER:: n
INTEGER:: aux
INTEGER:: k
INTEGER:: p_carga_new
INTEGER:: t
INTEGER:: m
INTEGER, ALLOCATABLE:: S1(:)
INTEGER, ALLOCATABLE:: S2(:)

WRITE(*,*) '          '
WRITE(*,*) '          '
WRITE(*,*) 'ESCRIBA EL NOMBRE DEL
ARCHIVO DE RESULTADOS'
READ(*,*)ARCHIVO_SALIDA
OPEN(UNIT=2,FILE=ARCHIVO_SALIDA)

WRITE(*,*) '          '
WRITE(*,*) 'ESCRIBA EL NOMBRE DEL
ARCHIVO DE DATOS'
READ(*,*) ARCHIVO_ENTRADA
WRITE(*,*) 'EL ARCHIVO DE DATOS ES:
',ARCHIVO_ENTRADA
OPEN(UNIT=1,
FILE=ARCHIVO_ENTRADA)

READ(1,*) NUMERO_ELEMENTOS
READ(1,*) NUMERO_NIVELES
READ(1,*) ELEMENTOS_NIVEL
READ(1,*) PUNTOS_CARGA

ALLOCATE(DATOS(NUMERO_ELEMENTO
S,8), DATOS2(NUMERO_ELEMENTOS,8),
MATRIZ_NIVELES(NUMERO_NIVELES,EL
ELEMENTOS_NIVEL),MATRIZ_CONECTIVID
AD(NUMERO_NIVELES,ELEMENTOS_NIV
EL),VECTOR_PUNTOS_CARGA(PUNTOS_C
ARGA),
VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO(NUME
RO_ELEMENTOS),
USUARIOS_V(PUNTOS_CARGA),
CARGAS_V(PUNTOS_CARGA),
AAA_1(NUMERO_ELEMENTOS),
AAA_2(NUMERO_ELEMENTOS),PUNTOS_
GD_V(PUNTOS_GD))

DO i=1, NUMERO_ELEMENTOS
    READ(1,*) DATOS(i,:8)
END DO

DO i=1, NUMERO_NIVELES
    READ(1,*)
MATRIZ_NIVELES(i,:ELEMENTOS_NIVEL)
END DO

DO i=1, NUMERO_NIVELES
    READ(1,*)
MATRIZ_CONECTIVIDAD(i,:ELEMENTOS_
NIVEL)
END DO

DO i=1, PUNTOS_CARGA
    READ
    VECTOR_PUNTOS_CARGA(i)
    (1,*)
END DO

DO i=1, PUNTOS_CARGA
    READ (1,*) USUARIOS_V(i)
END DO

DO i=1, PUNTOS_CARGA
    READ (1,*) CARGAS_V(i)
END DO

DO i=1, PUNTOS_GD
    READ (1,*) PUNTOS_GD_V(i)
```

```

END DO

READ(1,*) switch

WRITE(2,*)'-----
-----'
WRITE(2,*)'
WRITE(2,*)'          CALCULO          DE
CONFIABILIDAD EN REDES DE
DISTRIBUCION CON '
WRITE(2,*)'          CON GENERACION
DISTRIBUIDA '
WRITE(2,*)'
WRITE(2,*)'-----
-----'

!*****BUSQUEDA          AGUAS
ARRIBA*****

DO aux_p_carga=1, PUNTOS_CARGA
  p_carga_new = aux_p_carga

VEC_AUX=VECTOR_PUNTOS_CARGA(p_c
arga_new)
  VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO=0

VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO(1)=VE
C_AUX
  a=1
  DATOS2=DATOS

DO i=1,NUMERO_NIVELES
DO j=1, ELEMENTOS_NIVEL
  IF(MATRIZ_NIVELES(i,j)==VEC_AUX)
THEN
  nivel=i
  columna=j
  EXIT
  END IF
END DO
END DO

DO i=1, nivel-1
  a=a+1
  worth=MATRIZ_CONECTIVIDAD(nivel-
i+1,columna)

VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO(a)=MA
TRIZ_NIVELES(nivel-i,worth)
  columna=worth
END DO

```

```

!*****BUSQUEDA          AGUAS
ABAJO*****
WRITE(2,*)'
WRITE(2,*)'
WRITE(2,*)'-----PUNTO          DE
CARGA---',VEC_AUX
WRITE(2,*)'-----BUSQUEDA ELEMENTOS
AGUAS ARRIBA AGUAS ABAJO-----'
WRITE(*,*)'
WRITE(*,*)'
WRITE(*,*)'-----PUNTO          DE
CARGA---',VEC_AUX
WRITE(*,*)'-----BUSQUEDA ELEMENTOS
AGUAS ARRIBA AGUAS ABAJO-----'

CALL
BUSQUEDA_AGUAS_ABAJO(p_carga_new)
!*****END BUSQUEDA AGUAS
ABAJO*****

IF(p_carga_new==1) THEN

ALLOCATE(S1(ELEMENTOS_NIVEL),S2(E
LEMENTOS_NIVEL))
END IF

AAA_2=0
TIME=0
p=0
m=0

DO n=1, NUMERO_ELEMENTOS
  IF(AAA_1(n)/=0) THEN
    aux=AAA_1(n)
    DO i=1,NUMERO_NIVELES
      DO j=1, ELEMENTOS_NIVEL
        IF(MATRIZ_NIVELES(i,j)==aux)
THEN
          nivel=i
          columna=j
          EXIT
          END IF
        END DO
      END DO
      i=nivel
      j=columna
      IF(DATOS(MATRIZ_NIVELES(i,j),4)==4)
THEN
        DO k=1, NUMERO_ELEMENTOS
          IF (m/=1) THEN

IF(MATRIZ_NIVELES(i,j)==AAA_1(k))
THEN
          DO t=k, NUMERO_ELEMENTOS
            IF (AAA_1(t) .GE. AAA_1(1))
THEN
              p=p+1

```

```

        AAA_2(p)=AAA_1(t)
    END IF
  END DO
  END IF
  ELSE IF (m==1) THEN
    EXIT
  END IF
  END DO
  m=1
  END IF
  END IF
  END DO

  IF (AAA_2(1)/=0) THEN
    TIME = DATOS(AAA_2(1),5)
  END IF
  !*****CALCULO DE INDICES DE
  CADA PUNTO DE CARGA*****
  CALL
  INDICES_PUNTO_CARGA(VEC_AUX)
  !IMPRIME INDICES DE CONFIABILIDAD
  POR CADA PUNTO DE CARGA
  WRITE(2,*)'
  WRITE(2,*)'
  WRITE(2,*)'INDICES DE CONFIABILIDAD
  PARA EL PUNTO DE CARGA',VEC_AUX
  WRITE(2,20) LAMBDA
  20 FORMAT (1/,1X,'TASA DE FALLA
  (fallas/año)= ',F13.6)
  WRITE(2,21) U
  21 FORMAT (1/,1X,'INDISPONIBILIDAD
  (horas/año)= ',F13.6)
  WRITE(2,22) R
  22 FORMAT (1/,1X,'TIEMPO DE
  REPARACION (horas)= ',F13.6)
  WRITE(2,*)'
  WRITE(2,23) EENS
  23 FORMAT (1/,1X,'ENERGIA NO
  SUMINISTRADA (kW/año)= ',F13.6)
  WRITE(2,*)'

  WRITE(*,*)'
  WRITE(*,*)'
  WRITE(*,*)'INDICES DE CONFIABILIDAD
  PARA EL PUNTO DE CARGA',VEC_AUX
  WRITE(*,20) LAMBDA
  WRITE(*,21) U
  WRITE(*,22) R
  WRITE(*,23) EENS
  WRITE(*,*)'
  WRITE(*,*)'
  !*****END CALCULO DE INDICES
  DE CADA PUNTO DE CARGA*****
  END DO

  PAUSE

```

```

!***** CALCULO INDICES DE
CONFIABILIDAD DEL
SISTEMA*****
CALL INDICES_SISTEMA
WRITE(2,*)'
WRITE(2,*)'-----'
WRITE(2,*)'
WRITE(2,*)'
WRITE(2,*)'---INDICES DE
CONFIABILIDAD DEL SISTEMA---'
WRITE(2,*)'
WRITE(2,*)'
WRITE(2,*)'-----'
WRITE(2,30)SAIFI
30 FORMAT
(1/,1X,'SAIFI(Interrupciones/Consumidor)=
',F15.6)
WRITE(2,31)SAIDI
31 FORMAT (1/,1X,'SAIDI(Horas/Interrupcion
por Consumidor)= ',F15.6)
WRITE(2,32)CAIDI
32 FORMAT
(1/,1X,'CAIDI(Horas/Consumidor)= ',F15.6)
WRITE(2,33)CTAIDI
33 FORMAT
(1/,1X,'CTAIDI(Horas/Consumidor
Interrumpido)= ',F13.4)
WRITE(2,34)CAIFI
34 FORMAT
(1/,1X,'CAIFI(Interrupciones/Consumidor
Interrumpido)= ',F13.4)
WRITE(2,35)ASAI
35 FORMAT (1/,1X,'ASAI= ',F15.6)
WRITE(2,36)ASIFI
36 FORMAT
(1/,1X,'ASIFI(Interrupciones/kVA)= ',F13.4)
WRITE(2,37)ASIDI
37 FORMAT (1/,1X,'ASIDI(Horas/kVA
Interrupcion)= ',F13.4)
WRITE(2,39)ASUI
39 FORMAT (1/,1X,'ASUI= ',F15.6)
WRITE(2,41)ENS
41 FORMAT (1/,1X,'ENS(kWh/año)= ',F15.6)
WRITE(2,42)AENS
42 FORMAT (1/,1X,'AENS(kWh/ cliente año)=
',F15.6)
WRITE(*,*)'-----'
WRITE(*,*)'
WRITE(*,*)'
WRITE(*,*)'---INDICES DE
CONFIABILIDAD DEL SISTEMA---'
WRITE(*,*)'
WRITE(*,*)'
WRITE(*,*)'-----'
WRITE(*,30)SAIFI
WRITE(*,31)SAIDI
WRITE(*,32)CAIDI

```

```

WRITE(*,33)CTAIDI
WRITE(*,34)CAIFI
WRITE(*,35)ASAI
WRITE(*,36)ASIFI
WRITE(*,37)ASIDI
WRITE(*,39)ASUI
WRITE(*,41)ENS
WRITE(*,42)AENS
WRITE(*,*)'
!*****END CALCULO INDICES DE
CONFIABILIDAD DEL
SISTEMA*****
PAUSE
END PROGRAM RELIGD

```

```

SUBROUTINE
BUSQUEDA_AGUAS_ABAJO(p_carga_new)
USE m_DATA01
INTEGER:: i, j,aux, nivel, columna,k,m, c, n,
p_carga_new
INTEGER, ALLOCATABLE:: S1(:), S2(:)
IF(p_carga_new==1) THEN

```

```

ALLOCATE(S1(ELEMENTOS_NIVEL),S2(E
LEMENTOS_NIVEL))
END IF
AAA_1=0
s=0
DO n=2, NUMERO_ELEMENTOS

```

```

IF(VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO(n)/=
0) THEN

```

```

aux=VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO(n)

```

```

DO i=1,NUMERO_NIVELES
DO j=1, ELEMENTOS_NIVEL
IF(MATRIZ_NIVELES(i,j)==aux)

```

```

THEN
nivel=i
columna=j
EXIT
END IF
END DO
END DO

```

```

S1=0
S1(1)=columna
DO i=nivel, NUMERO_NIVELES
m=0
S2=0
DO j=1, ELEMENTOS_NIVEL

```

```

b=0
DO k=1, ELEMENTOS_NIVEL

```

```

IF(MATRIZ_CONECTIVIDAD(i+1,j)/=0.and.
MATRIZ_CONECTIVIDAD(i+1,j)==S1(k))
THEN

```

```

b=b+1
EXIT
END IF
END DO
IF(b==1) THEN

```

```

IF(DATOS(MATRIZ_NIVELES(i+1,j),4)==2)
THEN

```

```

c=0
DO k=1,
NUMERO_ELEMENTOS

```

```

IF(MATRIZ_NIVELES(i+1,j)==VECTOR_AG
UAS_ARRIBA_ABAJO(k)) THEN

```

```

c=1
EXIT
END IF
END DO
IF (c==0) THEN
a=a+1

```

```

VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO(a)=MA
TRIZ_NIVELES(i+1,j)
s=s+1

```

```

AAA_1(s)=VECTOR_AGUAS_ARRIBA_AB
AJO(a)

```

```

END IF
ELSE IF

```

```

(DATOS(MATRIZ_NIVELES(i+1,j),4)/=3)
THEN

```

```

c=0
DO k=1,
NUMERO_ELEMENTOS

```

```

IF(MATRIZ_NIVELES(i+1,j)==VECTOR_AG
UAS_ARRIBA_ABAJO(k)) THEN

```

```

c=1
EXIT
END IF
END DO

```

```

IF(c==0) THEN
a=a+1

```

```

VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO(a)=MA
TRIZ_NIVELES(i+1,j)

```

```

m=m+1
S2(m)=j
s=s+1

```

```

AAA_1(s)=VECTOR_AGUAS_ARRIBA_AB
AJO(a)
                END IF
            END IF
        END IF
    END DO
    DO k=1, ELEMENTOS_NIVEL
        S1(k)=S2(k)
    END DO
END DO
END DO
END IF
END DO
DO i=1,NUMERO_ELEMENTOS
    IF(VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO(i)
.NE. 0) THEN
        WRITE(2,*)
        VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO(i)
            WRITE(*,*)
        VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO(i)
    END IF
END DO
END
                                SUBROUTINE
BUSQUEDA_AGUAS_ABAJO

```

```

SUBROUTINE
INDICES_PUNTO_CARGA(VEC_AUX)
USE m_DATA01
USE m_DATA02
INTEGER:: i,VEC_AUX
LAMBDA=0.0
R=0.0
U=0.0
U_aux2=0.0
U_aux4=0.0
U_aux=0.0
tf_1= 0.0
tf_2= 0.0
tr_1= 0.0
tr_2= 0.0
p1= 0.0
q1= 0.0
p2= 0.0
q2= 0.0

```

```

DO i=1, NUMERO_ELEMENTOS
    IF (AAA_2(i) /=0) THEN
        DATOS2(AAA_2(i),3) = TIME
    END IF
END DO

```

```

IF(DATOS(VEC_AUX,6) .EQ. 2) THEN
DO i=1, NUMERO_ELEMENTOS
    U_aux2=U_aux2+(DATOS(VECTOR_AGUAS
_ARRIBA_ABAJO(i),2))*(DATOS2(VECTOR
_AGUAS_ARRIBA_ABAJO(i),3))
END DO
END IF

```

```

IF(DATOS(VEC_AUX,6) .EQ. 4) THEN
DO i=1, NUMERO_ELEMENTOS

```

```

    U_aux4=U_aux4+(DATOS(VECTOR_AGUAS
_ARRIBA_ABAJO(i),2))*(DATOS2(VECTOR
_AGUAS_ARRIBA_ABAJO(i),3))
END DO
END IF

```

```

DO i=1, NUMERO_ELEMENTOS

```

```

!CALCULA TASA DE FALLA SIN GD
    IF (VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO(i)
/= 0 .and.
DATOS(VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO
(i),4)==1 .AND.
DATOS(VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO
(i),6) .EQ. 1) THEN
        LAMBDA = LAMBDA +
DATOS2(VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJ
O(i),2)
    END IF

```

```

!CALCULA TASA DE FALLA CON GD SIN
TIEMPO DE CONMUTACION
    IF (VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO(i)
/= 0 .and.
DATOS(VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO
(i),4)==1 .AND.
DATOS(VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO
(i),6) .EQ. 2) THEN
        LAMBDA = LAMBDA +
DATOS2(VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJ
O(i),2)
    END IF

```

```

!CALCULA TASA DE FALLA CON GD CON
TIEMPO DE CONMUTACION
    IF (VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO(i)
/= 0 .and.
DATOS(VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO
(i),4)==1 .AND.
DATOS(VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO
(i),6) .EQ. 3) THEN
        LAMBDA = LAMBDA +
DATOS2(VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJ
O(i),2)

```

```

END IF
END DO

IF (DATOS(VEC_AUX,1)==VEC_AUX .and.
DATOS(VEC_AUX,6)==2 ) THEN

LAMBDA=(((DATOS(VEC_AUX,7))*(DATO
S(VEC_AUX,8))*(LAMBDA)+(DATOS(VEC
_AUX,7))*(U_aux2))/8760
END IF

VAL_A=VAL_A+LAMBDA*USUARIOS_V(a
ux_p_carga)
VAL_B=VAL_B+USUARIOS_V(aux_p_carga)
VAL_D=VAL_D+(LAMBDA*CARGAS_V(au
x_p_carga)
VAL_E=VAL_E+CARGAS_V(aux_p_carga)

DO i=1, NUMERO_ELEMENTOS

!CALCULA INDISPONIBILIDAD SIN GD

IF(VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO(i)/=0
.AND.
DATOS(VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO
(i),6) .EQ. 1) THEN

U=U+(DATOS(VECTOR_AGUAS_ARRIBA_
ABAJO(i),2))*(DATOS2(VECTOR_AGUAS_
ARRIBA_ABAJO(i),3))
END IF

!CALCULA INDISPONIBILIDAD CON GD
SIN TIEMPO DE CONMUTACION

IF(VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO(i)/=0
.AND.
DATOS(VECTOR_AGUAS_ARRIBA_ABAJO
(i),6) .EQ. 2) THEN

U=U+(DATOS(VECTOR_AGUAS_ARRIBA_
ABAJO(i),2))*(DATOS2(VECTOR_AGUAS_
ARRIBA_ABAJO(i),3))
END IF

END DO

IF(DATOS(VEC_AUX,6) .EQ. 2) THEN
U=DATOS(VEC_AUX,7)*DATOS(VEC_AUX
,8)*U/8760
END IF

IF(DATOS(VEC_AUX,6) .EQ. 3) THEN
WRITE(*,*) U
WRITE(*,*) LAMBDA

tf_1= ((8760)/(LAMBDA))- U
tr_1= U/LAMBDA

tf_2=((8760)/(DATOS(VEC_AUX,7)))/((8760)
/(DATOS(VEC_AUX,7)))+(DATOS(VEC_AU
X,8)))

tr_2=((DATOS(VEC_AUX,8)))/((8760)/(DAT
OS(VEC_AUX,7)))+(DATOS(VEC_AUX,8)))
p1= (tf_1)/(( tf_1)+( tr_1))
q1= (tr_1)/(( tf_1)+( tr_1))

u11= LAMBDA* switch
tf_11= ((8760)/(LAMBDA))- u11
tr_11= u11/LAMBDA
q11= (tr_11)/(( tf_11)+( tr_11))

p2= (tf_2)/(( tf_2)+( tr_2))
q2= (tr_2)/(( tf_2)+( tr_2))
U=8760*(q1*q2 + q11*p2)

END IF

VAL_C=VAL_C+(U*USUARIOS_V(aux_p_ca
rga))
VAL_F=VAL_F+(U*CARGAS_V(aux_p_carg
a))

!CALCULA TIEMPO DE REPARACION
R=U/LAMBDA
EENS=(U*CARGAS_V(aux_p_carga))

IF(DATOS(VEC_AUX,6) .EQ. 3) THEN
!R=switch
END IF

END SUBROUTINE
INDICES_PUNTO_CARGA

SUBROUTINE INDICES_SISTEMA
USE m_DATA02

SAIFI = VAL_A/VAL_B

```

```
SAIDI = VAL_C/VAL_B
CAIDI = VAL_C/VAL_A
CTAIDI = VAL_C/VAL_B
CAIFI = VAL_A/VAL_B
ASAI = 1-(SAIDI/8760)
ASUI=1-ASAI
ASIFI = VAL_D/VAL_E
```

```
ASIDI = VAL_F/VAL_E
ENS= VAL_F
AENS= ENS/VAL_B
```

```
END SUBROUTINE INDICES_SISTEMA
```

C2. PROGRAMA EN LENGUAJE FORTRAN PARA EL CALCULO DE POTENCIA REACTIVA PARA EL MODELO DEL GD COMO NODO PV

```
READ(1,*)modelo
IF(modelo==3) THEN
READ(1,*)numerogd      ! LEE NUMERO DE
UNIDADES DE GD
```

```
!lecturagd:
IF(numerogd>0) THEN
ALLOCATE(gd(numerogd))
```

```
!LecturaAsignacionGD:
DO k=1, numerogd
      ! CICLO DE LECTURA DE
DATOS DE UNIDAD DE GD
```

```
      READ(1,*)      temp3%nodGD,
temp3%nodprev, temp3%nivGD
      gd(k)%nodGD = temp3%nodGD
      !
```

```
      LEE NODOS DONDE SE ENCUENTRA LA
UNIDAD DE GD
      gd(k)%nodprev = temp3%nodprev
```

```
      ! LEE NODO PREVIO DONDE SE
ENCUENTRA LA UNIDAD DE GD
      gd(k)%nivGD = temp3%nivGD
      !
```

```
      LEE NIVEL DONDE SE ENCUENTRA LA
UNIDAD DE GD
```

```
      END DO !LecturaAsignacionGD
      ! FIN DE CICLO DE
LECTRURA DE DATOS DE GD
```

```
dim=3*numerogd
```

```
DE MATRIZ ZV
```

```
! LA DIMENCION
```

```
ALLOCATE(Zrecorrido(3,3) )
ALLOCATE(Zinversa(3,3) )
ALLOCATE(Zv(3*numerogd,3*numerogd) )
ALLOCATE(Zinversav(3*numerogd,3*numero
gd) )
```

```
Zv=(0.0,0.0)
Zinversav=(0.0,0.0)
```

```
WRITE(21, '/')
```

```
WRITE(21, ("-----
-----"))
```

```
WRITE(21, ("PROCESO PARA CORREGIR
EL VOLTAJE EN EL NODO PV
(TRIFASICO)"))
```

```
WRITE(21, ("-----
-----"))
```

```
WRITE(21, '/')
```

```
WRITE(21, '/')
```

```
! INICIA CICLO PARA REALIZAR EL
RECORRIDO DESDE LAS UNIDADES DE
GD HASTA EL NODO RAIZ
```

```
DO k=1, numerogd
      Zrecorrido=(0.0,0.0)
      Zinversa=(0.0,0.0)
      suma=0
      naux=0
```

```

WRITE(21,('-----
-----'))
WRITE(21,('RECORRIDO DESDE EL NODO
GD HASTA LA FUENTE PRINCIPAL'))
WRITE(21,('-----
-----'))
WRITE(21,(2X, '---UNIDAD DE GD
CONECTADA EN EL NODO---'))
WRITE(21,(5X,I5,5X)'gd(k)%nodGD
WRITE(21,('-----
-----'))
!WRITE(21,(/))
!WRITE(21,(2X, '---NODO ELEMENTO
PREVIO NIVEL---'))
!WRITE(21,(5X,I5,5X,I5,5X,I5)'gd(k)%nodG
D,gd(k)%nodprev,gd(k)%nivGD
naux=gd(k)%nodGD
DO l=naux,1,-1
!do "l"
IF(nodo(naux)%n .NE. 1) THEN
    recorrido1=nodo(naux)%n
WRITE(21,('-----ELEMENTO
RECORRIDO-----'))

WRITE(21,(5X,I5)'recorrido1
WRITE(21,('-----
-----'))
    DO x=1, 3
        WRITE(21,(3(2X, "[", F10.5, ";",
F10.5, "j]")) (nodo(recorrido1)%Z(x,y), y=1,
3)
    END DO
WRITE(21,('-----
-----'))
    naux =nodo(naux)%pre
    suma=suma+recorrido1
    Zrecorrido=Zrecorrido+nodo(recorrido1)%Z
    END IF
END DO
!end do "l"
!WRITE(21,(/))
WRITE(21,(5X,I5)'nodo(1)%n

DO x=1, 3
WRITE(21,(3(2X, "[", F10.5, ";", F10.5, "j]"))
(nodo(1)%Z(x,y), y=1, 3)
END DO
suma=suma+nodo(1)%n

Zrecorrido=Zrecorrido+nodo(1)%Z

WRITE(21,('-----
-----'))
WRITE(21,(/))
WRITE(21,('-----
-----'))

```

```

WRITE(21,(2X, '----SUMA DE LA MATRIZ
DE RECORRIDO PARA LA UNIDAD DE GD
EN EL NODO ----'))
WRITE(21,(5X,I5,5X)'gd(k)%nodGD
WRITE(21,('-----
-----'))
!WRITE(21,(5X,I5))suma
DO x=1, 3
    WRITE(21,(3(2X, "[", F10.5, ";", F10.5, "j]
))) (Zrecorrido(x,y), y=1, 3)
END DO

Do pp=1,3*numerogd
DO qq=1,3*numerogd
    IF(k==1) THEN
        IF(pp<=3 .AND. qq<=3) THEN
            Zv(pp,qq)=Zrecorrido(pp,qq)
            !WRITE(21,(5X,I5,5X,I5)'pp,qq

        END IF
    END IF

IF(k>=2) THEN
    IF(pp<=3*k .AND. qq<=3*k .AND.
pp>=(3*k)-2 .AND. qq>=(3*k)-2 ) THEN
        Zv(pp,qq)=Zrecorrido(pp-(k-1)*3,qq-
(k-1)*3)

!WRITE(21,(5X,I5,5X,I5,15X,I5,5X,I5)'pp,qq,
pp-(k-1)*3,qq-(k-1)*3
    END IF
END IF
END DO
END DO

WRITE(21,('-----
-----'))
WRITE(21,(/))

END DO
!do "k"
END IF !lecturagd

WRITE(21,('-----
-----'))
WRITE(21,30)
30 FORMAT (2/,15X,'<<---- MATRIZ
Zv (solo diagonal)---- >>',/)
DO x=1,3*numerogd
    DO y=1,3*numerogd
        WRITE(21, 40)
    END DO
END DO

```

```

WRITE(21,50)
END DO
40 FORMAT (2X, '[', F10.5, ', ', F10.5, ']', \)
50 FORMAT (/)

DO k=1,numerogd
mag=0
mag= abs(nodo(gd(k)%nodGD)% V4/1000)
preaux=0
nivaux=0
preaux= Imag(nodo(gd(k)%nodGD)% V4)
nivaux=
Real(nodo(gd(k)%nodGD)% V4)

IF ( (preaux(k) /= 0) .OR. (nivaux(k) /= 0))
THEN
ang=ATAN2D(
Imag(nodo(gd(k)%nodGD)% V4/1000), Real
(nodo(gd(k)%nodGD)% V4/1000) )
ELSE
END IF

!write(21,('-----
-----'))
!write(21,'(2X,"----Voltajes ----")')
!write(21,('-----
-----'))
!write(21,'(2X,"----Nodo ----")')
!write(21,'(5X,I5)') gd(k)%nodGD
!write(21,'(3X, F9.3, 1X,"@",1X, F9.2,3X, F9.3,
1X,"@",1X, F9.2,3X, F9.3, 1X,"@",1X,
F9.2)')mag(1),ang(1),mag(2),ang(2),mag(3),ang(
3)
!write(21,'(3X, F9.3, 1X,"@",1X, F9.2)')
nodo(k)%V4

END DO

READ(1,*)numerointer !LEE NUMERO DE
RECORRIDOS QUE SE COMPARTEN
IF(numerointer>0) THEN
ALLOCATE(Zrecorridofuera(3,3))

DO k=1, numerointer !do k
READ(1,*) temp3%inter
READ(1,*) temp3%dp,temp3%dq
Zrecorridofuera=(0.0,0.0)
gd(k)%inter =temp3%inter
gd(k)%dp=temp3%dp
gd(k)%dq=temp3%dq

DO pp=1, gd(k)%inter
READ(1,*) temp3%intersecciones
gd(pp)%intersecciones=
temp3%intersecciones

```

```

Zrecorridofuera=Zrecorridofuera +
nodo(gd(pp)%intersecciones)%Z
END DO

DO x=1, 3
!WRITE(21, '(3(2X, "[", F10.5, ";", F10.5, "j]"]
)') (Zrecorridofuera(x,y), y=1, 3)
END DO

DO pp=1,3*numerointer
DO qq=1 ,3
IF(gd(k)%dq==1 .and. (pp==3*gd(k)%dp
.or. pp==3*gd(k)%dp-1 .or. pp==3*gd(k)%dp-
2))THEN
Zv(pp,qq)=Zrecorridofuera(pp-3*k,qq)
Zv(qq,pp)=Zrecorridofuera(pp-3*k,qq)

!WRITE(21,'(5X,I5,5X,I5,5X,I5,5X,I5,5X,I5)')k
.pp,qq,pp-3*k,qq
END IF

IF(gd(k)%dq.ne.1 .and. gd(k)%dp.ne.1 .and.
(pp==3*gd(k)%dp .or. pp==3*gd(k)%dp-1 .or.
pp==3*gd(k)%dp-2) )THEN
Zv(pp,(gd(k)%dq-
1)*3+qq)=Zrecorridofuera(pp-3*(gd(k)%dp-
1),qq)
Zv((gd(k)%dq-
1)*3+qq,pp)=Zrecorridofuera(pp-3*(gd(k)%dp-
1),qq)

!WRITE(21,'(5X,I5,5X,I5,5X,I5,5X,I5,5X,I5)')k
.pp,(gd(k)%dq-1)*3+qq,pp-3*(gd(k)%dp-1),qq
END IF

END DO
END DO

!WRITE(21,('-----
unoooo-----'))
END DO !end do k
END IF !if de lectura FIN DE LA
LECTURA DE DATOS GD

WRITE(21,31)
31 FORMAT (2/,15X,'<<---- MATRIZ
Zv ---- >>',/)
DO x=1,3*numerogd
DO y=1,3*numerogd
WRITE(21, 40)
Zv(x,y)
END DO
WRITE(21,50)
END DO

```

```

WRITE(21,('-----
-----'))
WRITE(21,('-----
-----'))

CALL Inmac (3*numerogd, Zv, Zinversav)
WRITE(21,130)
      130  FORMAT      (2/,15X,'<<-----
MATRIZ Zv INVERSA ----- >>',/)
      DO x=1,3*numerogd
      DO
y=1,3*numerogd

      WRITE(21, 40) Zinversav(x,y)
      END DO

      WRITE(21,50)
      END DO

WRITE(21,('-----
-----'))

DO k=1 ,numerointer
  !write(21,('5X,I5,5X,I5'))
  k,gd(k)%inter
  !write(21,('5X,I5,5X,I5'))
  gd(k)%dp,gd(k)%dq

      DO pp=1 ,gd(k)%inter
      !WRITE(21,('5X,I5'))
      gd(pp)%intersecciones
      END DO
END DO

ALLOCATE(DeltaV(3*numerogd))
ALLOCATE(corrienteIq(3*numerogd))

DeltaV=0

DO k=1,numerogd
  !write(21,('2X,"-----Nodo GD-----'))
  !write(21,('5X,I5')) gd(k)%nodGD
WRITE(21,('-----
-----'))
      WRITE(21,('2X,"-----MAGNITUDES
DE DESVIACION DE VOLTAJE EN NODO
GD-----'))
      WRITE(21,('5X,I5')) gd(k)%nodGD

if (k==1)then
DeltaV(1)=abs(Vrootc(1))*1000-
abs(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(1))
DeltaV(2)=abs(Vrootc(2))*1000-
abs(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(2))
DeltaV(3)=abs(Vrootc(3))*1000-
abs(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(3))

```

```

write(21,('3X, F9.3, 1X,"@",1X, F9.2'))
      DeltaV(1),DeltaV(2),DeltaV(3)
end if

do kk=2,numerogd
if (kk==k .and. k>1)then
DeltaV(3*k-2)=abs(Vrootc(1))*1000-
abs(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(1))
DeltaV(3*k-1)=abs(Vrootc(2))*1000-
abs(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(2))
DeltaV(3*k)=abs(Vrootc(3))*1000-
abs(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(3) )
write(21,('3X, F9.3, 1X,"@",1X, F9.2'))
      DeltaV(3*k-2),DeltaV(3*k-
1),DeltaV(3*k)
end if
end do

WRITE(21,('2X,"-----
-----'))
END DO

write(21,('2X,"=====VECTOR -
DELTA V-
====='))
write(21,('3X, F9.3, 1X,"@",1X, F9.2'))
      DeltaV
write(21,('2X,"=====
====='))

corrienteIq= MATMUL(Zinversav, DeltaV)
WRITE(21,('2X,"===== VECTOR
CORRIENTES Iq
====='))
WRITE(21,('3X, F11.4, 1X, F11.4,"j"))
      corrienteIq
WRITE(21,('2X,"=====
====='))

!write(21,('3X, F9.3, 1X,"@",1X, F9.2'))
      Vrootc*1000

DO k=1,numerogd
  gd(k)%DIqa=abs(corrienteIq((3*k)-2))
  gd(k)%DIqb=abs(corrienteIq((3*k)-1))
  gd(k)%DIqc=abs(corrienteIq(3*k))
END DO

WRITE(21,('2X,"=====
MAGNITUDES DE CORRIENTES Iq
====='))
DO k=1,numerogd

WRITE(21,('2X,"=====
====='))

```

```

WRITE(21,'(2X,"=NODO          DE
UNIDAD GD"')
WRITE(21,'(5X,I5,5X)'gd(k)%nodGD
WRITE(21,'(3X, F9.3,3X, F9.3,3X,
F9.3)') gd(k)%DIqa,gd(k)%DIqb,gd(k)%DIqc
WRITE(21,'(2X,"=====
=====)"')
END DO

rad=3.1416/180.0

DO k=1,numerogd
gd(k)%Iqa=gd(k)%DIqa*CMPLX(cos(90*rad+
ATAN2
(AIMAG(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(1)),REAL(
nodo(gd(k)%nodGD)%V4(1)
)),sin(90*rad+ATAN2
(AIMAG(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(1)),REAL(
nodo(gd(k)%nodGD)%V4(1) )))
gd(k)%Iqb=gd(k)%DIqb*CMPLX(cos(90*rad+
ATAN2
(AIMAG(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(2)),REAL(
nodo(gd(k)%nodGD)%V4(2)
)),sin(90*rad+ATAN2
(AIMAG(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(2)),REAL(
nodo(gd(k)%nodGD)%V4(2) )))
gd(k)%Iqc=gd(k)%DIqc*CMPLX(cos(90*rad+
ATAN2
(AIMAG(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(3)),REAL(
nodo(gd(k)%nodGD)%V4(3)
)),sin(90*rad+ATAN2
(AIMAG(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(3)),REAL(
nodo(gd(k)%nodGD)%V4(3) )))
END DO

WRITE(21,'(2X,"=====
=====)"')

WRITE(21,'(2X,"=====
CORRIENTES          Iq
=====)"')
DO k=1,numerogd

WRITE(21,'(2X,"=====
=====)"')
WRITE(21,'(2X,"=NODO          DE
UNIDAD GD"')
WRITE(21,'(5X,I5,5X)'gd(k)%nodGD
WRITE(21,'(2X,"          Iqa          /
Iqb          /          Iqc"')
WRITE(21,'(3X, F11.4, 1X,
F11.4,"j",F11.4, 1X, F11.4,"j",F11.4, 1X,
F11.4,"j"')
gd(k)%Iqa,gd(k)%Iqb,gd(k)%Iqc

```

```

WRITE(21,'(2X,"=====
=====)"')
END DO

DO k=1,numerogd
gd(k)%Qqa=Imag((nodo(gd(k)%nodG
D)%V4(1))*conjg(gd(k)%Iqa))
gd(k)%Qqb=Imag((nodo(gd(k)%nodG
D)%V4(2))*conjg(gd(k)%Iqb))
gd(k)%Qqc=Imag((nodo(gd(k)%nodG
D)%V4(3))*conjg(gd(k)%Iqc))
END DO

WRITE(21,'(2X,"=====
=====)"')

do k=1,numerogd
!write(21,'(3X, F9.3,3X, F9.3,3X, F9.3,3X,
F9.3,3X,          F9.3,3X,          F9.3)')
nodo(gd(k)%nodGD)%V4(1),nodo(gd(
k)%nodGD)%V4(2),nodo(gd(k)%nodGD)%V4(
3)
end do

do k=1,numerogd
!write(21,'(3X, F9.3,3X, F9.3,3X, F9.3,3X,
F9.3,3X,          F9.3,3X,          F9.3)')
gd(k)%Iqa,gd(k)%Iqb,gd(k)%Iqc
end do

WRITE(21,'(2X,"=====
POTENCIAS REACTIVAS POR FASE
=====)"')
DO k=1,numerogd

WRITE(21,'(2X,"=====
=====)"')
WRITE(21,'(2X,"=NODO          DE
UNIDAD GD"')
WRITE(21,'(5X,I5,5X)'gd(k)%nodGD
WRITE(21,'(2X,"          Qqa          /
Qqb          /          Qqc"')
WRITE(21,'(10X, F11.3,13X,
F11.3,13X,          F11.3)')
gd(k)%Qqa,gd(k)%Qqb,gd(k)%Qqc

WRITE(21,'(2X,"=====
=====)"')
END DO

DO k=1,numerogd
gd(k)%Qqg= gd(k)%Qqa + gd(k)%Qqb
+ gd(k)%Qqc
END DO

```

```
DO k=1,numerogd
    !WRITE(21,(3X, F15.3)) gd(k)%Qqg
END DO
```

```
WRITE(21,(2X,"=====
POTENCIAS REACTIVAS TOTAL DE
GENERACION
====="))
```

```
DO k=1,numerogd
```

```
WRITE(21,(2X,"=====
====="))
```

```
    WRITE(21,(2X,"=NODO DE
UNIDAD GD"))
```

```
    WRITE(21,(5X,I5,5X))gd(k)%nodGD
```

```
    WRITE(21,(2X," QqG "))
```

```
    WRITE(21,(3X, F15.3)) gd(k)%Qqg
```

```
WRITE(21,(2X,"=====
====="))
```

```
END DO
```

```
DO k=1,numerogd
    gd(k)%Qqga= (gd(k)% Qqa +
gd(k)%Qqb + gd(k)%Qqc)/3
    gd(k)%Qqgb= (gd(k)% Qqa +
gd(k)%Qqb + gd(k)%Qqc)/3
    gd(k)%Qqgc= (gd(k)% Qqa +
gd(k)%Qqb + gd(k)%Qqc)/3
END DO
```

```
DO k=1,numerogd
    !WRITE(21,(3X, F15.3,3X, F15.3,3X,
F15.3)) gd(k)%Qqga,gd(k)%Qqgb,gd(k)%Qqgc
END DO
```

```
WRITE(21,(2X,"=====
POTENCIAS REACTIVAS DE GENERACION
POR FASE
====="))
```

```
DO k=1,numerogd
```

```
WRITE(21,(2X,"=====
====="))
```

```
    WRITE(21,(2X,"=NODO DE
UNIDAD GD"))
```

```
    WRITE(21,(5X,I5,5X))gd(k)%nodGD
```

```
    WRITE(21,(2X," Qqga /
```

```
Qqgb / Qqgc"))
```

```
    WRITE(21,(10X, F11.3,16X,
```

```
F11.3,14X, F11.3))
```

```
    gd(k)%Qqga,gd(k)%Qqgb,gd(k)%Qqgc
```

```
WRITE(21,(2X,"=====
====="))
```

```
END DO
```

```
END IF
```

```
!MODO
```

```
MONOFASICO*****
```

```
*****
```

```
*****
```

```
IF(modelo==1) THEN
```

```
    READ(1,*)numerogd ! LEE NUMERO DE
UNIDADES DE GD
```

```
!lecturagd:
```

```
IF(numerogd>0) THEN
```

```
    ALLOCATE(gd(numerogd))
```

```
!LecturaAsignacionGD:
```

```
DO k=1, numerogd
```

```
    ! CICLO DE LECTURA DE
DATOS DE UNIDAD DE GD
```

```
        READ(1,*) temp3%nodGD,
temp3%nodprev, temp3%nivGD
```

```
        gd(k)%nodGD = temp3%nodGD
```

```
        !
LEE NODOS DONDE SE ENCUENTRA LA
UNIDAD DE GD
```

```
        gd(k)%nodprev = temp3%nodprev
```

```
        ! LEE NODO PREVIO DONDE SE
ENCUENTRA LA UNIDAD DE GD
```

```
        gd(k)%nivGD = temp3%nivGD
```

```
        !
LEE NIVEL DONDE SE ENCUENTRA LA
UNIDAD DE GD
```

```
    END DO !LecturaAsignacionGD
    ! FIN DE CICLO DE
LECTRURA DE DATOS DE GD
```

```
dim=3*numerogd
```

```
DE MATRIZ ZV ! LA DIMENCION
```

```
ALLOCATE(Zrecorrido(3,3))
```

```
ALLOCATE(Zinversa(3,3))
```

```
ALLOCATE(Zv(3*numerogd,3*numerogd))
```

```
ALLOCATE(Zinversav(3*numerogd,3*numero
gd))
```

```
ALLOCATE(Zvaux(numerogd,numerogd))
```



```

IF(pp<=3 .AND. qq<=3) THEN
  Zv(pp,qq)=Zrecorrido(pp,qq)
  !WRITE(21, '(5X,I5,5X,I5)'pp,qq)

  END IF
END IF

IF(k>=2) THEN
  IF(pp<=3*k .AND. qq<=3*k .AND.
  pp>=(3*k)-2 .AND. qq>=(3*k)-2 ) THEN
    Zv(pp,qq)=Zrecorrido(pp-(k-1)*3,qq-
    (k-1)*3)

    !WRITE(21, '(5X,I5,5X,I5,15X,I5,5X,I5)'pp,qq,
    pp-(k-1)*3,qq-(k-1)*3)
    END IF
  END IF

  END DO
END DO

WRITE(21, ('-----
-----'))
WRITE(21, '/')

END DO
!do "k"
END IF !lecturagd FIN DE LA LECTURA DE
DATOS GD

WRITE(21, ('-----
-----'))
WRITE(21,30)
! 30 FORMAT (2/,15X,'<<----- MATRIZ
Zv (solo diagonal)---- >>',/)
DO x=1,3*numerogd
  DO y=1,3*numerogd
    WRITE(21, 40)
  END DO
  WRITE(21,50)
END DO
!40 FORMAT (2X, '[', F10.5, ', ',F10.5,']', \)
!50 FORMAT (/)

DO k=1,numerogd
  mag=0
  mag= abs(nodo(gd(k)%nodGD)% V4/1000)
  preaux=0
  niveaux=0
  preaux= Imag(nodo(gd(k)%nodGD)% V4)
  niveaux=
  Real(nodo(gd(k)%nodGD)% V4)

  !IF ( (preaux(k) /= 0) .OR. (niveaux(k) /= 0))
  THEN

```

```

! ang=ATAN2D(
Imag(nodo(gd(k)%nodGD)% V4/1000), Real
(nodo(gd(k)%nodGD)% V4/1000) )
! ELSE
!END IF

!write(21, ('-----
-----'))
!write(21, '(2X, "----Voltajes ----"'))
!write(21, ('-----
-----'))
!write(21, '(2X, "----Nodo ----"'))
!write(21, '(5X,I5)' gd(k)%nodGD)
!write(21, '(3X, F9.3, 1X, "@" ,1X, F9.2,3X, F9.3,
1X, "@" ,1X, F9.2,3X, F9.3, 1X, "@" ,1X,
F9.2)'mag(1),ang(1),mag(2),ang(2),mag(3),ang(
3)
!write(21, '(3X, F9.3, 1X, "@" ,1X, F9.2)'
nodo(k)% V4

END DO

READ(1,*)numerointer !LEE NUMERO DE
RECORRIDOS QUE SE COMPARTEN
IF(numerointer>0) THEN
  ALLOCATE(Zrecorridofuera(3,3))

  DO k=1, numerointer !do k
    READ(1,*) temp3%inter
    READ(1,*) temp3%dp,temp3%dq
    Zrecorridofuera=(0.0,0.0)
    gd(k)%inter =temp3%inter
    gd(k)%dp=temp3%dp
    gd(k)%dq=temp3%dq

    DO pp=1, gd(k)%inter
      READ(1,*) temp3%intersecciones
      gd(pp)%intersecciones=
temp3%intersecciones
      Zrecorridofuera=Zrecorridofuera +
nodo(gd(pp)%intersecciones)%Z
    END DO

  DO x=1, 3
    !WRITE(21, '(3(2X, "[", F10.5, ";", F10.5, "]"
))' (Zrecorridofuera(x,y), y=1, 3)
  END DO

  DO pp=1,3*numerointer
    DO qq=1 ,3
      IF(gd(k)%dq==1 .and. (pp==3*gd(k)%dp
.or. pp==3*gd(k)%dp-1 .or. pp==3*gd(k)%dp-
2))THEN
        Zv(pp,qq)=Zrecorridofuera(pp-3*k,qq)
        Zv(qq,pp)=Zrecorridofuera(pp-3*k,qq)

```

```
!WRITE(21, '(5X,I5,5X,I5,5X,I5,5X,I5,5X,I5)'k
,pp,qq,pp-3*k,qq
  END IF
```

```
IF(gd(k)%dq.ne.1 .and. gd(k)%dp.ne.1 .and.
(pp==3*gd(k)%dp .or. pp==3*gd(k)%dp-1 .or.
pp==3*gd(k)%dp-2) )THEN
```

```
  Zv(pp,(gd(k)%dq-
1)*3+qq)=Zrecorridofuera(pp-3*(gd(k)%dp-
1),qq)
  Zv((gd(k)%dq-
1)*3+qq,pp)=Zrecorridofuera(pp-3*(gd(k)%dp-
1),qq)
```

```
!WRITE(21, '(5X,I5,5X,I5,5X,I5,5X,I5,5X,I5)'k
,pp,(gd(k)%dq-1)*3+qq,pp-3*(gd(k)%dp-1),qq
  END IF
```

```
  END DO
  END DO
```

```
!WRITE(21, ('-----
unoooo-----'))
  END DO          !end do k
  END IF !if de lectura
```

```
  WRITE(21,31)
  !      31 FORMAT (2/,15X,'<<----- MATRIZ
  Zv ----- >>',/)
    DO x=1,3*numerogd
      DO y=1,3*numerogd
        WRITE(21, 40)
  Zv(x,y)
      END DO
    WRITE(21,50)
  END DO
!AQUI TRANSFORMA ZV TRIFASICA EN
MONOFASICA Zvaux, Zvinversavaux
```

```
if(numerogd==1)then
  Zvaux(1,1)=Zv(1,1)
end if
```

```
if(numerogd==2)then
  Zvaux(1,1)=Zv(1,1)
  Zvaux(2,2)=Zv(4,4)
  Zvaux(2,1)=Zv(4,1)
  Zvaux(1,2)=Zv(1,4)
end if
```

```
if(numerogd==3)then
  Zvaux(1,1)=Zv(1,1)
  Zvaux(2,2)=Zv(4,4)
  Zvaux(2,1)=Zv(4,1)
```

```
Zvaux(1,2)=Zv(1,4)
Zvaux(3,3)=Zv(7,7)
Zvaux(3,1)=Zv(7,1)
Zvaux(1,3)=Zv(1,7)
Zvaux(3,2)=Zv(7,4)
Zvaux(2,3)=Zv(4,7)
end if
```

```
if(numerogd==4)then
  Zvaux(1,1)=Zv(1,1)
  Zvaux(2,2)=Zv(4,4)
  Zvaux(2,1)=Zv(4,1)
  Zvaux(1,2)=Zv(1,4)
  Zvaux(3,3)=Zv(7,7)
  Zvaux(3,1)=Zv(7,1)
  Zvaux(1,3)=Zv(1,7)
  Zvaux(3,2)=Zv(7,4)
  Zvaux(2,3)=Zv(4,7)
  Zvaux(4,4)=Zv(10,10)
  Zvaux(4,1)=Zv(10,1)
  Zvaux(1,4)=Zv(1,10)
  Zvaux(4,2)=Zv(10,4)
  Zvaux(2,4)=Zv(4,10)
  Zvaux(4,3)=Zv(10,7)
  Zvaux(3,4)=Zv(7,10)
end if
```

```
if(numerogd==5)then
  Zvaux(1,1)=Zv(1,1)
  Zvaux(2,2)=Zv(4,4)
  Zvaux(2,1)=Zv(4,1)
  Zvaux(1,2)=Zv(1,4)
  Zvaux(3,3)=Zv(7,7)
  Zvaux(3,1)=Zv(7,1)
  Zvaux(1,3)=Zv(1,7)
  Zvaux(3,2)=Zv(7,4)
  Zvaux(2,3)=Zv(4,7)
  Zvaux(4,4)=Zv(10,10)
  Zvaux(4,1)=Zv(10,1)
  Zvaux(1,4)=Zv(1,10)
  Zvaux(4,2)=Zv(10,4)
  Zvaux(2,4)=Zv(4,10)
  Zvaux(4,3)=Zv(10,7)
  Zvaux(3,4)=Zv(7,10)
  Zvaux(5,5)=Zv(13,13)
  Zvaux(5,1)=Zv(13,1)
  Zvaux(1,5)=Zv(1,13)
  Zvaux(5,2)=Zv(13,4)
  Zvaux(2,5)=Zv(4,13)
  Zvaux(5,3)=Zv(13,7)
  Zvaux(3,5)=Zv(7,13)
  Zvaux(5,4)=Zv(13,10)
  Zvaux(4,5)=Zv(10,13)
end if
```

!AQUI TERMINA TRANSFORMACION ZV
TRIFASICA EN MONOFASICA

WRITE(21,('-----
-----'))

WRITE(21,('-----
-----'))

if(numerogd==1)then
Zinversavaux=(Zvauux)
end if

if(numerogd>1) then
CALL Inmac (numerogd, Zvauux, Zinversavaux)
WRITE(21,130)
! 130 FORMAT (2/,15X,'<<-----
MATRIZ Zv INVERSA ----- >>',/)
DO x=1,numerogd
DO

y=1,numerogd

WRITE(21, 40) Zinversavaux(x,y)
END DO

WRITE(21,50)
END DO

end if

WRITE(21,('-----
-----'))

DO k=1 ,numerointer
!write(21,('5X,I5,5X,I5'))
k,gd(k)%inter
!write(21,('5X,I5,5X,I5'))
gd(k)%dp,gd(k)%dq

DO pp=1 ,gd(k)%inter
!WRITE(21,('5X,I5'))
gd(pp)%intersecciones
END DO

END DO

ALLOCATE(DeltaV(numerogd))
ALLOCATE(corrienteIq(numerogd))

DeltaV=0
corrienteIq=0

DO k=1,numerogd
!write(21,('2X,"-----Nodo GD-----'))
!write(21,('5X,I5')) gd(k)%nodGD
WRITE(21,('-----
-----'))

WRITE(21,('2X,"-----MAGNITUDES
DE DESVIACION DE VOLTAJE EN NODO
GD-----'))

WRITE(21,('5X,I5')) gd(k)%nodGD

if (k==1)then
DeltaV(1)=abs(Vrootc(1))*1000-
abs(nodo(gd(k)%nodGD)% V4(1))
!DeltaV(2)=abs(Vrootc(2))*1000-
abs(nodo(gd(k)%nodGD)% V4(2))
!DeltaV(3)=abs(Vrootc(3))*1000-
abs(nodo(gd(k)%nodGD)% V4(3))
write(21,('3X, F9.3, 1X,"@",1X, F9.2))
DeltaV(1)!,DeltaV(2),DeltaV(3)
end if

do kk=2,numerogd
if (kk==k .and. k>1)then
DeltaV(k)=abs(Vrootc(1))*1000-
abs(nodo(gd(k)%nodGD)% V4(1))
!DeltaV(3*k-1)=abs(Vrootc(2))*1000-
abs(nodo(gd(k)%nodGD)% V4(2))
!DeltaV(3*k)=abs(Vrootc(3))*1000-
abs(nodo(gd(k)%nodGD)% V4(3))
write(21,('3X, F9.3, 1X,"@",1X, F9.2))
DeltaV(3*k-2)!,DeltaV(3*k-
1),DeltaV(3*k)
end if
end do

!do kk=2,numerogd
!if (kk==k .and. k>1)then
!DeltaV(3*k-2)=abs(Vrootc(1))*1000-
abs(nodo(gd(k)%nodGD)% V4(1))
!DeltaV(3*k-1)=abs(Vrootc(2))*1000-
abs(nodo(gd(k)%nodGD)% V4(2))
!DeltaV(3*k)=abs(Vrootc(3))*1000-
abs(nodo(gd(k)%nodGD)% V4(3))
!write(21,('3X, F9.3, 1X,"@",1X, F9.2))
DeltaV(3*k-2)!,DeltaV(3*k-
1),DeltaV(3*k)
!end if
!end do

WRITE(21,('2X,"-----
-----'))
END DO
write(21,('2X,"=====VECTOR -
DELTAV-
====='))
write(21,('3X, F9.3, 1X,"@",1X, F9.2))
DeltaV
write(21,('2X,"=====
====='))

```

corrienteIq= MATMUL(Zinversavaux, DeltaV)
WRITE(21,'(2X,"===== VECTOR
CORRIENTES Iq
=====)")
WRITE(21,'(3X, F11.4, 1X, F11.4,"j")')
corrienteIq
WRITE(21,'(2X,"=====
=====)")

!write(21,'(3X, F9.3, 1X,"@",1X, F9.2)')
Vrootc*1000
DO k=1, numerogd
gd(k)%DIqa=abs(corrienteIq(k))
!gd(k)%DIqb=abs(corrienteIq((3*k)-1))
!gd(k)%DIqc=abs(corrienteIq(3*k))
END DO

WRITE(21,'(2X,"=====
MAGNITUDES DE CORRIENTES Iq
=====)")
DO k=1, numerogd

WRITE(21,'(2X,"=====
=====)")
WRITE(21,'(2X,"=NODO DE
UNIDAD GD")')
WRITE(21,'(5X,I5,5X)gd(k)%nodGD
WRITE(21,'(3X, F9.3)gd(k)%DIqa
!,gd(k)%DIqb,gd(k)%DIqc
WRITE(21,'(2X,"=====
=====)")
END DO

rad=3.1416/180.0

DO k=1, numerogd
gd(k)%Iqa=gd(k)%DIqa*CMPLX(cos(90*rad+
ATAN2
(AIMAG(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(1)),REAL(
nodo(gd(k)%nodGD)%V4(1)
)),sin(90*rad+ATAN2
(AIMAG(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(1)),REAL(
nodo(gd(k)%nodGD)%V4(1) )))
!gd(k)%Iqb=gd(k)%DIqb*CMPLX(cos(90*rad+
ATAN2
(AIMAG(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(2)),REAL(
nodo(gd(k)%nodGD)%V4(2)
)),sin(90*rad+ATAN2
(AIMAG(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(2)),REAL(
nodo(gd(k)%nodGD)%V4(2) )))
!gd(k)%Iqc=gd(k)%DIqc*CMPLX(cos(90*rad+
ATAN2
(AIMAG(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(3)),REAL(
nodo(gd(k)%nodGD)%V4(3)
)),sin(90*rad+ATAN2

```

```

(AIMAG(nodo(gd(k)%nodGD)%V4(3)),REAL(
nodo(gd(k)%nodGD)%V4(3) )))
END DO

WRITE(21,'(2X,"=====
=====)")
WRITE(21,'(2X,"=====
CORRIENTES Iq
=====)")
DO k=1, numerogd

WRITE(21,'(2X,"=====
=====)")
WRITE(21,'(2X,"=NODO DE
UNIDAD GD")')
WRITE(21,'(5X,I5,5X)gd(k)%nodGD
WRITE(21,'(2X," Iqa ")')
WRITE(21,'(3X, F11.4, 1X, F11.4,"j")')
gd(k)%Iqa !,gd(k)%Iqb,gd(k)%Iqc

WRITE(21,'(2X,"=====
=====)")
END DO

DO k=1, numerogd
gd(k)%Qqa=Imag((nodo(gd(k)%nodG
D)%V4(1))*conjg(gd(k)%Iqa))
!gd(k)%Qqb=Imag((nodo(gd(k)%nodG
D)%V4(2))*conjg(gd(k)%Iqb))
!gd(k)%Qqc=Imag((nodo(gd(k)%nodG
D)%V4(3))*conjg(gd(k)%Iqc))
END DO

WRITE(21,'(2X,"=====
=====)")

do k=1, numerogd
!write(21,'(3X, F9.3,3X, F9.3,3X, F9.3,3X,
F9.3,3X, F9.3,3X, F9.3)')
nodo(gd(k)%nodGD)%V4(1),nodo(gd(
k)%nodGD)%V4(2),nodo(gd(k)%nodGD)%V4(
3)
end do

do k=1, numerogd
!write(21,'(3X, F9.3,3X, F9.3,3X, F9.3,3X,
F9.3,3X, F9.3,3X, F9.3)')
gd(k)%Iqa,gd(k)%Iqb,gd(k)%Iqc
end do

WRITE(21,'(2X,"=====
POTENCIAS REACTIVAS POR FASE
=====)")
DO k=1, numerogd

```

```

WRITE(21,'(2X,"=====
=====)")
      WRITE(21,'(2X,"=NODO      DE
UNIDAD GD")')
      WRITE(21,'(5X,I5,5X)'gd(k)%nodGD
WRITE(21,'(2X,"      Qqa      ")')
      WRITE(21,'(3X, F15.3)' gd(k)%Qqa

WRITE(21,'(2X,"=====
=====)")')
END DO

DO k=1,numerogd
      gd(k)%Qqg=      gd(k)%Qqa      !+
gd(k)%Qqb + gd(k)%Qqc
END DO

DO k=1,numerogd
      !WRITE(21,'(3X, F15.3)' gd(k)%Qqg
END DO

WRITE(21,'(2X,"=====
POTENCIAS REACTIVAS TOTAL DE
GENERACION
=====)")')
DO k=1,numerogd

WRITE(21,'(2X,"=====
=====)")')
      WRITE(21,'(2X,"=NODO      DE
UNIDAD GD")')
      WRITE(21,'(5X,I5,5X)'gd(k)%nodGD
      WRITE(21,'(2X,"      QqG      ")')
      WRITE(21,'(3X, F15.3)' gd(k)%Qqg

WRITE(21,'(2X,"=====
=====)")')

```

```

END DO

DO k=1,numerogd
      gd(k)%Qqga= gd(k)%Qqa

      !+ gd(k)%Qqb + gd(k)%Qqc)/3
      !gd(k)%Qqgb=      (gd(k)%Qqa      +
gd(k)%Qqb + gd(k)%Qqc)/3
      !gd(k)%Qqgc=      (gd(k)%Qqa      +
gd(k)%Qqb + gd(k)%Qqc)/3
END DO

DO k=1,numerogd
      !WRITE(21,'(3X, F15.3,3X, F15.3,3X,
F15.3)' gd(k)%Qqga,gd(k)%Qqgb,gd(k)%Qqgc
END DO

WRITE(21,'(2X,"=====
POTENCIAS REACTIVAS DE GENERACION
POR      FASE
=====)")')

DO k=1,numerogd

WRITE(21,'(2X,"=====
=====)")')
      WRITE(21,'(2X,"=NODO      DE
UNIDAD GD")')
      WRITE(21,'(5X,I5,5X)'gd(k)%nodGD
      WRITE(21,'(2X,"      Qqga      ")')
      WRITE(21,'(3X, F15.3)' gd(k)%Qqga

WRITE(21,'(2X,"=====
=====)")')
END DO
END IF

```