



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE

POTENCIA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**“ESTUDIÓ DE LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN DE GENERACIÓN
DISTRIBUIDA EN UN ALIMENTADOR DE MEDIO VOLTAJE PARA MEJORAR
LA CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO”**

Proyecto de Investigación presentado previo a la obtención de Título de Ingeniero Eléctrico
en Sistemas Eléctricos de Potencia.

Autores:

Bravo Mullo Juan Carlos

Caiza Caiza Alex Fernando.

Tutor:

Ing. Edwin Marcelo Lema Guamán MSc.

Latacunga - Ecuador

FEBRERO – 2019

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, **Bravo Mullo Juan Carlos y Caiza Caiza Alex Fernando**, se declara ser autores del presente proyecto de investigación: “**ESTUDIÓ DE LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN UN ALIMENTADOR DE MEDIO VOLTAJE PARA MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO**”, siendo Ing.Msc. Edwin Lema tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

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



Bravo Mullo Juan Carlos
C.I. 050286697-3



Caiza Caiza Alex Fernando
C.I. 172341948-5



Universidad
Técnica de
Cotopaxi



Ingeniería
Eléctrica

AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

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

“ESTUDIÓ DE LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN UN ALIMENTADOR DE MEDIO VOLTAJE PARA MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO”, de Bravo Mullo Juan Carlos y Caiza Caiza Alex Fernando, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, Febrero, 2019

Ing. Edwin Marcelo Lema Guamán MSc.
TUTOR
C.C: 030226435-1



APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS; por cuanto, el o los postulantes Bravo Mullo Juan Carlos y Caiza Caiza Alex Fernando, con el título de Proyecto de titulación “**ESTUDIÓ DE LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN UN ALIMENTADOR DE MEDIO VOLTAJE PARA MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO**”, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

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

Latacunga, Febrero, 2019

Para constancia firman:

Lector 1 (Presidente)
MSC. William Guamán
cc: 060357895-6

Lector 2
PHD. Iliana González Palau
cc: 175707065-9

Lector 3
MSC. Marco León Segovia
cc: 050230540-2

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por darme la fuerza para nunca darme por vencido, en conseguir mi sueño anhelado.

A mi querida institución “Universidad Técnica de Cotopaxi” a quien agradezco infinitamente por darme la dicha de estudiar en sus aulas, a la Carrera de Ingeniería Eléctrica por ser una de las mejores profesiones del mundo.

A mis familiares por ser siempre el pilar fundamental y apoyo incondicional en todo momento y circunstancias difíciles en la vida estudiantil.

A mi tutor de Proyecto de Investigación, Ingeniero Edwin Marcelo Lema Guamán, quien supo guiarme con sus conocimientos para la realización de este proyecto de investigación y de esta manera poder alcanzar mis metas.

Juan Carlos

AGRADECIMIENTO

Primeramente agradezco a Dios por permitirme conseguir una meta más en mi vida y demostrar que con esfuerzo y dedicación se pueden cumplirlas. A mis padres por su apoyo incondicional, que me ha permitido conseguir un objetivo más en la vida. También agradezco a mis hermanos y hermana por brindarme su apoyo moral e incondicional para cumplir con este objetivo. También agradezco a mis familiares por apoyo moral e incondicional en el difícil camino de la vida estudiantil.

También agradezco “Universidad Técnica de Cotopaxi” por darme la dicha de estudiar en sus aulas, a los docentes de la Carrera de Ingeniería Eléctrica por bríndame los conocimientos y herramientas necesarios durante mi vida estudiantil.

También agradezco al Ingeniero Edwin Marcelo Lema Guamán, quien supo guiarme con sus conocimientos para la realización de este proyecto de investigación y de esta manera poder alcanzar este objetivo en mi vida.

DEDICATORIA

A mis padres Calos y María por haberme forjado como la persona que soy en la actualidad; muchos de mis logros se los debo a ustedes entre los que se incluye este. Me formaron con reglas y algunas libertades, pero al final de cuentas, me motivaron constantemente para alcanzar mis anhelos

Juan Carlos

DEDICATORIA

Dedico este logro a mis padres Carlos y Leonor por todo el esfuerzo y sacrificio que realizan día a día para salir en adelante, por sus consejos y apoyo tanto moral como económicamente.

A mis hermanos Wilson y Byron por estar siempre a mi lado y apoyarme incondicionalmente.

A mi hermana Emily por estar a mi lado y por llenar de alegría mi vida.

Y a toda mi familia que de otra manera me apoyaron moralmente para cumplir con este objetivo.

Alex

CONTENIDO

| | |
|--|-------|
| DECLARACIÓN DE AUTORÍA | i |
| AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN..... | ii |
| APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN..... | iii |
| AGRADECIMIENTO | iv |
| AGRADECIMIENTO | v |
| DEDICATORIA | vi |
| DEDICATORIA..... | vii |
| ACRÓNIMOS | xviii |
| RESUMEN..... | xix |
| ABSTRACT | xx |
| AVAL DE TRADUCCIÓN..... | xxi |
| 1. INFORMACIÓN GENERAL..... | 1 |
| 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO..... | 3 |
| 3. JUSTIFICACION DEL PROYECTO..... | 3 |
| 4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO..... | 4 |
| 5. PROBLEMA DE INVESTIGACION..... | 4 |
| 6. OBJETIVOS..... | 4 |
| General..... | 4 |
| Específicos | 5 |
| 7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN LA RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS..... | 5 |
| 8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICA TÉCNICA | 6 |
| 8.1. Generación distribuida..... | 6 |
| 8.2. Definición de generación distribuida..... | 6 |
| 8.3. Tipos de generación distribuida..... | 7 |
| 8.3.1. Sistemas fotovoltaicos | 7 |

| | | |
|---------|---|----|
| 8.3.2. | Turbinas de viento | 8 |
| 8.3.3. | Celdas de combustible | 9 |
| 8.3.4. | Micro-turbinas | 9 |
| 8.4. | Aplicaciones de la generación distribuida | 10 |
| 8.5. | Beneficios de la generación distribuida | 11 |
| 8.5.1. | Técnicos [8] | 11 |
| 8.5.2. | Económicos [9]..... | 12 |
| 8.6. | Ventajas de la generación distribuida | 13 |
| 8.6.1. | Para el Productor | 13 |
| 8.6.2. | Para el Consumidor | 13 |
| 8.7. | Posibles formas de adaptación de la generación distribuida en Ecuador | 14 |
| 8.8. | Impacto de la generación distribuida en las redes del sistema de alimentación | 14 |
| 8.9. | Componentes o configuraciones de los sistemas de distribución | 15 |
| 8.9.1. | Topologías de una red de distribución..... | 15 |
| 8.10. | Confiabilidad en los sistemas de distribución | 17 |
| 8.10.1. | Tasa de falla..... | 17 |
| 8.10.2. | Tiempo de reparación | 18 |
| 8.10.3. | Tiempo Anual De Desconexión Esperado..... | 18 |
| 8.10.4. | Metodologías para el estudio de confiabilidad | 18 |
| 8.10.5. | Método de simulación de Montecarlo (MCS) | 18 |
| 8.10.6. | Método de frecuencia & duración | 19 |
| 8.10.7. | Método de la Cadena de Markov..... | 21 |
| 8.11. | Regulación Arconel 005/18 calidad del servicio eléctrico de distribución y comercialización de energía eléctrica [16] | 23 |
| 8.11.1. | Objetivo | 23 |
| 8.11.2. | Aspectos de calidad | 23 |
| 8.11.3. | Calidad del servicio técnico..... | 23 |

| | | |
|---------|---|----|
| 8.11.4. | Consideraciones generales..... | 23 |
| 8.11.5. | Indicadores globales | 25 |
| 8.12. | Normas para la conexión de la generación distribuida | 26 |
| 8.12.1. | Regulación no. arconel-004/15 “requerimientos técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución [17]” | 27 |
| 8.12.2. | Norma IEEE 1547 “standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces [18]” | 27 |
| 8.13. | Índice de confiabilidad de la red | 30 |
| 8.13.1. | Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI)..... | 30 |
| 8.13.2. | Índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI)..... | 30 |
| 8.13.3. | Índice de frecuencia de interrupción promedio del cliente (CAIFI) | 31 |
| 8.13.4. | Índice de duración de interrupción promedio del cliente (CAIDI) | 31 |
| 8.13.5. | Índice de disponibilidad de servicio promedio (ASAI)..... | 31 |
| 8.13.6. | Energía no Suministrada..... | 32 |
| 8.13.7. | Energía no suministrada por cliente | 32 |
| 8.14. | Software | 32 |
| 8.14.1. | Descripción del Software ETAP 12.6.0 [22]...... | 32 |
| 9. | HIPÓTESIS | 33 |
| 10. | METODOLOGÍA..... | 33 |
| | Método computacional | 33 |
| | Método Estocástico | 34 |
| | Método de simulación de Monte Carlo..... | 34 |
| | Metodología de frecuencia y duración..... | 35 |
| 11. | ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS | 35 |
| | Descripción del alimentador de prueba de 34 Barras de la IEEE | 35 |
| | Topología de la red..... | 35 |
| | Datos de entrada para el alimentador de prueba de 34 barras de la IEEE..... | 37 |

| | |
|---|----|
| Validación del modelo de prueba de la IEEE de 34 barras mediante flujos de potencia | 40 |
| Calculo de errores sin GD..... | 51 |
| Calculo del Tiempo Total de Interrupción por KVA instalado (TTIK) y la Frecuencia Media de Interrupción por KVA instalado (FMIK)..... | 52 |
| Caso 2. Análisis con conexión de generación distribuida | 54 |
| Justificación de los puntos óptimos de generación distribuida con relación a los puntos críticos del sistema (perdida de potencia y caída de voltaje)..... | 54 |
| Calculo de errores con GD..... | 64 |
| Calculo del Tiempo Total de Interrupción por KVA instalado (TTIK) y la Frecuencia Media de Interrupción por KVA instalado (FMIK)..... | 65 |
| Comparación del alimentador sin GD y con GD | 66 |
| Pérdidas sin GD y con GD..... | 70 |
| 12. IMPACTOS (TÉCNICOS, SOCIALES, AMBIENTALES O ECONÓMICOS)..... | 73 |
| Impacto técnicos | 73 |
| Impacto Ambientales | 73 |
| Impacto Económicos..... | 73 |
| 13. PRESUPUESTO PARA LA PROPUESTA DEL PROYECTO..... | 74 |
| Análisis técnico-económico..... | 74 |
| 14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 75 |
| 15. BIBLIOGRAFIA | 77 |
| 16. ANEXOS..... | 80 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 7.1. Sistema de tarea en relación a los objetivos planteados. | 5 |
| Tabla 8.1. Clasificación de los alimentadores [16]. | 25 |
| Tabla 8.2. Límites para la calidad de servicio técnico - índices globales [16]. | 26 |
| Tabla 8.3. Límites de los parámetros de sincronización para la interconexión entre un GD y SEP [18]. | 27 |
| Tabla 8.4. Respuesta a voltajes anormales para la GD en operación anormal Categoría I [18]. | 28 |
| Tabla 8.5. Respuesta a voltajes anormales para la GD en operación anormal Categoría II [18]. | 28 |
| Tabla 8.6. Respuesta a voltajes anormales para la GD en operación anormal Categoría III [18]. | 29 |
| Tabla 8.7. Respuesta a frecuencias anormales para la GD en operación anormal Categoría I, Categoría II y Categoría III [18]. | 29 |
| Tabla 11.1. Especificaciones del transformador [23]. | 37 |
| Tabla 11.2. Especificaciones técnicas del conductor [23]. | 37 |
| Tabla 11.3. Datos de la sección de línea para este sistema [23]. | 38 |
| Tabla 11.4. Datos de carga para esto sistema [23]. | 39 |
| Tabla 11.5. Muestra las cargas distribuidas de la sección de línea [23]. | 39 |
| Tabla 11.6. Datos de confiabilidad para cada equipo del sistema [24] [25] | 40 |
| Tabla 11.7. Datos de confiabilidad para las fuentes de generación [24]. | 40 |
| Tabla 11.8. Validación de modelo de prueba de la IEEE de 34 barras. | 41 |
| Tabla 11.9. Parámetros Subestación. | 42 |
| Tabla 11.10. Parámetros transformadores. | 43 |
| Tabla 11.11. Parámetros Interruptores y seccionadores. | 43 |
| Tabla 11.12. Parámetros Barras. | 43 |
| Tabla 11.13. Parámetros Líneas o Ramales. | 43 |
| Tabla 11.14. Características de la carga. | 44 |
| Tabla 11.15. Parámetros por elemento para la carga 1. | 45 |
| Tabla 11.16. Parámetros de confiabilidad Carga 1. | 46 |
| Tabla 11.17. Resultados de los cálculos de los puntos de carga con generación distribuida. | 46 |
| Tabla 11.18. Índices de confiabilidad de la red sin GD. | 50 |
| Tabla 11.19. Calculo de erros sin GD. | 51 |

| | |
|--|----|
| Tabla 11.20. Resumen de resultados del TTIK y FMIK sin GD..... | 53 |
| Tabla 11.21. Nodos críticos del alimentador de prueba de la IEEE de 34 barras. | 54 |
| Tabla 11.22. Perdidas en las líneas del alimentador..... | 55 |
| Tabla 11.23. Cargabilidad de las líneas..... | 56 |
| Tabla 11.24. Parámetros de confiabilidad de los Generadores..... | 58 |
| Tabla 11.25. Resultados de los cálculos de los puntos de carga con generación distribuida. . | 59 |
| Tabla 11.26. Índices de confiabilidad de la red con GD. | 63 |
| Tabla 11.27. Calculo de erros con GD. | 64 |
| Tabla 11.28. Resumen de resultados de TTIK y FMIK con GD..... | 66 |
| Tabla 11.29. Porcentaje de reducción del índice TTIK..... | 66 |
| Tabla 11.30. Porcentaje de reducción de los índices de confiabilidad con el software ETAP. | 68 |
| Tabla 11.31. Porcentaje de reducción de los índices de confiabilidad calculados. | 69 |
| Tabla 11.32. Pérdidas totales sin GD..... | 70 |
| Tabla 11.33. Pérdidas totales con GD. | 71 |
| Tabla 11.34. Reducción de Pérdidas totales con GD..... | 72 |
| Tabla 11.35. Reducción de pérdidas en puntos críticos. | 72 |
| Tabla 13.1. Costo de inversión por tipo de central eléctrica. | 74 |
| Tabla 13.2. Detalle referencial de inversión..... | 74 |
| Tabla 13.3. Análisis del VAN y TIR. | 75 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 8.1. Diagrama esquemático de un sistema fotovoltaico [4]. | 8 |
| Figura 8.2. Diagrama de funcionamiento esquemático de una turbina eólica [5]. | 8 |
| Figura 8.3. Diagrama esquemático de una pila de combustible [6]. | 9 |
| Figura 8.4. Diagrama esquemático de una micro-turbina [7]. | 10 |
| Figura 8.5 . Formas de Adaptación de la Generación Distribuida [11]. | 14 |
| Figura 8.6. Sistema Radial [12]. | 15 |
| Figura 8.7. Sistema Anillo [12]. | 16 |
| Figura 8.8. Sistema Mallado [12]. | 16 |
| Figura 8.9. Clasificación del MSC [14]. | 19 |
| Figura 8.10. Conexión serie [13]. | 20 |
| Figura 8.11. Conexión en paralelo [13]. | 20 |
| Figura 8.12. Modelo de Cadena de Markov de dos estados para un componente reparable [15]. | 21 |
| Figura 8.13. Interfaz software ETAP 12.6.0 [22]. | 32 |
| Figura 11.1. Topología de la red [23]. | 36 |
| Figura 11.2. Espaciado de líneas aérea [23]. | 37 |
| Figura 11.3. Simulación de índices de confiabilidad sin GD. | 42 |
| Figura 11.4. Promedio de frecuencia de fallas sin GD. | 47 |
| Figura 11.5. Promedio de tiempo de reparación sin GD. | 48 |
| Figura 11.6. Promedio de indisponibilidad sin GD. | 48 |
| Figura 11.7. Índices de confiabilidad sin GD, ETAP 12.06. | 50 |
| Figura 11.8. Índices de confiabilidad calculados vs la simulación. | 51 |
| Figura 11.9. Simulación de índices de confiabilidad con GD. | 58 |
| Figura 11.10. Promedio de frecuencia de fallas con GD. | 60 |
| Figura 11.11. Promedio de reparación con GD. | 60 |
| Figura 11.12. Promedio de indisponibilidad con GD. | 61 |
| Figura 11.13. Índices de confiabilidad con GD, ETAP 12.06. | 63 |
| Figura 11.14. Índices de confiabilidad calculados vs simulación. | 64 |
| Figura 11.15. Índices de confiabilidad en el Software ETAP. | 68 |
| Figura 11.16. Porcentaje de reducción de los índices de confiabilidad con el software ETAP. | 69 |
| Figura 11.17. Índices de confiabilidad calculados. | 70 |

| | |
|--|----|
| Figura 11.18. Porcentaje de reducción de los índices de confiabilidad calculados..... | 70 |
| Figura 11.19. Pérdidas totales sin GD. | 71 |
| Figura 11.20. Pérdidas totales con GD..... | 71 |
| Figura 11.21. Reducción de pérdidas totales con GD. | 72 |
| Figura 11.22. Reducción de pérdidas en puntos críticos. | 73 |

ÍNDICE DE ECUACIONES

| | |
|---|----|
| Confiabilidad de un determinado tiempo (8.1)..... | 17 |
| Tasa de Falla (8.2) | 17 |
| Tiempo de reparación (8.3) | 18 |
| Tasa de falla conexión serie (8.4)..... | 20 |
| Tiempo de reparación serie (8.5)..... | 20 |
| Tasa de falla conexión paralelo (8.6)..... | 20 |
| Tiempo de reparación en paralelo (8.7)..... | 20 |
| Indisponibilidad (8.8) | 20 |
| Tasa de fallas (8.9)..... | 21 |
| Tiempo de reparación (8.10) | 21 |
| Vector de probabilidades(8.11) | 22 |
| Matriz estocástica transpuesta de tasas de transición entre estados (8.12)..... | 22 |
| Matriz de coeficientes constantes (8.13) | 22 |
| Determinación del tipo de alimentador (8.14)..... | 24 |
| Frecuencia media de interrupción (8.15)..... | 25 |
| Frecuencia media de interrupción (8.16)..... | 25 |
| Tiempo total de interrupción (8.17)..... | 26 |
| Tiempo total de interrupción (8.18) | 26 |
| Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI) (8.19)..... | 30 |
| Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI) (8.20)..... | 30 |
| Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI) (8.21)..... | 31 |
| Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI) (8.22)..... | 31 |
| Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente (CAIFI) (8.23) | 31 |
| Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente (CAIFI) (8.24) | 31 |
| Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente (CAIDI) (8.25)..... | 31 |
| Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente (CAIDI) (8.26)..... | 31 |
| Índice de Disponibilidad de Servicio Promedio (ASAI) (8.27) | 32 |
| Energía no suministrada(8.28)..... | 32 |
| Energía no suministrada por cliente(8.29)..... | 32 |
| Porcentaje de Error (11.1) | 51 |

ÍNDICE DE ANEXOS

| | |
|---|----|
| Anexo I. Diagrama Unifilar del Alimentador de Prueba de la IEEE de 34 barras. | 81 |
| Anexo II. Simulación del Alimentador sin Generación Distribuida. | 82 |
| Anexo III. Datos de Entrada de la Simulación sin Generación Distribuida. | 83 |
| Anexo IV. Datos de Entrada de los Transformadores. | 83 |
| Anexo V. Datos de Entrada de los Dispositivos de Conmutación. | 83 |
| Anexo VI. Datos de Entrada de la Fuente de Generación. | 83 |
| Anexo VII. Datos de Entrada del Ramal. | 84 |
| Anexo VIII. Datos de Entrada de las Barras. | 85 |
| Anexo IX. Datos de Entrada de la Carga. | 86 |
| Anexo X. Informe de Ejecución del Punto de Carga sin Generación Distribuida. | 86 |
| Anexo XI. Simulación del Alimentador con Generación Distribuida. | 89 |
| Anexo XII. Datos de Entada de los Dispositivos de Conmutación. | 90 |
| Anexo XIII. Datos de Entada de las Fuentes de Generación. | 90 |
| Anexo XIV. Informe de Ejecución del Punto de Carga con Generación Distribuida. | 91 |
| Anexo XV. Parámetros de elemento y Ejemplo de cálculo de los parámetros de confiabilidad de la carga 14. | 94 |

ACRÓNIMOS

| Abreviatura | Significado |
|--------------------|---|
| IEEE | Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos |
| ARCONEL | Agencia de Regulación y Control de Electricidad |
| FMIK | Frecuencia Media de Interrupción |
| TTIK | Tiempo Total de Interrupción |
| SAIFI | Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema |
| SAIDI | Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema |
| CAIDI | Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente |
| ASAI | Índice de Disponibilidad de Servicio Promedio |
| ASUI | Índice de No Disponibilidad de Servicio Promedio |
| ENS | Energía no suministrada |
| AENS | Energía no suministrada por cliente |

UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA Y APLICADA

**TITULO: “ESTUDIÓ DE LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN DE GENERACIÓN
DISTRIBUIDA EN UN ALIMENTADOR DE MEDIO VOLTAJE PARA MEJORAR
LA CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO”**

Autores:

Bravo Mullo Juan Carlos
Caiza Caiza Alex Fernando

RESUMEN

Este proyecto de investigación presenta el impacto de la generación distribuida en las redes de medio voltaje de un alimentador de prueba de la IEEE, cuando se conecta varias unidades de generación distribuida en varios sectores de un alimentador, para el análisis durante el proceso de restauración se utiliza el software ETAP 12.6.0 cual permite un estudio de flujos de potencia y con ello los índices confiabilidad antes y después de la conexión de generación distribuida. En el análisis del alimentador sin conexión de generación distribuida se obtendrán los datos de los índices de confiabilidad, igualmente con la conexión de generación distribuida, con ello se puede verificar y comparar que los datos obtenidos en ambos flujos de potencia son diferentes ya que la penetración de generación distribuida mejora calidad de servicio técnico del sistema, siendo los índices de confiabilidad más óptimos. Por último se emplean las respectivas conclusiones y recomendaciones que se debe tomar en consideración a paras la penetración de generación distribuida.

Palabras Claves: Confiabilidad, Generación Distribuida, alimentador, flujos de potencias.

TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI

ACADEMIC UNIT OF APPLIED AND ENGINEERING SCIENCE

TOPIC: "STUDY OF THE FEASIBILITY RESEARCH OF GENERATION CONNECTION DISTRIBUTED IN A HALF VOLTAGE FEEDER TO IMPROVE THE QUALITY OF TECHNICAL SERVICE"

AUTHORS:

Bravo Mullo Juan Carlos

Caiza Caiza Alex Fernando

ABSTRACT

This research project presents the impact of distributed generation in the medium voltage networks of an IEEE test feeder, when several distributed generation units are connected in several sectors of a feeder, for the analysis during the restoration process. It uses the ETAP 12.6.0 software that allows a study of power flows and the reliability indexes before and after the connection of distributed generation. In the analysis of the feeder without connection of distributed generation, the data of the reliability indexes will be obtained, also the connection of distributed generation, it is possible to verify and compare the different data obtained in both power flows, since the penetration of distributed generation improves the technical service quality of the system, as a result it was achieved the most optimal reliability indices. Finally, the respective conclusions and recommendations that should be taken into consideration for the penetration of distributed generation.

Keywords: Reliability, Distributed Generation, feeder, power flows



AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en forma legal **CERTIFICO** que: la traducción del resumen de tesis al Idioma Inglés presentado por los señores Egresados de la Carrera de **INGENIERÍA ELÉCTRICA** de la **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS, BRAVO MULLO JUAN CARLOS Y CAIZA CAIZA ALEX FERNANDO**, cuyo título versa “**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN UN ALIMENTADOR DE MEDIO VOLTAJE PARA MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO**”, realizaron bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a los peticionarios hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimaren conveniente.

Latacunga, Febrero de 2019

Atentamente,

MSc. Nelson Guagchinga
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS
C.C. 0503246415



**FORMULARIO DE PRESENTACIÓN DE PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN
PROYECTO DE TITULACION II**

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título del Proyecto:

Estudió de la Factibilidad de Generación distribuida en un alimentador de medio voltaje para mejorar la calidad de servicio técnico.

Fecha de inicio:

Octubre de 2017

Fecha de finalización:

Febrero de 2019

Lugar de ejecución:

Provincia de Cotopaxi - Cantón Latacunga.

Unidad Académica que auspicia

Facultad de Ciencias de la Ingeniera y Aplicada

Carrera que auspicia:

Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia

Proyecto de investigación vinculado:

Proyecto de Investigación de la Facultad de Ciencias de la Ingeniera y Aplicada

Equipo de Trabajo:

Ing. Edwin Lema MSc.

Juan Carlos Bravo Mullo

Alex Fernando Caiza Caiza

Equipo de Trabajo:

Nombre : Ing. Edwin Lema MSc.
 Fecha de Nacimiento : 06/04/1988
 Nacionalidad : Ecuatoriano
 Cedula N : 0302264351
 Domicilio : Av. Unidad Nacional y Catalina Rivera
 Teléfono : 0959046477
 e-mail : Edwin.lema@utc.edu.ec
 Educación Media : ITS “Ezequiel Cárdenas Espinoza”
 Educación Superior : “Universidad de Cuenca”

Coordinador de trabajo I

Nombre : Juan Carlos Bravo Mullo
 Fecha de Nacimiento : 02 de Julio 1990
 Estado Civil : Soltero
 Nacionalidad : Ecuatoriano
 Cedula N : 050286697-3
 Domicilio : Latacunga- Barrio Tanilica
 Teléfono : 03-2818-282/ 0978674946
 e-mail : juankarlos199002@hotmail.com
 Educación Primaria : Escuela fiscal ‘Isidro Ayora’
 Educación Media : Colegio Técnico Dr. Trajano Naranjo

Coordinador de trabajo II

Nombre : Alex Fernando Caiza Caiza
 Fecha de Nacimiento : 03 de Mayo de 1991
 Estado Civil : Soltero
 Nacionalidad : Ecuatoriano
 Cedula N : 172341948-5
 Domicilio : Machachi- Barrio Pinllocruz
 Teléfono : 3672-460
 e-mail : alex.caiza5@utc.edu.ec
 Educación Primaria : Escuela Fiscal “Luis Felipe Borja”
 Educación Media : Instituto Tecnológico Superior “Aloasi”

Área de Conocimiento:

Sistemas Eléctricos de Potencia

Línea de Investigación:

Energía Alternativa y renovable, eficiencia energética y protección ambiental

Sub líneas de investigación de la Carrera.

Explotación de sistemas eléctricos.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene como objeto principal el estudio de la factibilidad de Generación Distribuida (GD) al conectarse en una red de medio voltaje, lo cual permite la investigación de diferentes tecnologías para la generación de electricidad que aprovechan diferentes fuentes de energía, este hecho provoca el desarrollo de centros de generación que producen desde unos pocos megavatios a varios megavatios de potencia eléctrica. Estos centros se instalan para abastecer electricidad a las cargas que se encuentren distantes a través de redes que forman parte de un gran sistema eléctrico o de forma aislada con un sistema eléctrico propio.

Las redes de distribución de medio voltaje no son usualmente diseñadas para la conexión de GD ya que son del tipo radial cual el flujo de potencia es unidireccional. Sin embargo, después de la conexión de GD el flujo puede fluir de manera bidireccional, cambiando el comportamiento de la red. Por estos motivos, los sistemas eléctricos tradicionales de distribución estarían cambiando sus características, tanto en estructura como en criterios de operación y metodología de protección, En la actualidad la energía eléctrica no proviene de una sola fuente como ocurría tradicionalmente en los sistemas de distribución, sino de más de una, cuyo número final depende de varios factores los que normalmente quedan fuera del control de la empresa eléctrica. Para observar todos estos parámetros que intervienen al conectar GD en la red se simulara un sistema de potencia en el software ETAP 12.6.0 la cual nos ayuda en el análisis de los efectos producidos antes y después de la conexión de generación distribuida en un sistema de potencia.

3. JUSTIFICACION DEL PROYECTO

La Generación Distribuida al estar cerca de los centros de consumo evita costos que la generación tradicional no puede evitar como son, inversiones en líneas y transformadores tanto de transmisión y distribución. Ante el hecho de evitar costos en la actualidad la GD es un tema interesante para el análisis alternativa de suministro de energía eléctrica al usuario. Las redes de distribución generalmente han sido operadas como un sistema radial, los flujos de potencia en una sola dirección, pero al introducirse la GD los flujos de potencia pueden fluir en muchas direcciones, lo cual influye sobre la operación de las redes de distribución.

Además, la Generación Distribuida podría tener una influencia significativa en cuestiones relativas a la calidad de servicio técnico, asegurando suministro sin interrupciones, sean estos por accidentes naturales o por errores humanos, evitando así, largos periodos sin suministro de energía.

4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la toma de alternativas y de soluciones como la calidad de servicio técnico del sistema y los consumidores conectados al alimentador de medio voltaje cual son los beneficiarios directos.

5. PROBLEMA DE INVESTIGACION

En la actualidad la gran demanda de energía eléctrica está creciendo rápidamente una de las tareas principales para los ingenieros eléctricos es generar electricidad a partir de fuentes renovables y al mismo tiempo reducir el impacto ambiental de la generación tradicional. Los principales cambios en la última década en las redes, son la inclusión de la Generación Distribuida (GD) en los diferentes rangos de voltaje como son en generación, transmisión o distribución. Sin embargo, surgen problemas cuando la nueva generación se integra con la red de distribución de energía, ya que los sistemas de distribución tradicionales se han diseñado para operar radialmente, sin considerar la integración de esta nueva generación en la red y aparecen factores negativos que afecta de varias maneras a la calidad de servicio técnico, como por ejemplo frecuencia de interrupciones y con el aumento de la penetración de DG, las redes de distribución se están volviendo similares a redes de transmisión donde los nodos de generación y carga están mezclados y se necesita un diseño de protección más complejo. La GD puede ser usada de forma aislada, suministrando la demanda local del consumidor o integrada en la red con el resto del sistema de energía eléctrica para el equipamiento varia en tamaños desde menos de 1kW hasta decenas de MW. Al estar conectada a una red de distribución o sistema de transmisión, la potencia puede venderse a la empresa de servicio público o a terceros.

6. OBJETIVOS

General

Analizar la factibilidad de conexión de Generación Distribuida en un alimentador de medio voltaje para mejorar la calidad del servicio técnico.

Específicos

- Estudio del Estado del Arte en Generación Distribuida.
- Análisis de un alimentador de Prueba IEEE de medio voltaje, su topología, modos de operación y control.
- Modelar y Simular la operación del alimentador de medio voltaje al conectar un sistema de Generación Distribuida en el sistema utilizando el software ETAP 12.6.0.

7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN LA RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS.

Tabla 7.1. Sistema de tarea en relación a los objetivos planteados.

| Objetivo | Actividad | Resultado de la actividad | Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos) |
|--|--|---|---|
| Objetivo 1 Buscar información de fuentes relacionadas a la Generación Distribuida esto puede ser fuentes bibliográficas o trabajos Realizados al tema en mención | Indagar de fuentes los diferentes tipos de generación Distribuida que existe en la actualidad. | Colocación de toda la información para tener acceso al momento que se lo necesite | Navegador (sitios web) Libros , Tesis de Generación Distribuida , Trabajos de investigación de Generación Distribuida |
| Objetivo 2 Recopilar datos de un alimentador existente para conocer los parámetros de operación y control | Para este objetivo se realizara un análisis de datos de la red para un caso en estudio | En qué condiciones se encuentra el alimentador | Datos obtenidos de Trabajos de investigación de Generación Distribuida |
| Objetivo 3 | Datos obtenidos por los postulantes de Tesis | Evaluar el impacto de la Generación Distribuida en la | Datos obtenidos de acuerdo a la simulación en el software ETAP 12.6.0 |

| | | | |
|--|--|----------------------|--|
| Modelar y simular la red de medio voltaje en el software ETAP 12.6.0 | | red de medio voltaje | |
|--|--|----------------------|--|

8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICA TÉCNICA

8.1. Generación distribuida

En este proyecto se presenta el estado del arte relacionado con el impacto de la GD en las redes de medio voltaje de energía eléctrica. En los conceptos científicos actuales hay varios trabajos publicados sobre la integración de la GD en sistemas de distribución. Sin embargo, los trabajos más representativos asociados con cada uno de los factores involucrados en la formulación del problema y la determinación de variables en la evaluación de la penetración de GD se describen a continuación.

8.2. Definición de generación distribuida

El término generación distribuida se refiere a cualquier tipo de generación de energía eléctrica que está integrada en los sistemas de distribución estas pueden estar cerca del punto de carga, y están conectados a la red alta, media o bajo voltaje. Actualmente con la gran diversidad de definiciones no existe una definición exacta y única de Generación Distribuida, con la gran diversidad de autores u organismos han pretendido emplear definiciones que difieren entre ellas en algunos aspectos. A continuación se definen algunos de los mejores conceptos de generación distribuida.

La Generación Distribuida son “pequeños generadores conectados a las redes de distribución o estar aislados de estas”. Así mismo se utiliza el concepto de “Generación Dispersa para referirse a generadores muy pequeños, del tamaño necesario para alimentar consumos residenciales o pequeños negocios y conectados en las instalaciones de los consumidores o aislados de las redes” [1].

Generación Distribuida es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en las instalaciones de los consumidores”. Eckermann clasifica a la GD en función de su tamaño como sigue:

- Micro GD: $1\text{W} < \text{potencia} < 5\text{kW}$
- Pequeña GD: $5\text{ kW} = \text{potencia} < 5\text{ MW}$

La Generación Distribuida y su potencial aplicación en el Ecuador se define a la GD como: “La generación o almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercano al centro de carga, con la opción de interconectarse con la red eléctrica para efecto de compra o venta” [2].

En general, aunque se carece de una definición universalmente aceptada acerca de la generación distribuida, se puede atribuir características en común de todas las posibles definiciones, las cuales den una idea global de lo que es la GD estas son:

- No es centralizada (cercana a la carga)
- Potencias entre 1 kW – 1 MW en Ecuador.
- Conectada al sistema de distribución o en las instalaciones de los consumidores dependiendo

8.3. Tipos de generación distribuida

Generación Distribuida puede clasificarse en dos grandes grupos principales, basado en combustibles y generación distribuida convencionales basadas de fuentes renovables. En este capítulo se analizará diferentes tecnologías de generación distribuida que están disponibles en la actualidad como son sistemas de generación fotovoltaicos, turbinas eólicas, micro turbinas.

8.3.1. Sistemas fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos generalmente son de silicio y muy poco arseniuro de galio, para su construcción tiene que ser dopado para formar dos polos, positivo “p” y el negativo “n” para poder crear un campo eléctrico artificial mediante la unión p-n que permite a los electrones circular libre [3].

Un sistema fotovoltaico convierte la luz recibida del sol en energía eléctrica en este sistema los materiales semiconductores se utilizan en la construcción de células solares, que transforman la luz solar en energía eléctrica. Las celdas se colocan en una matriz que es fija o puede ser móvil la cual cambia automáticamente el ángulo de inclinación de acuerdo a la posición del sol y así generar la potencia máxima.

Estos sistemas son amigables con el medio ambiente sin ningún tipo de emisión, fácil de usar, con diseños simples y no requiere ningún otro combustible que la luz solar. Una de las desventajas es que necesitan espacios grandes y el costo inicial es alto [4].

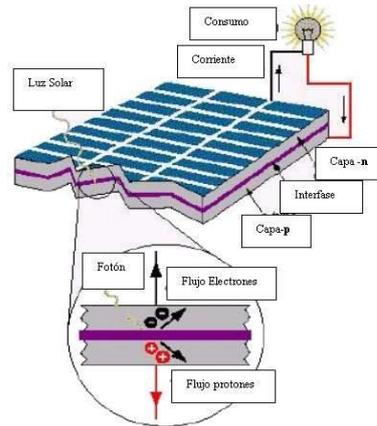


Figura 8.1. Diagrama esquemático de un sistema fotovoltaico [4].

Los sistemas fotovoltaicos generan Corriente Continua (CC) y luego se transfieren a corriente alterna (CA) con la ayuda de inversores. Hay dos diseños generales que se utilizan normalmente: con y sin almacenamiento de batería dependiendo la aplicación o recursos disponibles.

8.3.2. Turbinas de viento

Las turbinas eólicas transforman la energía eólica en energía eléctrica. El viento al ser una fuente variable y que no puede almacenarse, por lo tanto, debe manejarse de acuerdo con esta característica. En la figura 8.2 se muestra un esquema general de una turbina eólica, con sus principales componentes [5].

El principio de funcionamiento de una turbina eólica se caracteriza por dos pasos de conversión. Primero, el rotor extrae la energía cinética del viento, transformándolo en torque mecánico en el eje; y en el segundo paso, el sistema de generación convierte este par en electricidad.

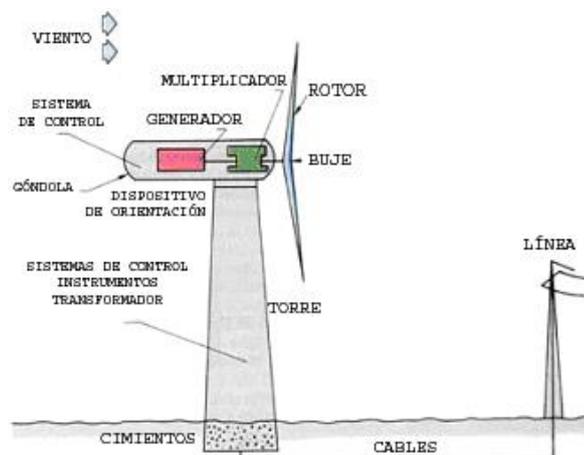


Figura 8.2. Diagrama de funcionamiento esquemático de una turbina eólica [5].

En el sistema más común, el sistema del generador proporciona un voltaje de salida de CA que depende de la velocidad del viento. Como la velocidad del viento es variable, el voltaje generado debe ser transferido a DC y de nuevo a AC con la ayuda de inversores [6].

8.3.3. Celdas de combustible

El funcionamiento de las celdas de combustible es similar a una batería que se carga continuamente con un gas combustible con alto contenido de hidrógeno; esta es la carga de la celda de combustible junto con el aire, que suministra el oxígeno requerido para la reacción química. La celda de combustible utiliza la reacción de hidrógeno y oxígeno con la ayuda de un ion para conducir el electrolito y producir un voltaje de CC inducido. El voltaje de CC se convierte en voltaje de CA usando inversores y luego se entrega a la red.

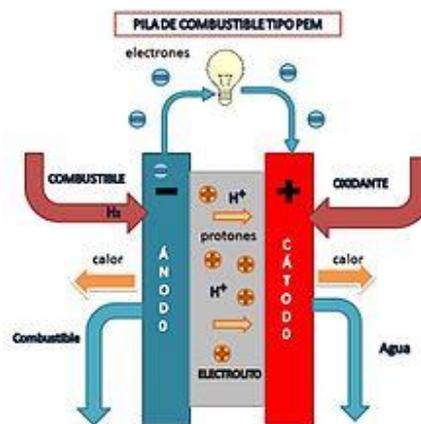


Figura 8.3. Diagrama esquemático de una pila de combustible [6].

Una pila de combustible también produce calor y agua junto con electricidad, pero tiene un alto costo de ejecución, que es su mayor desventaja. La principal ventaja de una celda de combustible es que no hay partes móviles, lo que aumenta la confiabilidad de esta tecnología y no genera ruido es generado. Además, pueden operarse con un amplio espectro de combustibles fósiles con mayor eficiencia que cualquier otro dispositivo de generación. Por otro lado, es necesario evaluar el impacto de las emisiones contaminantes y el envejecimiento de las características electrolíticas, así como su efecto en la eficiencia y el tiempo de vida de la célula [6].

8.3.4. Micro-turbinas

Un micro-turbina es un mecanismo que utiliza el flujo de un gas para transformar la energía térmica en energía mecánica. El combustible (generalmente gas) se mezcla en la cámara de

combustión cámara con aire, que es bombeada por el compresor. Este hace que la turbina gire y que al mismo tiempo impulsa el generador y el compresor. En el diseño más comúnmente utilizado el compresor y la turbina están montados sobre el mismo eje como el generador eléctrico. Esto se muestra en la figura 8.4.

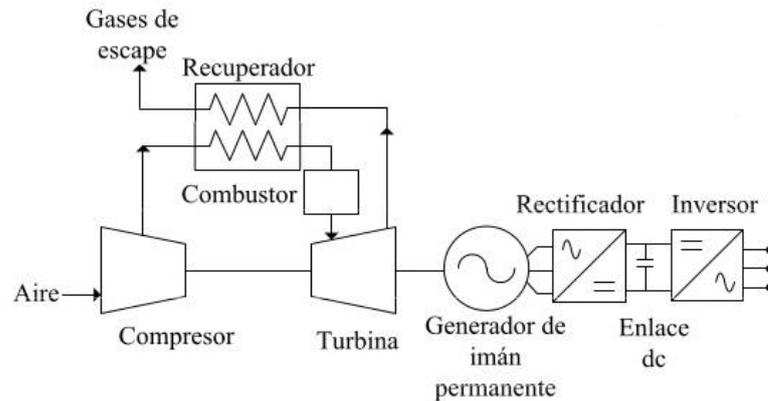


Figura 8.4. Diagrama esquemático de una micro-turbina [7].

El voltaje de salida de las micro-turbinas no se puede conectar directamente a la fuente de alimentación rejilla o utilidad, debe ser transferida a DC y luego convertida a CA para tener el voltaje nominal y la frecuencia de la utilidad. [7]

La principal ventaja del micro-turbina es la operación limpia con bajas emisiones producido y buena eficiencia. Por otro lado, sus desventajas son los altos el costo de mantenimiento y la falta de experiencia en este campo. Muy pocas micro-turbinas tienen operado por períodos de tiempo suficientes para establecer una base de datos de campo confiable. Además, métodos de control y envío para un gran número de micro turbinas y la venta de la energía restante no se ha desarrollado todavía.

8.4. Aplicaciones de la generación distribuida

Las aplicaciones más comunes de la Generación Distribuida son las siguientes [8]:

- **Generación básica:** La mayoría de los sistemas de GD, son propiedad de las compañías eléctricas, normalmente se utilizan para suministrar parte de la energía eléctrica necesaria y apoyar a la red eléctrica mediante el aumento del nivel de voltaje del sistema eléctrico.
- **Demanda en horas punta:** El costo de la energía eléctrica varía según la demanda de consumo y la generación disponible en un momento determinado. La GD puede

suministrar energía en horas punta, reduciendo el coste de la energía eléctrica demandada por los grandes clientes industriales.

- **Reserva:** La GD se puede utilizar como reserva para suministrar la energía eléctrica necesaria a las cargas variables, tales como industrias de procesos y hospitales, durante las interrupciones de suministro de la red eléctrica.
- **Aisladas en zonas rurales o de difícil acceso:** Normalmente, las zonas aisladas utilizan la GD como suministro de energía en lugar de conectarse a la red de distribución. Estas zonas tienen impedimentos técnicos y económicos por la distancia que las separa de la red. La GD puede hacer frente a la demanda energética de estas instalaciones. Sus aplicaciones incluyen la iluminación, calefacción, comunicación, pequeños procesos industriales, etc.
- **Sistemas CHP:** Las tecnologías de GD proporcionan sistemas CHP, ya que una unidad de cogeneración tiene una elevada eficiencia global de utilización de energía. El calor producido, del proceso de conversión de combustible en energía eléctrica, se utiliza para un extenso rango de aplicaciones en hospitales, zonas residenciales, grandes superficies comerciales y procesos industriales.

8.5. Beneficios de la generación distribuida.

El empleo de GD en el sistema eléctrico presenta numerosos beneficios. Éstos se pueden clasificar en dos grupos, los beneficios técnicos y los económicos:

8.5.1. Técnicos [8]

- La GD puede reducir las pérdidas de energía eléctrica tanto en las redes de distribución como de transporte. La correcta ubicación puede mejorar la fiabilidad del suministro de energía, cada vez más crítica para las empresas y la industria en general
- Las diversas tecnologías de DG ofrecen la oportunidad de seleccionar la solución de energía adecuada en el lugar correcto. Las tecnologías pueden proporcionar una opción de energía independiente para áreas donde la infraestructura de transmisión y distribución no existe o es muy costosa de construir
- El uso de sistemas de GD renovables reduce la emisión de contaminantes a la atmósfera. No obstante, cualquier sistema de GD puede influir en la emisión de contaminantes debido a la reducción de pérdidas energéticas que ocasiona

- Su facilidad de operación debido a las pequeñas unidades modulares permite ahorros en las tarifas de electricidad por autogeneración durante períodos de
- Costo relativamente bajo
- La GD interviene en la estabilidad del sistema, ya que se puede utilizar como suministro de reserva de la energía necesaria.
- Los sistemas de GD son modulares esto implica una instalación sencilla y en un corto período de tiempo. Además, proporciona flexibilidad de ubicación en virtud del tamaño pequeño, el rendimiento ambiental superior y la flexibilidad del combustible

También se puede analizar que hay beneficios para los proveedores como la generación distribuida limita la exposición y el riesgo de capital debido al tamaño la flexibilidad de ubicación y el tiempo de instalación rápido que brindan los sistemas pequeños construido modularmente, respetuosos con el medio ambiente y flexibles como combustible [8].

8.5.2. Económicos [9]

- Reducción de las inversiones en infraestructura eléctrica. La GD puede suministrar los aumentos de carga local necesarios instalándolas en localizaciones determinadas, por lo que pueden reducir o evitar la construcción de nuevas líneas de transporte y distribución, mejorar los sistemas eléctricos existentes y reducir la capacidad de los sistemas de transporte y distribución durante la etapa de planificación. Instalando GD se reduce la construcción de centrales eléctricas convencionales.
- Disminución de los costes de operación y mantenimiento. La GD aumenta la vida de los transformadores y de los equipos del sistema de transporte y distribución, y facilita el ahorro de combustible.
- Reducción de los costes de combustible debido a la mejora de la eficiencia. La GD con CHP puede ser más económica. Utilizando el calor residual para calefacción, para refrigeración o para aumentar su eficiencia mediante la generación de más energía eléctrica.
- La GD se puede acoplar gradualmente al sistema y suministrar la demanda exacta que necesite el cliente.
- Incremento de la seguridad y fiabilidad para las cargas críticas. Este beneficio está directamente relacionado con el aumento de la calidad de la onda eléctrica. Según las diferentes tecnologías de GD, los tipos de recursos energéticos y combustibles

utilizados están diversificados. Por lo tanto, no hay más interés por un cierto tipo de combustible que por otro [9].

Pero no todo son beneficios, la inadecuada planificación, diseño y ubicación de la conexión a la red de sistemas GD puede provocar problemas, tales como el aumento de las pérdidas en el sistema que provoca mayores costes de explotación de la red para la empresa distribuidora, la propagación de armónicos y otros tipos de perturbaciones, la aparición de huecos de tensión, sobretensiones, el funcionamiento en isla de sectores de la red, efectos contrarios sobre el comportamiento inicialmente previsto en los flujos de potencia.

Para evitar algunos de estos problemas y obtener el máximo de beneficios técnicos y económicos de la GD se requiere previamente un estudio, planificación y gestión adecuadas, tener en cuenta las características específicas de los sistemas GD a utilizar, el porcentaje de penetración en la potencia de la red, la tecnología y topologías a emplear, así como determinar el tamaño y ubicación óptimos dependiente de varios factores.

En el caso de una planta de generación que utiliza la biomasa como combustible, también se deben de considerar para su ubicación y dimensionado otros aspectos no eléctricos como la distancia y gastos de transporte de la biomasa, las infraestructuras, accesos y comunicaciones, la densidad de obtención de la biomasa, sus costes de laboreo y extracción, tipos y características de la biomasa de la zona, etc. [9].

8.6. Ventajas de la generación distribuida

Tanto para las empresas eléctricas de distribución como para el consumidor la GD ofrece muchos aspectos positivos los cuales se mencionan a continuación [10]:

8.6.1. Para el Productor

- Reducción de pérdidas en transmisión y distribución.
- Abastecimiento en zonas remotas.
- Libera capacidad del sistema.
- Mayor control de regulación de voltaje respecto a un sistema radial sin GD.
- Reducción de índices de confiabilidad de la red.
- Uso de energías renovables (facilidad de adaptación a las condiciones de sitio).

8.6.2. Para el Consumidor

- Incremento en la confiabilidad del sistema

- Mejoramiento de la calidad de servicio: TTIK, FMIK.
- Reducción de las emisiones contaminantes.

Cabe mencionar que el término TTIK se refiere a “Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado” y el término FMIK se refiere a “Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado” [13].

8.7. Posibles formas de adaptación de la generación distribuida en Ecuador

Las posibilidades de conexión de generación distribuida un sistema eléctrico son varias. Se realizar un estudio previo en función del nivel de voltaje que estemos conectado ya sea en trasmisión, sub-transmisión y distribución, además se debe tener en cuenta la carga total.

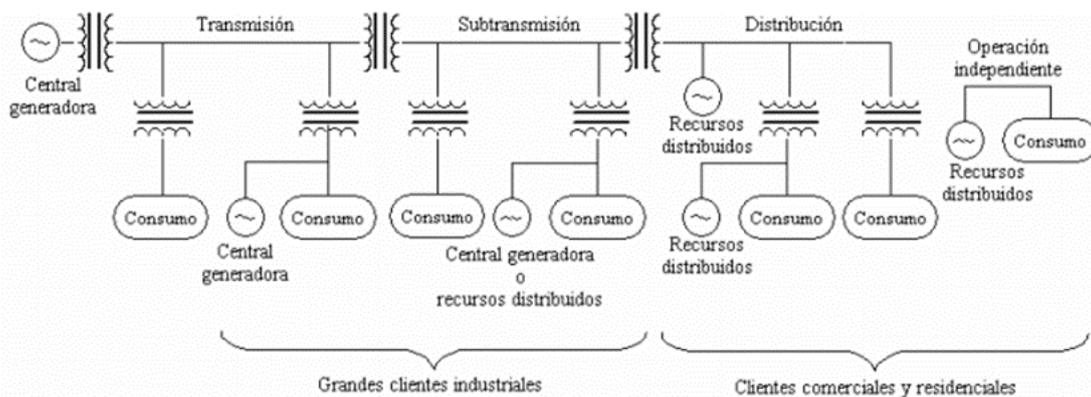


Figura 8.5 . Formas de Adaptación de la Generación Distribuida [11].

8.8. Impacto de la generación distribuida en las redes del sistema de alimentación

Los impactos de la GD en los sistemas de energía eléctrica son inevitables y por lo tanto el control requiere los esfuerzos de las empresas de generación y los usuarios. La implementación puede verse reflejada en fenómenos tales como voltaje de la barra, armónicos, pérdidas de potencia, fiabilidad, etc. Con la inclusión de GD el flujo de potencia puede ser bidireccional y puede provocar sobre voltajes en el sistema de distribución [11].

La introducción de GD en sistemas originalmente radial y diseñados para funcionar sin cualquier generación en el sistema de distribución, puede afectar significativamente el flujo de potencia y condiciones de voltaje en ambos, clientes y equipos de servicios públicos.

Un método para evaluar este impacto, se basa en investigar el comportamiento de un sistema eléctrico, con y sin la presencia de GD. La diferencia entre los resultados obtenidos en estas

dos condiciones de operación, brinda información importante para el sector eléctrico sector y clientes.

En ese sentido, una visión general de los principales problemas encontrados en la integración de GD a la red se presenta.

8.9. Componentes o configuraciones de los sistemas de distribución

Los circuitos primarios de distribución tienen diferentes configuraciones, depende de los servicios requeridos, la ubicación y las consideraciones económicas para usar alguno de los sistemas existentes. A continuación, se menciona los sistemas típicamente utilizados [12].

- Sistema radial
- Sistema en anillo
- Sistema mallado

8.9.1. Topologías de una red de distribución

Sistema radial

Este sistema posee una fuente de energía para un grupo de clientes. Si existe una falla de suministro, todo el grupo se encuentra sin energía [12].

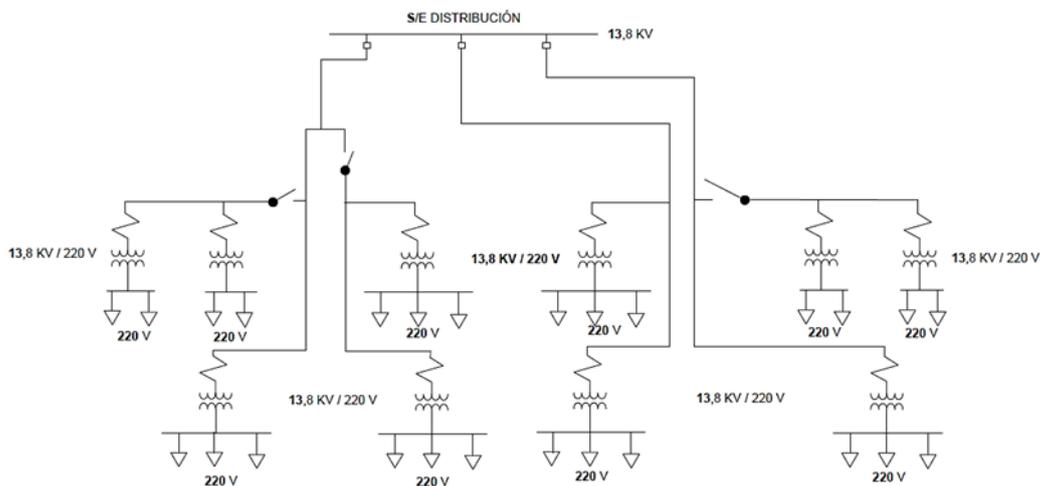


Figura 8.6. Sistema Radial [12].

Una falla en algún lugar del sistema podría significar una interrupción de suministro de energía a la totalidad del sistema. En la figura 8.6 se visualiza una red de tipo radial.

El sistema radial toma el nombre debido a que los alimentadores primarios desde la sub estación y se ramifican en sub alimentadores primarios laterales, que se extienden en todas partes de la zona servida [12].

Sistema en anillo

El sistema en anillo tiene la capacidad de transferir carga del alimentador al abrir o cerrar el circuito en cualquier punto de la red. En términos generales el sistema en anillo es un circuito radial dinámico. Esta topología se utiliza en situaciones en las que se requiere aumentar la fiabilidad del servicio, ya que, si hay una avería en un punto del anillo, se puede mantener dicho servicio si alimentamos desde otro punto estas redes son más complejas y más difíciles de proteger eléctricamente en la figura 8.7 se aprecia un sistema en anillo [12].

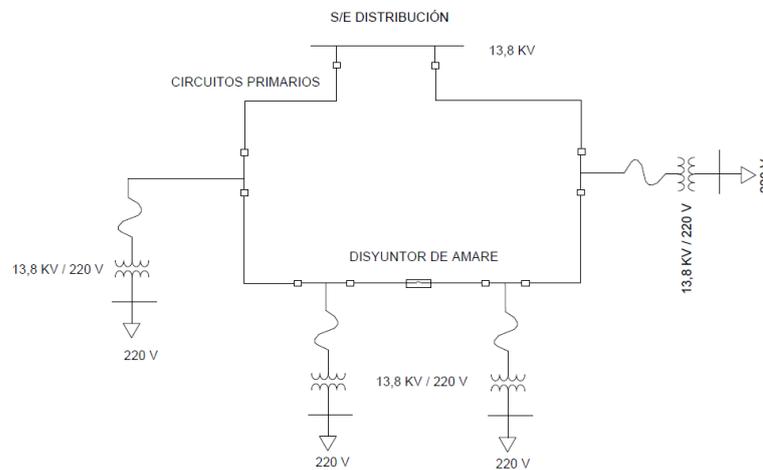


Figura 8.7. Sistema Anillo [12].

Sistema mallado

El sistema mallado se caracteriza por poseer más de un paso para la alimentación de la carga. Este sistema puede proveer altos niveles de confiabilidad si es diseñada de forma adecuada.

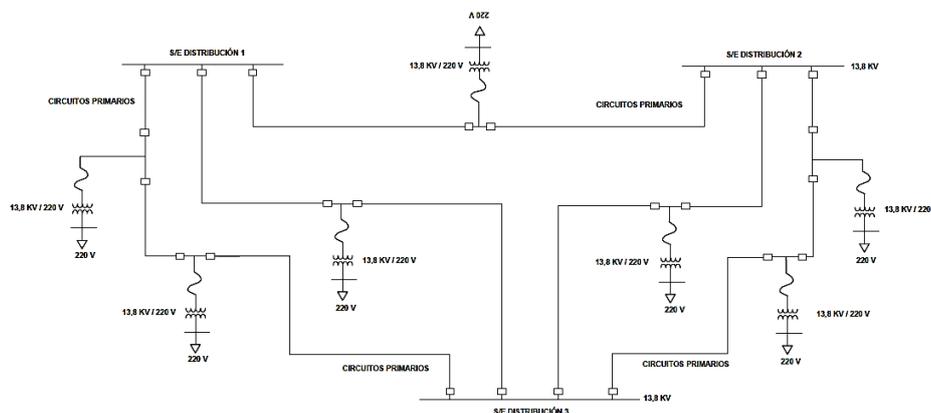


Figura 8.8. Sistema Mallado [12].

El circuito mallado comprende mayor complejidad y alto costo del sistema de protecciones. La figura 8.8 muestra un sistema mallado.

8.10. Confiabilidad en los sistemas de distribución

La mayoría de estudios sobre confiabilidad en Sistemas Eléctricos han estado orientados a generación y cogeneración. Pero desde 1960 se han realizado pocos estudios para determinar la confiabilidad en la transmisión, distribución, y puntos de carga; determinando la calidad de servicio que se brinda al consumidor final [13].

Para determinar la confiabilidad en un determinado tiempo se presenta en la siguiente ecuación:

$$R_t = \frac{N_s}{N} = \frac{N - N_f}{N} \quad (8.1)$$

Donde:

R_t = confiabilidad en un periodo de tiempo

N = Número de items que trabajan en un determinado tiempo t

N_s = Número de items al final de la prueba

N_f = Número de items que han fallado

8.10.1. Tasa de falla

La tasa de falla (λ) se define como la cantidad de veces que ocurre una falla en un equipo del sistema de distribución durante un determinado periodo de análisis. Se expresa en fallas/año, por lo que se puede decir que la tasa de falla es el número de fallas que experimentó el equipo durante un año.

El inverso de la tasa de falla ($1/\lambda$) se conoce como *MTTF* (*Mean Time To Failure*), el cual representa el promedio entre todos los *tff* del equipo y expresa el tiempo promedio en el que un equipo experimentará una falla.

Durante la vida útil de un componente, λ puede estimarse como el valor de fallas promedio, el cual puede obtenerse a partir de un promedio estadístico de los tiempos de operación y de falla.

$$\lambda = \frac{n}{\sum_{i=1}^n m_i} = \frac{1}{m} = \frac{1}{MTTF} = \frac{n}{T - \sum_{i=1}^n r_i} \approx \frac{n}{T} \quad (8.2)$$

8.10.2. Tiempo de reparación

El tiempo de reparación es el tiempo medio que tarda la empresa de distribución para restablecer el servicio eléctrico y regresar el sistema a las mismas condiciones de funcionamiento anteriores a la aparición de la falla; es decir, corresponde al tiempo promedio que tarda la empresa para eliminar la falla, de forma tal que el sistema recupere todas las condiciones de funcionamiento antes de que ésta se produzca. Generalmente se expresa en horas. El tiempo de reparación comprende la localización de la falla, la eliminación de la falla y el restablecimiento del servicio.

El tiempo de reparación se conoce también como (Mean Time To Repair). El inverso del tiempo de reparación ($1/r$) se conoce como tasa de reparación μ .

$$r = \frac{\sum_1^N r_i}{N} = \frac{1}{\mu} \quad (8.3)$$

En distribución, es mejor hablar de tiempo de restablecimiento o restauración de servicio antes que de tiempo de reparación, puesto que en el cálculo se consideran las interrupciones de servicio y como se indicó anteriormente, una interrupción no siempre es producida por una falla en el sistema de distribución. Por lo tanto, en adelante cuando se trate acerca del tiempo de reparación, en realidad se estará refiriendo a tiempo de restauración del servicio.

8.10.3. Tiempo Anual De Desconexión Esperado

El tiempo anual de desconexión esperado o indisponibilidad forzada (U), se define como el número total de horas promedio por año durante las cuales no será posible proporcionar el servicio de energía eléctrica en un equipo del sistema de distribución.

8.10.4. Metodologías para el estudio de confiabilidad

Para el estudio de la confiabilidad en los sistemas de distribución se ha basado en tres metodologías que se describirán a continuación:

8.10.5. Método de simulación de Montecarlo (MCS)

Este método es una técnica probabilística en la que se estiman los índices mediante la simulación del proceso real y el comportamiento aleatorio del sistema. Este método realiza un muestreo aleatorio del sistema, donde la simulación de las condiciones tomadas aleatoriamente se los realiza con el uso de flujos de carga y el resultado de la simulación son funciones de

distribución de las variables de interés con los cuales se puede calcular el índice de confiabilidad [14].

El mayor inconveniente con este método MCS es la gran cantidad de experimentos que se debe realizar con el fin de lograr un nivel aceptable de exactitud de los índices de rendimiento [14].

Este método se clasifica de la siguiente manera como se indica en la siguiente Figura:

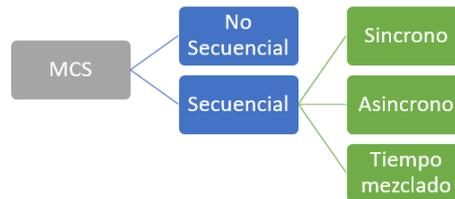


Figura 8.9. Clasificación del MSC [14].

MCS se puede aplicar de manera secuencial o no secuencial, según la cronología con la que realicen la simulación. Los métodos secuenciales simulan el comportamiento del sistema con secuencia temporal, en cambio, los métodos no secuenciales efectúan un muestreo aleatorio sobre el espacio de estados del sistema en el período de interés del análisis, sin considerar la cronología de los eventos [14].

8.10.6. Método de frecuencia & duración

Esta metodología es muy utilizada en procesos de evaluación de la confiabilidad de redes eléctricas y es la aplicación de los conjuntos de cortes para obtener índices de confiabilidad (frecuencia y duración de fallas). Utilizando el criterio de éxito en la continuidad de servicio para los puntos de interés [15].

En este método cada componente se considera como un “bloque” que se define con los siguientes parámetros: λ es la tasa o frecuencia de fallas, generalmente expresada en [fallas/año], y r es el tiempo medio para reparación o duración de las fallas, generalmente expresado en [horas].

Conexión serie

Todos sus componentes deben operar para que el sistema tenga éxito, o solamente uno necesita fallar para que el sistema falle [15].

Las ecuaciones para reducir la red se expresa:

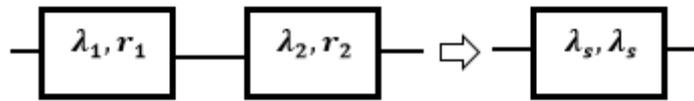


Figura 8.10. Conexión serie [13].

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (8.4)$$

$$r_s = \frac{(\lambda_1 * r_1 + \lambda_2 * r_2)}{\lambda_1 + \lambda_2} \quad (8.5)$$

Conexión en paralelo

Un componente necesita trabajar para que el sistema tenga éxito, o todos deben fallar para que el sistema falle.

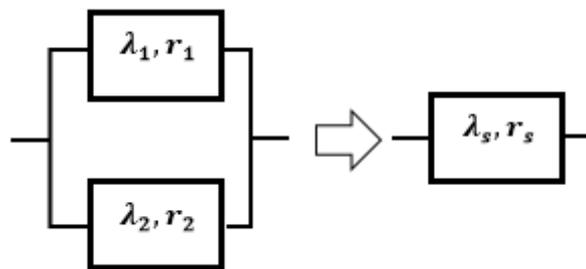


Figura 8.11. Conexión en paralelo [13].

$$\lambda_r = \lambda_1 * \lambda_2 * (r_1 + r_2) \quad (8.6)$$

$$r_p = \frac{(r_1 * r_2)}{(r_1 + r_2)} \quad (8.7)$$

Esta técnica es empleada para la evaluación de la disponibilidad o la indisponibilidad de un componente o sistema. La indisponibilidad U de cualquier componente o del sistema se expresa como:

$$U = \lambda * r \quad (8.8)$$

Donde U generalmente se expresa en [horas de indisponibilidad/año]. Si este resultado se divide por 8760 horas se obtendrá su valor en probabilidad.

8.10.7. Método de la Cadena de Markov

El método de Markov permite obtener, con excelente precisión, la probabilidad de que el sistema resida en cualquiera de sus estados posibles, no la probabilidad de falla en un punto del sistema [15].

En una red eléctrica, ya sea de distribución o transmisión, cada uno de sus elementos es reemplazable o reparable al momento de fallar, dependiendo de la naturaleza del elemento. De esta manera se establece una condición de operación normal del sistema o parte de la red afectada [15].

8.10.8. Modelo de dos estados como una cadena de Markov

La secuencia de fallas y reparaciones de un componente reparable define un proceso aleatorio que se puede representar como una cadena de Markov de dos estados discretos y tiempo continuo cuya representación se muestra en la Figura 8.12.

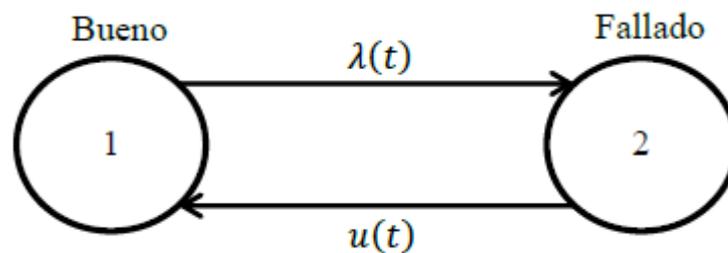


Figura 8.12. Modelo de Cadena de Markov de dos estados para un componente reparable [15].

Donde las tasas de falla y reparación se definen a partir de los tiempos esperados para la salida de un componente del sistema o su tiempo esperado de restauración, como se presenta en las ecuaciones 8.9 y 8.10 respectivamente.

De 1 a 2 tasa de fallas

$$\lambda(t) = \frac{1}{E(ttf)} \quad (8.9)$$

De 2 a 1 tasa de reparaciones

$$\mu(t) = \frac{1}{E(ttr)} \quad (8.10)$$

Modelo matemático

Generalizando el sistema de ecuaciones obtenida para n estados se tiene el sistema en la ecuación 8.11.

$$\overline{P}(t) = H^t * \overline{P}(t) \quad (8.11)$$

Donde:

$\overline{P}(t)$ = Es el vector fila de las probabilidades de cada uno de los estados como función de tiempo.

$\overline{P}(t)$ = es el vector fila de las derivadas con respecto al tiempo de las probabilidades de cada uno de los estados como función del tiempo.

H^t = es la matriz estocástica transpuesta de tasas de transición entre estados.

La matriz H es el generador infinitesimal de la cadena y sus términos se definen como muestra en la ecuación 8.12:

$$H = \begin{bmatrix} h_{11}(t) & h_{11}(t)\dots & h_{1n}(t) \\ h_{21}(t) & h_{22}(t)\dots & h_{2n}(t) \\ h_{n1}(t) & h_{2n}(t)\dots & h_{nn}(t) \end{bmatrix} \quad (8.12)$$

Donde:

$h_{ii}(t)$ = Es el negativo de la sumatoria de todas las tasas de transición que salen del estado i.

$h_{ij}(t)$ = Es la tasa de la transición que sale del estado i al estado j.

Cada una de las filas de la matriz H debe sumar 0.0.

H no necesariamente es simétrica ya que $h_{ij}(t)$ no tiene que ser igual a $h_{ji}(t)$.

La solución del sistema de ecuaciones diferenciales presentado en la ecuación 8.11 entrega las probabilidades de cada estado en función del tiempo.

Solución analítica de la cadena de Markov homogénea exponencial

En este modelo todos los tiempos de transición entre estados están distribuidos exponencialmente, por lo cual, todas las tasas de transición entre estados son constantes ya que los tiempos de transición entre estados son estacionarios e independientes. Así en la ecuación 8.13, T es una matriz de coeficientes constantes.

$$H = \begin{bmatrix} h_{11} & h_{11}\dots & h_{1n} \\ h_{21} & h_{22}\dots & h_{2n} \\ h_{n1} & h_{2n}\dots & h_{nn} \end{bmatrix} = T \quad (8.13)$$

El modelo matemático $\overline{P}(t) = H^t * \overline{P}(t)$ corresponde a un sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias lineales de coeficientes constantes cuya solución es independiente de las condiciones iniciales.

Este sistema de ecuaciones se resuelve mediante cualquiera de los métodos numéricos que aplican en la solución de sistemas de ecuaciones diferenciales. El análisis de valores propios de la matriz H indica si el modelo implementado tiene solución convergente o divergente.

8.11. Regulación Arconel 005/18 calidad del servicio eléctrico de distribución y comercialización de energía eléctrica [16]

8.11.1. Objetivo

El objetivo de la presente regulación es establecer los indicadores, índices y límites de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica; y, definir los procedimientos de medición, registro y evaluación a ser cumplidos por las empresas eléctricas de distribución y consumidores, según corresponda.

8.11.2. Aspectos de calidad

La regulación ARCONEL 005/18 establece que la evaluación de la prestación del servicio de energía eléctrica se efectuara considerando los siguientes índices e indicadores:

- Calidad del producto
- Calidad del servicio técnico
- Calidad del servicio comercial

En el presente trabajo se analizará con más énfasis la calidad del servicio técnico.

8.11.3. Calidad del servicio técnico

Los aspectos que comprende la calidad del servicio técnico están relacionados con la evaluación sobre la base de la frecuencia y la duración total de interrupciones del suministro de energía eléctrica que afectan a los consumidores. Los aspectos que abarca en la calidad del servicio técnico son:

- Consideraciones generales
- Indicadores globales

8.11.4. Consideraciones generales

Identificación de las interrupciones

Tanto para el cálculo de los límites globales, así como los indicadores individuales definidos para la evaluación de la calidad de servicio técnico, la distribuidora deberá disponer de la información relacionada de cada una de las interrupciones con al menos los siguientes aspectos:

- a) Fecha, hora de inicio y hora de finalización de la interrupción;
- b) Duración, causa y origen de la interrupción;
- c) Potencia nominal (kVA) desconectada por la interrupción;
- d) Numero e identificación de los consumidores afectados por la interrupción; y,
- e) Equipos operados a consecuencia de la interrupción.

Registro y clasificación de las interrupciones

Todas las interrupciones deberán ser registradas de acuerdo a los siguientes atributos:

- a) Por su duración
 - Breves: de duración igual o menor a tres (3) minutos.
 - Largas: de duración mayor a tres minutos (3) minutos.
- b) Por su origen
 - Internas: originadas en el sistema de distribución de la distribuidora y de responsabilidad de la empresa de distribución.
 - Externas: originadas por su generador, por el transmisor, por suspensiones generales del servicio, por otra distribuidora o por un consumidor.
- c) Por su causa
 - Programadas: mantenimiento, ampliaciones, mejoras, maniobras, otras.
 - No programadas: climáticas, ambientales, fallas en la red eléctrica, terceros, otras.

Determinación del tipo de alimentador

La determinación del tipo de alimentador se realiza conforme a la siguiente ecuación:

$$TA = \frac{KVA_{inst j}}{Km_j} \quad (8.14)$$

Donde:

TA = Tipo de alimentador (kVA/km).

kVA_{ist j} = Potencia nominal instalada total de los transformadores de distribución del alimentador “j”, expresado en kVA.

km_j = Sumatoria de la longitud de línea monofásica, bifásica y trifásica del alimentador “j”, expresado en km.

Los alimentadores serán clasificados según la siguiente tabla:

Tabla 8.1. Clasificación de los alimentadores [16].

| Tipo de alimentador | Valor |
|---------------------|--------------|
| Baja densidad | $TA < 50$ |
| Alta densidad | $TA \geq 50$ |

La distribuidora deberá actualizar los valores de TA anualmente y la clasificación de los alimentadores, previo a la evaluación de los indicadores de calidad de servicio técnico.

8.11.5. Indicadores globales

Criterio para el cálculo de kVA desconectados

Se consideraran todas las interrupciones que se presentan a lo largo de todo el alimentador de MV, así como las interrupciones que se produzcan en los bornes de BV de todos los transformadores de distribución (MV/BV). Para este último tipo de interrupciones, en caso de transformadores trifásicos que no queden totalmente desconectado, el valor de kVA fuera de servicio debe ser considerado como:

- El valor trifásico dividido para tres (3), para interrupciones producto de fallas monofásicas.
- El valor trifásico multiplicado por dos tercios (2/3), para interrupciones producto de fallas bifásicas.

Indicadores

Los indicadores a calcularse son los siguientes:

- a) Frecuencia Media de Interrupción (FMIK), el cual representa el promedio de veces que cada KVA nominal Instalado sufrió una interrupción de servicio, durante el periodo de control (mensual o anual), calculado de la siguiente manera:

$$FMIK_j = \frac{KVA_I}{KVA_{Ti}} \quad (8.15)$$

$$FMIK = \sum_i FMIK_i \quad (8.16)$$

- b) Tiempo Total de interrupción (TTIK), el cual representa el tiempo promedio, expresado en horas, en que cada KVA nominal instalado estuvo fuera de servicio, durante el periodo de control (mensual o anual), calculado de la siguiente manera:

$$TTIK_i = \frac{KVA_i * t_i}{KVA_{Ti}} \quad (8.17)$$

$$TTIK = \sum_i TTIK_i \quad (8.18)$$

Donde:

$FMIK_i$ = Frecuencia Media de Interrupción por KVA nominal instalado por interrupción.

$TTIK_i$ = Tiempo Total de Interrupción por KVA nominal instalado por interrupción.

KVA_i = KVA nominales fuera de servicio en el sistema de distribución debido a la interrupción i .

KVA_{Ti} = KVA nominales instalados en la red o alimentador registrados en el instante de la interrupción i .

t_i = Tiempo de duración de la interrupción i , en horas.

Límites

En la tabla 8.2 se muestran los valores máximos admisibles de los índices globales de calidad de servicio técnico, para un periodo de evaluación de doce (12) meses continuos del año calendario (enero a diciembre), tendrán los siguientes límites:

Tabla 8.2. Límites para la calidad de servicio técnico - índices globales [16].

| Índice | Red | Alimentador | |
|--------|-----|---------------|---------------|
| | | Alta densidad | Baja densidad |
| FMIK | 6 | 7 | 9,5 |
| TTIK | 8 | 10 | 16 |

8.12. Normas para la conexión de la generación distribuida

La generación distribuida se ha convertido en un centro atractivo para la explotación de la energía eléctrica que se originan de las fuentes de energías renovables no convencionales. Para ello a nivel mundial se han desarrollado normas, reglamentos, regulaciones que permiten impulsar el uso y la correcta conexión de las fuentes de energías renovables no convencionales.

8.12.1. Regulación no. arconel-004/15 “requerimientos técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución [17]”

Esta regulación proporciona los criterios y requerimientos técnicos con la conexión de los generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución, con el fin de no disminuir la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico, en la zona de influencia del generador, mantener en todo momento los niveles de corrientes y voltajes del sistema dentro de sus rangos admisible; y, asegurar la operación eficiente y segura de la red eléctrica.

8.12.2. Norma IEEE 1547 “standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces [18]”

Esta norma proporciona especificaciones técnicas y la prueba de la interconexión e interoperabilidad de los recursos de energía distribuida (GD) con interfaces de sistemas de energía eléctrica asociada.

Especificaciones técnicas de Interconexión y Requisitos De Rendimiento

Las especificaciones técnicas y los requisitos de rendimiento especificados aquí son universalmente necesarios para la interconexión e interoperabilidad de GD y serán suficientes para la mayoría de las instalaciones. La aplicabilidad de ciertas especificaciones y requisitos depende de las consideraciones de la aplicación.

Sincronización

La norma dispone que la GD deberá ser paralelo al área del sistema de energía eléctrica SEP sin causar cambios escalonados en el voltaje RMS en el punto común de conexión PCC que exceda el 3% del nominal cuando el punto común de conexión PCC está en media tensión, o excediendo el 5% del nominal cuando el punto común de conexión PCC está a bajo voltaje.

Tabla 8.3. Límites de los parámetros de sincronización para la interconexión entre un GD y SEP [18].

| Capacidad de la unidad de GD (kVA) | Diferencia de frecuencia (Δf , Hz) | Diferencia de voltaje (ΔV , %) | Diferencia de ángulo de fase ($\Delta \phi$, °) |
|------------------------------------|---|---|---|
| 0 - 500 | 0,3 | 10 | 20 |
| > 500 - 1 500 | 0,2 | 5 | 15 |
| > 1 500 | 0,1 | 3 | 10 |

Respuesta a las condiciones anormales del sistema de energía eléctrica (SEP)

Pueden surgir condiciones anormales en el sistema de energía eléctrica SEP al cual la GD responderá adecuadamente para contribuir a la seguridad del personal de mantenimiento de servicios públicos y al público en general, así como a evitar daños al equipo conectado al sistema de energía eléctrico.

Requisitos obligatorios de disparo de voltaje

Cuando cualquier voltaje aplicable es menor que un umbral de sub-voltaje, o mayor que un umbral de sobre-voltaje, como se define en este numeral, el GD dejará de energizar el sistema de energía eléctrico SEP y se disparará dentro del tiempo de reconexión respectivo como se indica. Cuando los umbrales de disparo de sub-voltaje y sobre-voltaje los tiempos de reconexión deben ser ajustables en los rangos de ajustes permitidos especificados en la Tabla 8.4 para el desempeño operativo anormal Categoría I, Tabla 8.5 para Categoría II, o Tabla 8.6 para Categoría III. A menos que se especifique lo contrario por el sistema de energía eléctrico, se utilizarán las configuraciones predeterminadas.

Tabla 8.4. Respuesta a voltajes anormales para la GD en operación anormal Categoría I [18].

| Deberá disparar - Categoría I | | | | |
|--------------------------------------|--|-------------------------------|---|-------------------------------|
| Función de disparo | Configuración por defecto | | Rangos de configuraciones permitidas | |
| | Voltaje (p.u. de voltaje nominal) | tiempo (s) de limpiado | Voltaje (p.u. de voltaje nominal) | tiempo (s) de limpiado |
| OV2 | 1.20 | 0.16 | fijado en 1.20 | fijado en 0.16 |
| OV1 | 1.10 | 2.0 | 1.10 - 1.20 | 1.0 - 13.0 |
| UV1 | 0.70 | 2.0 | 0-0 - 0.88 | 2.0 - 21.0 |
| UV2 | 0.45 | 0.16 | 0.0 - 0.50 | 0.16 - 2.0 |

Tabla 8.5. Respuesta a voltajes anormales para la GD en operación anormal Categoría II [18].

| Deberá disparar - Categoría II | | | | |
|---------------------------------------|--|-------------------------------|---|-------------------------------|
| Función de disparo | Configuración por defecto | | Rangos de configuraciones permitidas | |
| | Voltaje (p.u. de voltaje nominal) | tiempo (s) de limpiado | Voltaje (p.u. de voltaje nominal) | tiempo (s) de limpiado |

| | | | | |
|-----|------|------|----------------|----------------|
| OV2 | 1.20 | 0.16 | fijado en 1.20 | fijado en 0.16 |
| OV1 | 1.10 | 2.0 | 1.10 - 1.20 | 1.0 - 13.0 |
| UV1 | 0.70 | 2.0 | 0-0 - 0.88 | 2.0 - 21.0 |
| UV2 | 0.45 | 0.16 | 0.0 - 0.50 | 0.16 - 2.0 |

Tabla 8.6. Respuesta a voltajes anormales para la GD en operación anormal Categoría III [18].

| Deberá disparar - Categoría III | | | | |
|--|--|-------------------------------|---|-------------------------------|
| Función de disparo | Configuración por defecto | | Rangos de configuraciones permitidas | |
| | Voltaje (p.u. de voltaje nominal) | tiempo (s) de limpiado | Voltaje (p.u. de voltaje nominal) | tiempo (s) de limpiado |
| OV2 | 1.20 | 0.16 | fijado en 1.20 | fijado en 0.16 |
| OV1 | 1.10 | 13.0 | 1.10 - 1.20 | 1.0 - 13.0 |
| UV1 | 0.88 | 21.0 | 0-0 - 0.88 | 21.0 - 50.0 |
| UV2 | 0.50 | 2.0 | 0.0 - 0.50 | 2.0 - 21.0 |

Frecuencia

Requisitos obligatorios de desconexión de la frecuencia

Cuando la frecuencia del sistema está en un rango dado en la Tabla 8.7, y la componente de frecuencia fundamental de la Voltaje en cualquier fase es mayor que 30% de la nominal, la GD dejará de energizar al SEP y se disparará dentro del tiempo de reconexión indicado. El operador del SEP debe especificar las configuraciones de disparo por sub-frecuencia y sobre-frecuencia en coordinación con los requisitos del coordinador regional de confiabilidad.

Tabla 8.7. Respuesta a frecuencias anormales para la GD en operación anormal Categoría I, Categoría II y Categoría III [18].

| Función de disparo | Configuración por defecto | | Rangos de configuraciones permitidas | |
|---------------------------|----------------------------------|-------------------------------|---|-------------------------------|
| | Frecuencia (Hz) | tiempo (s) de limpiado | Frecuencia (Hz) | tiempo (s) de limpiado |
| OF2 | 62.0 | 0.16 | 61.8 – 66.0 | 0.16 – 1000.0 |
| OF1 | 61.2 | 300.0 | 61.0 – 66.0 | 180.0 - 1000.0 |
| UF1 | 58.5 | 300.0 | 50.0 – 59.0 | 180.0 - 1000.0 |
| UF2 | 56.5 | 0.16 | 50.0 - 57.0 | 0.16 - 1000 |

Interrupciones a ser consideradas

Para el cálculo de los índices de calidad la regulación considerar todas las interrupciones del sistema con una duración mayor a 3 minutos, incluyendo las de origen externo, debidas a fallas en transmisión, no serán consideradas las interrupciones con duración igual o menor a 3 minutos.

8.13. Índice de confiabilidad de la red

Los índices de confiabilidad intentan medir la continuidad del suministro, es decir, el número de veces que se ve interrumpido y por cuánto tiempo. Según la importancia que se dé a uno de estos factores respecto al otro, los índices escogidos y la forma de calcularlos son de suma importancia en una posible regulación de la continuidad de suministro [19].

La confiabilidad de un sistema de distribución de energía eléctrica se valora por medio de índice de confiabilidad en los puntos de carga. Los puntos de carga se pueden acumular para obtener los índices a nivel de alimentador primario, subestación de distribución o sistemas total [20].

A continuación, se señalan los principales índices de confiabilidad en redes eléctricas de distribución:

8.13.1. Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI)

El índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema indica la frecuencia con la que el cliente promedio experimenta una interrupción prolongada durante un período de tiempo determinado. Matemáticamente, se expresa en las ecuaciones (8.19 y 8.20).

$$SAIFI = \frac{\text{Numero de interrupciones a los usuarios}}{\text{Numero total de usuarios atendidos}} \quad (8.19)$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \frac{\text{Interrupciones}}{\text{año.cliente}} \quad (8.20)$$

Donde:

λ_i : es el tiempo de interrupción anual del punto de carga i .

N_i : el número de usuarios de punto de carga i .

8.13.2. Índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI)

Este índice indica la duración total de la interrupción para el cliente promedio durante un período de tiempo determinado. Es comúnmente medido en minutos de cliente o horas de interrupción del cliente. Matemáticamente, se expresa en las ecuaciones (8.21 y 8.22) [21].

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones}}{\text{Numero total de usuarios atendidos}} \quad (8.21)$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \frac{\text{horas}}{\text{año.cliente}} \quad (8.22)$$

Donde:

U_i : es el tiempo de interrupción anual del punto de carga i .

N_i : es el número de usuarios del punto de carga i .

8.13.3. Índice de frecuencia de interrupción promedio del cliente (CAIFI)

Este índice proporciona la frecuencia promedio de interrupciones sostenidas para aquellos clientes que experimentan interrupciones sostenidas. El cliente se cuenta una vez, independientemente del número de veces interrumpido para este cálculo. Matemáticamente, se expresa en las ecuaciones (8.23 y 8.24) [21].

$$CAIFI = \frac{\text{Numero de interrupciones a los usuarios}}{\text{Numero total de usuarios afectados}} \quad (8.23)$$

$$CAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum (\text{usuarios afectados})} \frac{\text{interrupciones}}{\text{año.cliente afectados}} \quad (8.24)$$

Donde:

λ_i : es la tasa de fallas del punto de carga i .

N_i : El número de usuarios de punto de carga i .

8.13.4. Índice de duración de interrupción promedio del cliente (CAIDI)

Este índice representa el tiempo promedio requerido para restaurar el servicio. Matemáticamente, se expresa en las ecuaciones (8.25 y 8.26) [21].

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de interrupcion}}{\text{Numero total de interrupciones}} \quad (8.25)$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \frac{\text{Horas}}{\text{interupcion}} \quad (8.26)$$

8.13.5. Índice de disponibilidad de servicio promedio (ASAI)

El índice de disponibilidad de servicio promedio representa la fracción de tiempo (a menudo en porcentaje) que un cliente ha recibido energía durante el período de informe definido. Matemáticamente, se expresa en la ecuación (8.27) [21].

$$ASAI = \frac{N_T * 8760 - \sum_{i=1}^n U_i * N_T}{N_T * 8760} \quad (8.27)$$

Donde:

I: Interrupción i-exima.

U_i : es el tiempo de interrupción anual del punto de carga i.

N_T : es el número total de usuarias.

8.13.6. Energía no Suministrada

Indica la cantidad de energía que no fue suministrada debido a las interrupciones o fallas.

Matemáticamente, se expresa en la ecuación (8.28) [21].

$$ENS = \sum_{i=1}^n L_i * U_i \frac{MWh}{año} \quad (8.28)$$

Donde:

L_i : Es la demanda del punto de carga i.

8.13.7. Energía no suministrada por cliente

Este índice también puede ser referido como AENS y consiste en la energía no suministrada por el sistema para al número de clientes a los que abastece. Matemáticamente, se expresa en la ecuación (8.29) [21].

$$AENS = \frac{ENS}{N_T} \frac{MWh}{clientes.año} \quad (8.29)$$

8.14. Software

8.14.1. Descripción del Software ETAP 12.6.0 [22].

Para el análisis de la confiabilidad se utilizó el demo del software ETAP 12.6.0 ya que es una herramienta más completa de análisis y control de generación y operación de sistemas eléctricos de distribución e industriales. ETAP 12.6.0 ha sido desarrollada bajo un programa de calidad exigente y es utilizado como software de alto impacto en todo el mundo.



Figura 8.13. Interfaz software ETAP 12.6.0 [22].

ETAP 12.6.0 es un software muy versátil que nos permite realizar los siguientes análisis, que se describen a continuación:

Sistemas de distribución

- Flujo de carga desequilibrada.
- Flujo de potencia óptimo.
- Ubicación optima de compensación reactiva.
- Análisis de confiabilidad.
- Distribución monofásica.

Sistemas de información geográfica

- Mapas GIS.

Sistemas de puesta a tierra

- Método de elementos finitos.
- Método IEEE 80 & 665.

Líneas de transmisión

- Constantes de la línea.
- Capacidad de corriente de la línea.
- Flecha y tensión mecánica.
- Transmisión de alta tensión en CC.

9. HIPÓTESIS

Si se realiza un estudio de factibilidad en la conexión de Generación Distribuida en un alimentador de medio voltaje, entonces se podrá mejorar la calidad de servicio técnico.

10. METODOLOGÍA

Método computacional

Los programas informáticos de análisis eléctricos en la actualidad son una herramienta indispensable para el análisis de sistemas eléctricos de potencia.

“La Generación Distribuida como metodología que permitirá abastecer energía al sistema eléctrico, se simulará a través del Software ETAP 12.6.0 que permite modelar un sistema eléctrico. El programa incluye un editor completo de redes y las funciones siguientes:

- Flujo de carga desequilibrada.
- Flujo de potencia óptimo.
- Ubicación óptima de compensación reactiva.
- Análisis de confiabilidad.
- Distribución monofásica.

El programa de análisis de sistemas de potencia eléctricos de distribución ETAP 12.6.0 es una serie de aplicaciones que consta de un editor de red, de módulos de análisis y de bibliotecas de modelos personalizables desde las cuales el usuario puede obtener la solución más eficiente.

El programa fue diseñado para realizar estudios de planeamiento y simular el comportamiento de las redes de distribución en distintas condiciones de funcionamiento y distintos escenarios.

Método Estocástico

Este método consiste en simular en forma probabilística diferentes casos de operación, partiendo de las distribuciones de probabilidad de cada una de los componentes del sistema, donde el más utilizado es el método de Monte Carlo.

La gran razón por la cual estos métodos no han sido utilizados en el pasado es la falta de datos, limitación en los recursos computacionales, aversión al uso de técnicas probabilísticas y la mala interpretación del significado de los criterios probabilísticos e índices de riesgos.

Método de simulación de Monte Carlo

Este método es una técnica probabilística en la que se estiman los índices mediante la simulación del proceso real y el comportamiento aleatorio del sistema. Este método realiza un muestreo aleatorio del sistema, donde la simulación de las condiciones tomadas aleatoriamente se los realiza con el uso de flujos de carga y el resultado de la simulación son funciones de distribución de las variables de interés con los cuales se puede calcular el índice de confiabilidad.

El procedimiento que se utiliza es modelación cronológica (modelación del sistema en el cual se tiene en cuenta la evolución temporal del mismo). Se basa en la generación de múltiples cadenas de estados de período T (periodo de la simulación del estudio), por ejemplo, series anuales que representan la evolución del sistema a lo largo del tiempo y que son evaluadas posteriormente a objeto de obtener patrones e índices del sistema frente a los distintos

requerimientos de sus clientes, considerando adicionalmente sus propias limitaciones e indisponibilidades (mínimos y máximos técnicos, fallas, mantenimientos programados, etc.).

Metodología de frecuencia y duración

Esta metodología es muy utilizada en procesos de evaluación de la confiabilidad de redes eléctricas y es la aplicación de los conjuntos de cortes para obtener índices de confiabilidad (frecuencia y duración de fallas). Utilizando el criterio de éxito en la continuidad de servicio para los puntos de interés. Además este método consiste en representar cada componente del sistema de prueba en bloques, los cuales constan de tres parámetros que lo identifican (tasa de falla, tasa de reparación e indisponibilidad) que permiten realizar un estudio de manera conjunta.

11. ANALISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Descripción del alimentador de prueba de 34 Barras de la IEEE

Topología de la red

El sistema de prueba tomado como referencia es el kersting (Transactions on Power Systems) publicado por la IEEE. De donde se obtuvieron los datos respectivos de cada elemento para el desarrollo la simulación del mismo. En la figura 11.1 se muestra la topología red utilizada para el análisis.

Además se obtuvieron los datos de tasa de falla y tiempo de reparación del paper (An Analytical Approach for Reliability Evaluation of Distribution Systems for Optimal Siting, Sizing and Types of Renewable Distributed Generators) publicado en la IEEE para todos los equipos y generadores eléctricos que se utilizaran en los dos casos de simulación del alimentador de prueba de la IEEE de 34 barras.

En este caso no se realizó la modelación incorporando los reguladores de voltaje puesto que ETAP 12.6.0 no cuenta con un modelo de regulador de voltaje en sus librerías.

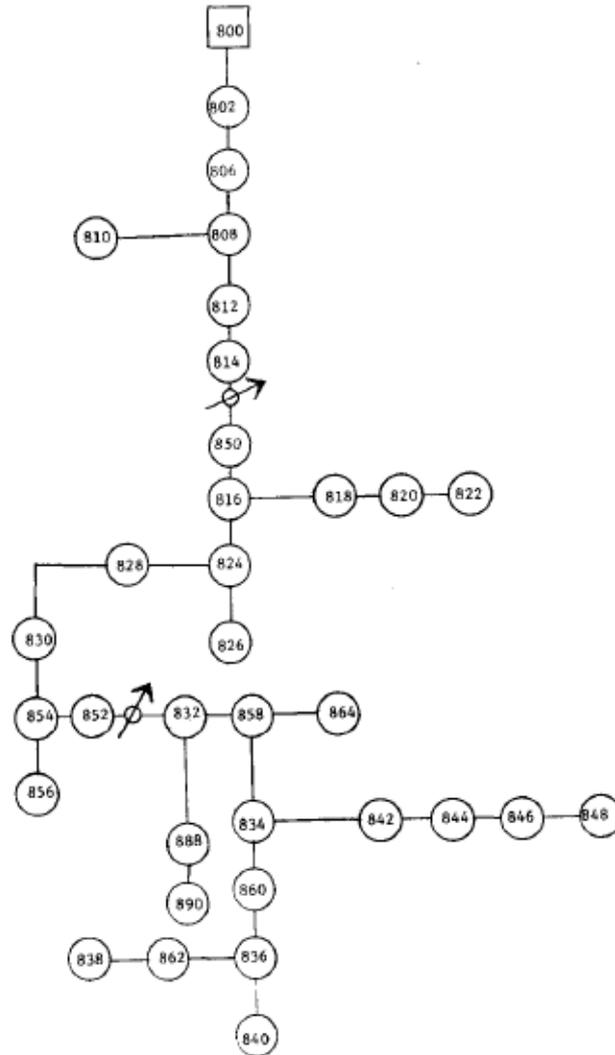


Figura 11.1. Topología de la red [23].

Es importante recalcar que el software ETAP 12.6.0 necesita para el análisis de confiabilidad otros parámetros para los equipos y generadores eléctricos para su simulación como son los tiempos de conmutación y tiempo de remplazo que se toma como referencia del paper (Reliability Evaluation in Distribution and transmission Systems) publicado en la IEEE.

Estos parámetros nos servirán tanto para el análisis del alimentador sin generación distribuida y con la integración de generación distribuida; que serán detallados más adelante.

Caso 1. Análisis de índices de confiabilidad sin generación distribuida.

Caso 2. Análisis de índices de confiabilidad con generación distribuida.

Para análisis de índices de confiabilidad con generación distribuida se debe en cuenta que se va ingresar con dos generadores eólicos de 1 Mw y un generador solar de 0,1 Mw.

Datos de entrada para el alimentador de prueba de 34 barras de la IEEE Distancias de separación entre los conductores de fase y el conductor neutro

La figura 11.2 muestra las distancias de separación entre los conductores de fase y el conductor neutro y la distancia de separación utilizadas para las líneas aéreas.

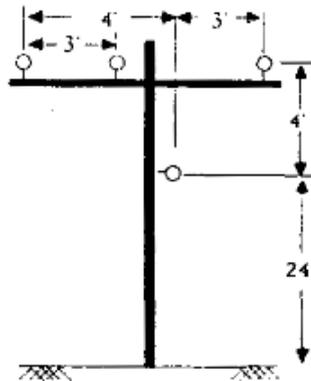


Figura 11.2. Espaciado de líneas aérea [23].

Datos del transformador de la subestación

En la tabla 11.1 se muestra las características del transformador de la subestación que sirve a este alimentador y los cuales nos servirán para la simulación.

Tabla 11.1. Especificaciones del transformador [23].

| DATOS DEL TRANSFORMADOR | | | | | |
|--------------------------------|------|--------------|--------------|-------|-------|
| | KVA | KV - high | KV - low | R - % | X - % |
| Subestación | 2500 | 69 - D | 24,9 - Gr. W | 1 | 8 |
| XFM - 1 | 500 | 24,9 - Gr. W | 4,16 - Gr. W | 1,9 | 4,08 |

Los voltajes de salida del transformador son trifásicos balanceados de 1.03 por unidad y para el estudio en mención se tomará en cuenta los lineamientos de construcción de un alimentador como el calibre del conductor 1/0 ACSR, para la fase y el neutro dependiendo de la configuración.

En la tabla 11.2 se muestra las características del conductor que se utilizara para el alimentador de prueba.

Tabla 11.2. Especificaciones técnicas del conductor [23].

| Conductor | Tipo | Res. (ohm/mi.) | Diam. (in) | GMR (ft) | Amp |
|------------------|-------------|-----------------------|-------------------|-----------------|------------|
| 1/0 | ACSR | 1,120 | 0,398 | 0,00446 | 230 |

Datos de la sección de línea del alimentador de prueba de 34 Barras de IEEE

En la Tabla 11.3 se muestra las diferentes longitudes que existe de barra a barra.

Tabla 11.3. Datos de la sección de línea para este sistema [23].

| Datos de línea | | |
|-----------------------|----------------|---------------------|
| Barra A | Barra B | Longitud(Km) |
| 800 | 802 | 0,786 |
| 802 | 806 | 0,527 |
| 806 | 808 | 9,824 |
| 808 | 810 | 1,769 |
| 808 | 812 | 11,430 |
| 812 | 814 | 9,062 |
| 814 | 850 | 0,003 |
| 816 | 818 | 0,521 |
| 816 | 824 | 3,112 |
| 818 | 820 | 14,676 |
| 820 | 822 | 4,188 |
| 824 | 826 | 0,924 |
| 824 | 828 | 0,256 |
| 828 | 830 | 6,230 |
| 830 | 854 | 0,158 |
| 832 | 858 | 1,494 |
| 832 | 888 | 0,000 |
| 834 | 860 | 0,616 |
| 834 | 842 | 0,085 |
| 836 | 840 | 0,262 |
| 836 | 862 | 0,085 |
| 842 | 844 | 0,411 |
| 844 | 846 | 1,109 |
| 846 | 848 | 0,162 |
| 850 | 816 | 0,094 |
| 852 | 832 | 0,003 |
| 854 | 856 | 7,111 |
| 854 | 852 | 11,226 |
| 858 | 864 | 0,494 |
| 858 | 834 | 1,777 |
| 860 | 836 | 0,817 |
| 862 | 838 | 1,481 |
| 888 | 890 | 3,219 |

En la tabla 11.4 se muestra los datos de las cargas concentradas con su respectiva potencia real y potencia reactiva para cada una de las fases respectivamente, así como también su conexión y su barra en donde se conectan.

Tabla 11.4. Datos de carga para esto sistema [23].

| Barra | CARGA MDL | PH-1 KW | PH-1 KVAR | PH2-2 KW | PH-2 KVAR | PH-3 KW | PH-3 KVAR |
|--------------|------------------|----------------|------------------|-----------------|------------------|----------------|------------------|
| 860 | 1 | 19,91 | 15,94 | 19,91 | 15,94 | 19,91 | 15,94 |
| 840 | 1 | 8,68 | 7,09 | 8,86 | 7,09 | 8,86 | 7,09 |
| 844 | 1 | 133,44 | 106,83 | 133,44 | 106,83 | 133,44 | 106,83 |
| 848 | 1 | 19,45 | 15,57 | 19,45 | 15,57 | 19,45 | 15,57 |
| 890 | 1 | 27,00 | 26,62 | 27,00 | 21,62 | 27,00 | 21,62 |
| TOTAL | | 208,7 | 167,05 | 208,66 | 167,05 | 208,66 | 167,05 |

En la Tabla 11.5 muestra los datos de las cargas distribuidas dadas por su respectiva potencia por fase, en qué barra se conectan, así como también su conexión.

Tabla 11.5. Muestra las cargas distribuidas de la sección de línea [23].

| Barra A | Barra B | CARGA MDL | PH-1 KW | PH-1 KVAR | PH2-2 KW | PH-2 KVAR | PH-3 KW | PH-3 KVAR |
|----------------|----------------|------------------|----------------|------------------|-----------------|------------------|----------------|------------------|
| 802 | 806 | 1 | 0,00 | 0,00 | 31,22 | 16,14 | 26,07 | 13,48 |
| 808 | 810 | 1 | 0,00 | 0,00 | 15,88 | 8,21 | 0,00 | 0,00 |
| 818 | 820 | 1 | 33,90 | 17,52 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 820 | 822 | 1 | 135,53 | 70,07 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 816 | 824 | 1 | 0,00 | 0,00 | 0,39 | 0,20 | 0,00 | 0,00 |
| 824 | 826 | 1 | 0,00 | 0,00 | 41,93 | 21,68 | 0,00 | 0,00 |
| 824 | 828 | 1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 2,78 | 1,44 |
| 828 | 830 | 1 | 6,18 | 3,20 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 854 | 856 | 1 | 0,00 | 0,00 | 3,71 | 1,92 | 0,00 | 0,00 |
| 832 | 858 | 1 | 6,68 | 3,45 | 1,08 | 0,56 | 5,35 | 2,77 |
| 858 | 964 | 1 | 0,63 | 0,33 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 858 | 834 | 1 | 3,99 | 2,06 | 12,55 | 6,49 | 12,82 | 6,63 |
| 834 | 860 | 1 | 15,66 | 8,09 | 20,86 | 10,78 | 111,15 | 57,46 |
| 860 | 836 | 1 | 27,37 | 14,15 | 10,55 | 5,45 | 42,05 | 21,74 |
| 836 | 840 | 1 | 17,49 | 9,04 | 21,81 | 11,27 | 0,00 | 0,00 |
| 862 | 838 | 1 | 27,61 | 14,27 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 842 | 844 | 1 | 9,12 | 4,71 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 844 | 846 | 1 | 0,00 | 0,00 | 24,59 | 12,71 | 22,23 | 11,49 |
| 846 | 848 | 1 | 0,00 | 0,00 | 22,62 | 11,70 | 0,00 | 0,00 |
| TOTAL | | | 284,16 | 146,89 | 207,19 | 107,11 | 222,45 | 115,01 |

En las tablas 11.6 y 11.7 se indican los parámetros de cada elemento de un sistema eléctrico de potencia con sus respectivas fallas y las horas de reparación, esto datos se utilizaran para realizar el estudio de confiabilidad del alimentador de prueba de la IEEE de 34 barras.

Tabla 11.6. Datos de confiabilidad para cada equipo del sistema [24] [25] .

| Datos de línea | | | | |
|------------------------|--|---------------------------|------------------------------------|----------------------------------|
| Componentes | λ (Fallas/año) | r (hora/falla) | Tiempo de reemplazo | Tiempo de conmutación |
| Subestación | 0,0071 | 108 | 2 | 20 |
| Transformador | 0,015 | 10 | 10 | |
| Línea | 0,0025 | 11 | 11 | 8 |
| Interruptor automático | 0,006 | 4 | 4 | 50 |
| Seccionador | 0,006 | 4 | 4 | 50 |
| Barras | 0,015 | 6 | 6 | |
| Cargas | 0,02 | 50 | 10 | |

Tabla 11.7. Datos de confiabilidad para las fuentes de generación [24].

| Datos de las Fuentes de Generación | | |
|---|--|--|
| Tipo de Generación | Unidades de Generación solar PV | Unidades de Generación eólica |
| MTTF (horas) | 4380 | 1920 |
| MTTR (horas) | 90 | 80 |
| FOR | 4% | 4% |
| Potencia Máxima | 100 W/unit | 1,25 MW/unit |
| Cut-in speed | - | 2,8 m/s |
| Cut-out speed | - | 2,3 m/s |

Validación del modelo de prueba de la IEEE de 34 barras mediante flujos de potencia

En la tabla 11.8 se muestran los valores de voltaje en porcentaje en los nodos del sistema de prueba; obtenidos mediante corrida de flujo de potencia balanceado en el software ETAP 12.6.0 mismos que fueron validados con los resultados obtenidos en el software NEPLAN 5.45; en el cual se puede observar un error del 2,74% perteneciente a la barra 890 que es la diferencia más grande, debido a que los dos programas empleados para el análisis manejan distintos parámetros de entrada.

Tabla 11.8. Validación de modelo de prueba de la IEEE de 34 barras.

| EQUILIBRADO CAIDAS DE VOLTAJE | | | | | | | | |
|--------------------------------------|---------------------|-----------------------|--------------------|-------------------------------|-----------------------|--------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| Informe Crítico ETAP 12.6.0 | | | | Informe Crítico NEPLAN | | | ERROR | |
| BARRAS | NOMINAL (KV) | Operativa (KV) | % Operativo | BARRAS | Operativa (KV) | % Operativo | ETAP 12.6.0 / NEPLAN (%) | ETAP 12.6.0 / NEPLAN (kV) |
| 890 | 4,16 | 3,49 | 83,8 | 890 | 3,37 | 81,09 | 2,74% | 0,114 |
| 838 | 24,90 | 22,28 | 89,5 | 838 | 21,86 | 87,81 | 1,65% | 0,411 |
| 840 | 24,90 | 22,28 | 89,5 | 840 | 21,87 | 87,82 | 1,64% | 0,409 |
| 848 | 24,90 | 22,28 | 89,5 | 848 | 21,86 | 87,8 | 1,66% | 0,414 |
| 846 | 24,90 | 22,28 | 89,5 | 846 | 21,86 | 87,8 | 1,66% | 0,414 |
| 862 | 24,90 | 22,28 | 89,5 | 862 | 21,87 | 87,82 | 1,64% | 0,409 |
| 836 | 24,90 | 22,28 | 89,5 | 836 | 21,87 | 87,82 | 1,64% | 0,409 |
| 844 | 24,90 | 22,28 | 89,5 | 844 | 21,87 | 87,82 | 1,65% | 0,412 |
| 860 | 24,90 | 22,28 | 89,5 | 860 | 21,87 | 87,83 | 1,65% | 0,411 |
| 842 | 24,90 | 22,29 | 89,5 | 842 | 21,87 | 87,85 | 1,65% | 0,411 |
| 834 | 24,90 | 22,29 | 89,5 | 834 | 21,88 | 87,86 | 1,65% | 0,410 |
| 864 | 24,90 | 22,34 | 89,7 | 864 | 21,93 | 88,09 | 1,63% | 0,406 |
| 858 | 24,90 | 22,34 | 89,7 | 858 | 21,93 | 88,09 | 1,63% | 0,406 |
| 832 | 24,90 | 22,39 | 89,9 | 832 | 21,98 | 88,29 | 1,61% | 0,402 |
| 852 | 24,90 | 22,39 | 89,9 | 852 | 21,98 | 88,29 | 1,61% | 0,402 |
| 888 | 4,16 | 3,75 | 90,2 | 888 | 3,67 | 88,24 | 2,00% | 0,083 |
| 854 | 24,90 | 22,83 | 91,7 | 854 | 22,54 | 90,51 | 1,16% | 0,288 |
| 856 | 24,90 | 22,83 | 91,7 | 856 | 22,54 | 90,51 | 1,16% | 0,289 |
| 830 | 24,90 | 22,83 | 91,7 | 830 | 22,54 | 90,54 | 1,16% | 0,288 |
| 828 | 24,90 | 23,12 | 92,9 | 828 | 22,86 | 91,81 | 1,04% | 0,259 |
| 826 | 24,90 | 23,13 | 92,9 | 826 | 22,87 | 91,86 | 1,04% | 0,258 |
| 824 | 24,90 | 23,13 | 92,9 | 824 | 22,88 | 91,87 | 1,03% | 0,256 |
| 822 | 24,90 | 23,20 | 93,2 | 822 | 22,96 | 92,2 | 0,95% | 0,237 |
| 820 | 24,90 | 23,20 | 93,2 | 820 | 22,97 | 92,23 | 0,96% | 0,239 |
| 818 | 24,90 | 23,28 | 93,5 | 818 | 23,03 | 92,51 | 0,97% | 0,242 |
| 816 | 24,90 | 23,28 | 93,5 | 816 | 23,04 | 92,52 | 0,97% | 0,242 |
| 850 | 24,90 | 23,28 | 93,5 | 850 | 23,04 | 92,55 | 0,96% | 0,240 |
| 814 | 24,90 | 23,29 | 93,5 | 814 | 23,04 | 92,55 | 0,96% | 0,240 |
| 812 | 24,90 | 23,70 | 95,2 | 812 | 23,57 | 94,66 | 0,53% | 0,132 |
| 810 | 24,90 | 24,30 | 97,6 | 810 | 24,23 | 97,32 | 0,28% | 0,071 |
| 808 | 24,90 | 24,30 | 97,6 | 808 | 24,23 | 97,32 | 0,28% | 0,071 |

Caso 1. Análisis sin conexión de generación distribuida de los índices de confiabilidad

Para este caso de estudio se consideró que alimentador es radial, esto quiere decir que no existe otro generador donde pueda provenir energía eléctrica. En la figura 11.3 se muestra la simulación utilizada para el análisis sin conexión de generación distribuida.

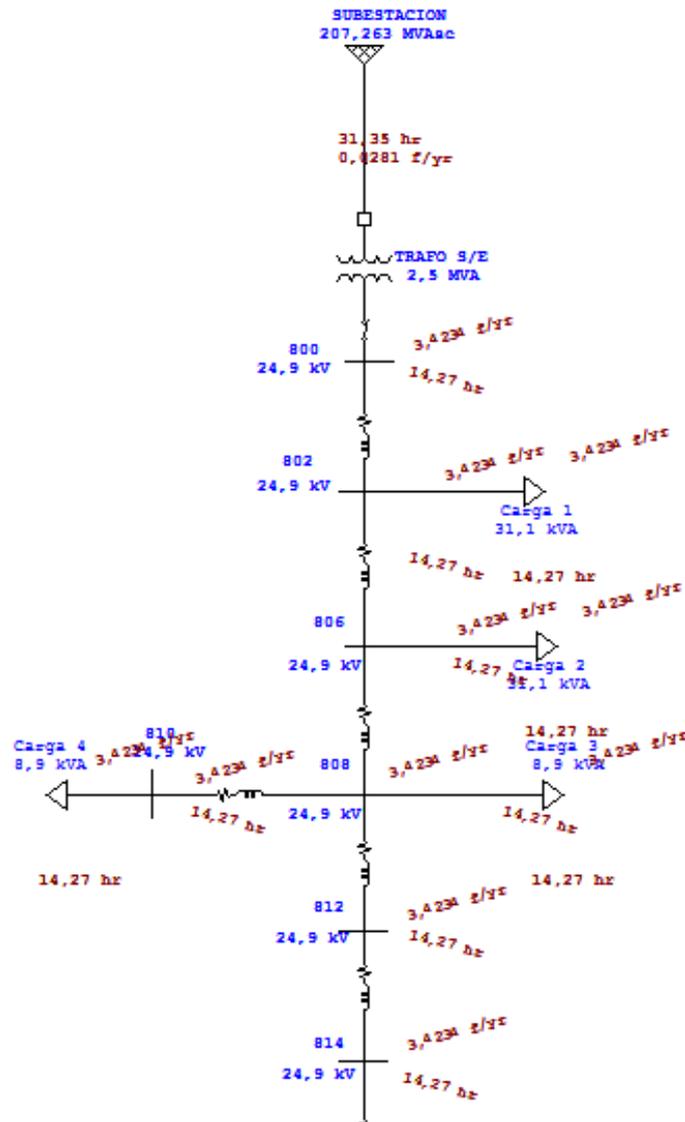


Figura 11.3. Simulación de índices de confiabilidad sin GD.

La evaluación de los índices de confiabilidad se realiza por tramos, en este caso se tiene 28 puntos de carga los cuales van a ser analizados de manera independiente.

A continuación, en las siguientes tablas 11.9, 11.10, 11.11, 11.12 y 11.13 se detallan los parámetros de tasa de fallas y tiempo de reparaciones ingresadas en el software ETAP 12.6.0 que servirán para la obtención de los resultados de todos los índices de confiabilidad del alimentador de prueba de la IEEE de 34 Barras, así mismo se realizara el cálculo manualmente de los índices confiabilidad.

Tabla 11.9. Parámetros Subestación.

| Datos de entrada de la Fuente | | |
|-------------------------------|---------------------------|-----------------|
| Elemento | λ (fallas/año) | (Tr) (horas) |
| S/E | 0,0071 | 130 |

Tabla 11.10. Parámetros transformadores.

| Elemento | λ (fallas/año) | (Tr) (horas) |
|-----------------|----------------------------------|-------------------------------|
| 69/24,5 kv | 0,015 | 20 |
| 24,5/ 4,16 kv | 0,015 | 20 |

Tabla 11.11. Parámetros Interruptores y seccionadores.

| Elemento | λ (fallas/año) | (Tr) (horas) |
|-----------------|----------------------------------|-------------------------------|
| Interruptor | 0,006 | 58 |
| Seccionador | 0,006 | 58 |

Tabla 11.12. Parámetros Barras.

| Elemento | λ (fallas/año) | (Tr) (horas) |
|-----------------|----------------------------------|-------------------------------|
| 69 kv | 0,015 | 12 |
| 24,9 kv | 0,015 | 12 |
| 4,16 kv | 0,015 | 12 |

Tabla 11.13. Parámetros Líneas o Ramales.

| Datos de línea | | |
|-----------------------|----------------------------------|------------------------------|
| Elemento | λ (Fallas/año) | Tr (horas) |
| L1 | 0,0020 | 30 |
| L2 | 0,0105 | 30 |
| L3 | 0,0045 | 30 |
| L4 | 0,0016 | 30 |
| L5 | 0,0021 | 30 |
| L6 | 0,0007 | 30 |
| L7 | 0,0002 | 30 |
| L8 | 0,0037 | 30 |
| L9 | 0,0002 | 30 |
| L10 | 0,0010 | 30 |
| L11 | 0,0028 | 30 |
| L12 | 0,0004 | 30 |
| L13 | 0,0013 | 30 |
| L14 | 0,0246 | 30 |
| L15 | 0,0286 | 30 |
| L16 | 0,0227 | 30 |
| L17 | 0,0000 | 30 |

| | | |
|-----|--------|----|
| L18 | 0,0002 | 30 |
| L19 | 0,0078 | 30 |
| L20 | 0,0023 | 30 |
| L21 | 0,0005 | 30 |
| L22 | 0,0013 | 30 |
| L23 | 0,0367 | 30 |
| L24 | 0,0007 | 30 |
| L25 | 0,0156 | 30 |
| L26 | 0,0004 | 30 |
| L27 | 0,0178 | 30 |
| L28 | 0,0281 | 30 |

En la tabla 11.14 se muestra los datos de carga configurados para cada una de las cargas a simular.

Tabla 11.14.Características de la carga.

| Datos de la carga | | |
|--------------------------|--------------------|-----------------|
| Carga | Potencia kW | Usuarios |
| PC1 | 0,02 | 60 |
| PC2 | 0,02 | 60 |
| PC3 | 0,02 | 60 |
| PC4 | 0,02 | 60 |
| PC5 | 0,02 | 60 |
| PC6 | 0,02 | 60 |
| PC7 | 0,02 | 60 |
| PC8 | 0,02 | 60 |
| PC9 | 0,02 | 60 |
| PC10 | 0,02 | 60 |
| PC11 | 0,02 | 60 |
| PC12 | 0,02 | 60 |
| PC13 | 0,02 | 60 |
| PC14 | 0,02 | 60 |
| PC15 | 0,02 | 60 |
| PC16 | 0,02 | 60 |
| PC17 | 0,02 | 60 |
| PC18 | 0,02 | 60 |
| PC19 | 0,02 | 60 |
| PC20 | 0,02 | 60 |
| PC21 | 0,02 | 60 |
| PC22 | 0,02 | 60 |
| PC23 | 0,02 | 60 |
| PC24 | 0,02 | 60 |

| | | |
|------|------|----|
| PC25 | 0,02 | 60 |
| PC26 | 0,02 | 60 |
| PC27 | 0,02 | 60 |
| PC28 | 0,02 | 60 |

Posteriormente se realiza los cálculos de las fallas para cada tramo, considerando que se debe realizar de manera independiente. En la tabla 11.15 se muestra los parámetros utilizados para cada elemento en la carga 1.

Tabla 11.15. Parámetros por elemento para la carga 1.

| COMPONENTE | λ (fallas/año) | Tr (hrs) |
|-------------------|--|---------------------|
| S/E | 0,0071 | 130 |
| Barra 11 | 0,0150 | 12 |
| Interruptor | 0,0060 | 58 |
| T1 | 0,015 | 20 |
| Seccionador | 0,0060 | 58 |
| Barra 800 | 0,0150 | 12 |
| L1 | 0,0020 | 30 |
| Barra 802 | 0,0150 | 12 |
| PC1 | 0,0200 | 60 |

En la tabla 11.16 se muestra un ejemplo de cálculo para la carga 1 con sus respectivas formulas y se obtiene los siguientes resultados.

Tabla 11.16. Parámetros de confiabilidad Carga 1.

| | |
|---|--|
| <pre> graph TD S/E --> Barra11[Barra 11] Barra11 --> Interruptor Interruptor --> T1 T1 --> Seccionador Seccionador --> Barra800[Barra 800] Barra800 --> L1 L1 --> Barra802[Barra 802] Barra802 --> PC1 </pre> | $\lambda_{sT} = \lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n$ $\lambda_{sT} = 0,0071 + 0,015 + 0,006 + 0,015 + 0,006 + 0,015 + 0,0020 + 0,0015 + 0,02$ $\lambda_{sT} = 0,1011 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$ $r_{sT} = \frac{(\lambda_1 * r_1 + \lambda_2 * r_2 + \dots + \lambda_n * r_n)}{\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n}$ $r_{sT} = \frac{(0,0071*130+0,015*12+0,006*58+0,015*20+0,006*58+0,015*12+0,0020*30+0,015*12+0,02*60)}{0,1011}$ $r_{sT} = 36,7877 \left(\frac{\text{horas}}{\text{fallas}} \right)$ $U_{sT} = \lambda_{sT} * r_{sT}$ $U_{sT} = 0,1011 * 36,7877$ $U_{sT} = 3,7180 \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$ |
|---|--|

Posteriormente se realiza el cálculo para cada una de los 28 puntos de carga del alimentador utilizando el mismo criterio y se obtiene los resultados de la tabla 11.17.

Tabla 11.17. Resultados de los cálculos de los puntos de carga con generación distribuida.

| Análisis de Cargas | | | | | |
|--------------------|---------------------------|--------------------|------------------|----------|---------------|
| Punto de Carga | λ (fallas/año) | r (horas/falla) | U (horas/año) | Usuarios | Carga (Kw) |
| PC1 | 0,1011 | 36,7877 | 3,7180 | 1 | 27,5000 |
| PC2 | 0,1883 | 27,2907 | 5,1375 | 1 | 27,5000 |
| PC3 | 0,7769 | 9,3370 | 7,2543 | 1 | 8,0000 |
| PC4 | 0,9864 | 8,7670 | 8,6474 | 1 | 8,0000 |
| PC5 | 1,0578 | 12,2311 | 12,9385 | 1 | 2,5000 |
| PC6 | 1,1721 | 16,9896 | 19,9142 | 1 | 17,0000 |
| PC7 | 2,1066 | 12,3184 | 25,9499 | 2 | 84,5000 |
| PC8 | 1,3678 | 19,2106 | 26,2762 | 1 | 67,5000 |
| PC9 | 4,4117 | 9,8077 | 43,2691 | 3 | 24,5000 |
| PC10 | 1,5779 | 15,9816 | 25,2173 | 1 | 20,0000 |

| | | | | | |
|------|--------|---------|---------|---|----------|
| PC11 | 2,4671 | 18,3643 | 45,3059 | 2 | 5,5000 |
| PC12 | 2,8882 | 15,2401 | 44,0167 | 2 | 48,5000 |
| PC13 | 1,8050 | 19,8892 | 35,9000 | 1 | 2,0000 |
| PC14 | 1,9823 | 21,2708 | 42,1647 | 1 | 2,0000 |
| PC15 | 2,3404 | 19,1248 | 44,7588 | 1 | 7,5000 |
| PC16 | 2,8634 | 11,6672 | 33,4079 | 1 | 449,8800 |
| PC17 | 5,2664 | 14,8869 | 78,4004 | 3 | 24,5000 |
| PC18 | 3,1184 | 21,9071 | 68,3143 | 1 | 1,0000 |
| PC19 | 4,1656 | 18,9596 | 78,9787 | 2 | 89,0000 |
| PC20 | 3,3630 | 21,1353 | 71,0786 | 1 | 4,5000 |
| PC21 | 5,1872 | 16,0308 | 83,1543 | 3 | 431,9600 |
| PC22 | 3,5636 | 18,3150 | 65,2682 | 2 | 34,0000 |
| PC23 | 3,9145 | 18,1294 | 70,9667 | 2 | 71,5000 |
| PC24 | 5,9643 | 15,1290 | 90,2338 | 3 | 175,0000 |
| PC25 | 4,6676 | 17,5819 | 82,0654 | 2 | 62,0000 |
| PC26 | 3,5530 | 21,3631 | 75,9034 | 1 | 14,0000 |
| PC27 | 3,9073 | 22,8107 | 89,1270 | 1 | 14,0000 |
| PC28 | 5,0808 | 18,2995 | 92,9753 | 2 | 47,0000 |

De los resultados obtenidos en la tabla 11.17 se obtiene un promedio de la frecuencia de falla de 2,85 (fallas/año), tiempo de reparación de 17,81 (horas/fallas) e indisponibilidad de 48,94 (horas/año) los cuales se muestra en las figuras 11.4, 11.5 y 11.6.

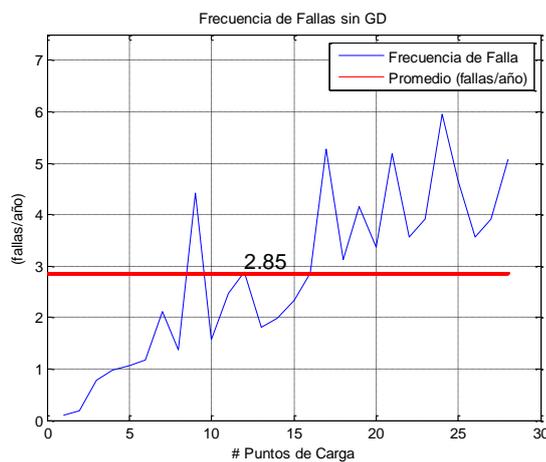


Figura 11.4. Promedio de frecuencia de fallas sin GD.

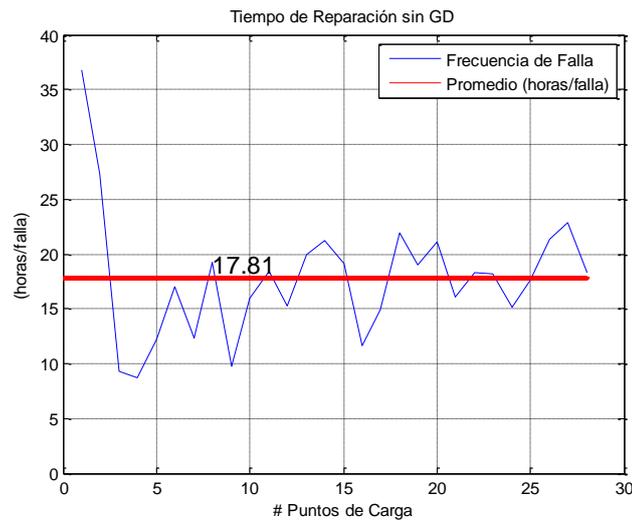


Figura 11.5. Promedio de tiempo de reparación sin GD.

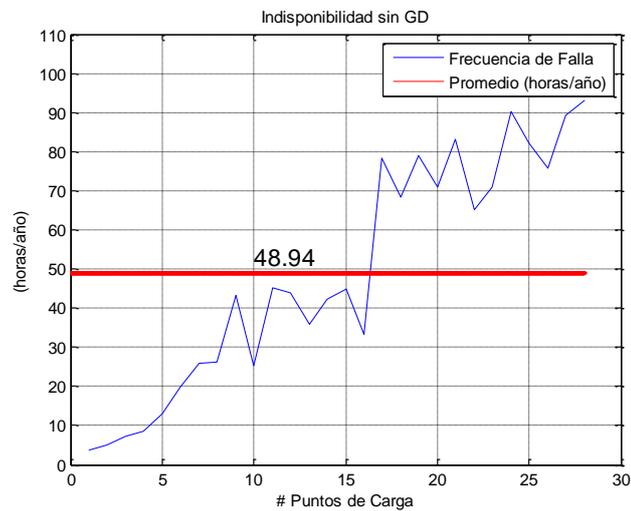


Figura 11.6. Promedio de indisponibilidad sin GD.

Posteriormente se realiza el cálculo de los índices de confiabilidad con los datos obtenidos en la tabla 11.17, que indican la frecuencia de falla, tiempo de reparación, indisponibilidad, número de usuarios y sus respectivas potencias, aplicando las fórmulas expuestas en el numeral 8.13 de la fundamentación científica.

$$SAIFI = \frac{(0,1011 * 1 + 0,1883 * 1 + 0,7769 * 1 + 0,9864 * 1 + 1,0578 * 1 + 1,1721 * 1 + 2,1066 * 2 + 1,3678 * 1 + 4,4117 * 3 + 1,5779 * 1 + 2,4671 * 2 + 2,8882 * 2 + 1,8050 * 1 + 1,9823 * 1 + 2,3404 * 1 + 2,8634 * 1 + 5,2664 * 3 + 3,1184 * 1 + 4,1656 * 2 + 3,3630 * 1 + 5,1872 * 3 + 3,5636 * 2 + 3,9145 * 2 + 5,9643 * 3 + 4,6676 * 2 + 3,5530 * 1 + 3,9073 * 1 + 5,0808 * 2)}{44}$$

$$SAIFI = 3,4172 \frac{\text{fallas}}{\text{clientes} - \text{año}}$$

$$SAIDI = \frac{(36,7977 * 1 + 27,2907 * 1 + 9,3370 * 1 + 8,7670 * 1 + 12,9385 * 1 + 16,9896 * 1 + 12,3184 * 2 + 19,2106 * 1 + 9,8077 * 3 + 15,9816 * 1 + 18,3643 * 2 + 15,2401 * 2 + 19,8892 * 1 + 21,2708 * 1 + 19,1248 * 1 + 11,6672 * 1 + 14,8869 * 3 + 21,9071 * 1 + 18,9596 * 2 + 21,1353 * 1 + 16,0308 * 3 + 18,3150 * 2 + 18,1294 * 2 + 15,1290 * 3 + 17,5819 * 2 + 21,3631 * 1 + 22,8107 * 1 + 18,2995 * 2)}{44}$$

$$SAIDI = 56,0451 \frac{\text{horas}}{\text{clientes} - \text{año}}$$

$$CAIDI = \frac{56,0451}{3,4172}$$

$$CAIDI = 16,4008 \frac{\text{horas}}{\text{interrupciones}}$$

$$ASAI = \frac{(44 * 8760) - (36,7977 * 1 + 27,2907 * 1 + 9,3370 * 1 + 8,7670 * 1 + 12,9385 * 1 + 16,9896 * 1 + 12,3184 * 2 + 19,2106 * 1 + 9,8077 * 3 + 15,9816 * 1 + 18,3643 * 2 + 15,2401 * 2 + 19,8892 * 1 + 21,2708 * 1 + 19,1248 * 1 + 11,6672 * 1 + 14,8869 * 3 + 21,9071 * 1 + 18,9596 * 2 + 21,1353 * 1 + 16,0308 * 3 + 18,3150 * 2 + 18,1294 * 2 + 15,1290 * 3 + 17,5819 * 2 + 21,3631 * 1 + 22,8107 * 1 + 18,2995 * 2)}{(44 * 8760)}$$

$$ASAI = 0,9936$$

$$ASUI = 1 - 0,9936$$

$$ASUI = 0,0064$$

$$ENS = \frac{(3,7180 * 27,5 + 5,1375 * 27,5 + 7,2543 * 8 + 8,6474 * 8 + 12,8385 * 2,5 + 19,9142 * 17 + 25,9499 * 84,5 + 26,2762 * 67,5 + 43,2691 * 24,5 + 25,2173 * 20 + 45,3059 * 5,5 + 44,0167 * 48,5 + 35,9 * 2 + 42,1647 * 2 + 44,7588 * 7,5 + 33,4079 * 449,88 + 78,4004 * 24,50 + 68,3143 * 1 + 78,9787 * 89 + 71,0786 * 4,50 + 83,1543 * 431,96 + 65,2682 * 34 + 70,9667 * 71,5 + 90,2338 * 175 + 82,0654 * 62 + 75,9034 * 14 + 89,1270 * 14 + 92,9753 * 47) * (0,001)}{44}$$

$$ENS = 104,288 \frac{\text{Mwhr}}{\text{año}}$$

$$AENS = \frac{104,288}{44}$$

$$AENS = 2,370 \frac{Mwhr}{cliente - año}$$

En la tabla 11.18 se muestra los índices de confiabilidad obtenidos para el análisis sin conexión de generación distribuida.

Tabla 11.18. Índices de confiabilidad de la red sin GD.

| INDICES DE CONFIABILIDAD | | |
|--------------------------|----------|----------------------|
| SAIFI | 3,4172 | fallas/clientes-año |
| SAIDI | 56,0451 | horas/clientes-año |
| CAIDI | 16,4008 | horas/interrupciones |
| ASAI | 0,9936 | p.u |
| ASUI | 0,006398 | |
| ENS | 104,288 | MWhr/año |
| AENS | 2,370 | MWhr/cliente-año |

La figura 11.7 muestra los índices de confiabilidad de toda la red respectivamente. Estos resultados se obtuvieron al ejecutar la evaluación de confiabilidad con el software ETAP 12.6.0 para comparar con los resultados obtenidos manualmente.

Índices de Sistema

SAIFI 3.4259 f / cliente.yr

SAIDI 56.8287 hr / cliente.yr

CAIDI 16.588 hr / interrupción cliente

ASAI 0.9935 pu

ASUI 0.00649 pu

EENS 104.319 MW hr / yr

ECOST 0.00 \$ / yr

AENS 2.3709 MW hr / customer.yr

IEAR 0.000 \$ / kW hr

SAIFI Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema

SAIDI Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema

CAIDI Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente

ASAI Índice de Disponibilidad de Servicio Promedio

ASUI Índice de No Disponibilidad de Servicio Promedio

EENS Energía Esperada No Sumistrada

ECOST Costo de Interrupción Esperado

AENS Energía No Sumistrada Promedio

IEAR Tasa de Valoración de Interrupción de Energía

Figura 11.7. Índices de confiabilidad sin GD, ETAP 12.06.

Una vez obtenido los valores teóricos y simulados de la red se realiza una comparación entre los resultados como se muestra en la figura 11.8.

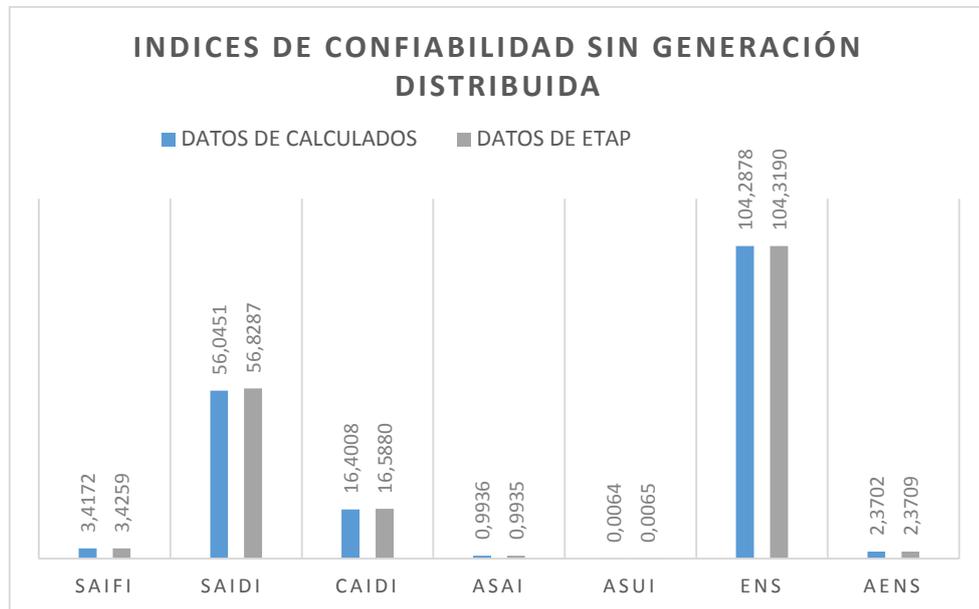


Figura 11.8. Índices de confiabilidad calculados vs la simulación.

Calculo de errores sin GD.

A continuación, se realiza el cálculo del margen de error relativo entre los resultados obtenidos teóricamente y la simulación.

$$E = \frac{X_{calculado} - X_{verdadero}}{X_{verdadero}} * 100\% \quad (11.1)$$

$$E_{SAIFI} = \frac{3,4172 - 3,4259}{3,4259} * 100\% = 0.25\%$$

Tabla 11.19. Calculo de erros sin GD.

| | Error Relativo (%) |
|--------------|---------------------------|
| SAIFI | 0,2539 |
| SAIDI | 1,3789 |
| CAIDI | 1,1285 |
| ASAI | 0,0101 |
| ASUI | 1,5385 |
| ENS | 0,0299 |
| AENS | 0,0295 |

La tabla 11.19 muestra los diferentes márgenes de error calculados para cada índice de confiabilidad, de donde se puede decir que el margen de error es mínimo, siendo el valor más

alto del 1,53%; puesto que los programas asumen otros parámetros de confiabilidad aparte de los ingresados y los utilizados para realizar los cálculos.

Calculo del Tiempo Total de Interrupción por KVA instalado (TTIK) y la Frecuencia Media de Interrupción por KVA instalado (FMIK)

Tipo de Alimentador

Para conocer y determinar el tipo de alimentador se utiliza la ecuación 8.14 y con ello se necesita la potencia instalada de transformador y la sumatoria de la longitud total de la línea monofásica, trifásica o bifásica.

$$TA = \frac{3000 \text{ kVA}}{93.9120 \text{ km}} = 31.9448 \frac{\text{kVA}}{\text{km}}$$

Con este resultado se compara y se puede definir que el tipo de alimentador es de baja densidad de acuerdo a lo establecido en la tabla 8.1. Cabe mencionar que la actualización del tipo de alimentador se deberá realizar anualmente previo la evaluación de los indicadores de la calidad de servicio técnico.

Para la obtención de los resultados del TTIK y el FMIK se requieren de varios datos de entrada mismos que representan el historial de interrupción de servicio, tiempos de falla, número de consumidores fuera de servicio, daño de los equipos, causas de fallas; permitiendo de esta manera elaborar una adecuada planificación de mantenimiento para cada equipo de la red en estudio.

Para los cálculos del TTIK y FMIK se utilizan las ecuaciones 8.15 y 8.17 del presente documento respectivamente.

$$TTIK = \frac{\left(\begin{array}{l} (30 * 140.07) + (30 * 140.07) + (30 * 140.07) + (30 * 140.07) + \\ 30 * 140.07 + (30 * 140.07) + (30 * 140.07) + (30 * 140.07) + \\ 30 * 140.07 + (30 * 140.07) + (30 * 140.07) + (30 * 140.07) + \\ (30 * 140.07) + (30 * 140.07) + (30 * 140.07) + (30 * 140.07) + \\ (30 * 140.07) + (30 * 140.07) + (30 * 140.07) + (30 * 140.07) + \\ (30 * 140.07) + (30 * 140.07) + (30 * 140.07) + (30 * 140.07) \end{array} \right)}{1432.07}$$

$$TTIK = 82,17 \left[\frac{h}{\text{año}} \right]$$

$$FMIK = \frac{(31.1 + 31.1 + 8.9 + 8.9 + 8.9)}{31.1}$$

$$FMIK = 3 \left[\frac{inter}{año} \right]$$

Tabla 11.20. Resumen de resultados del TTIK y FMIK sin GD.

| Elemento | (Fallas/año | r (horas/ falla) | KVA | TTIK | FMIK |
|----------|-------------|-------------------|---------------|-------|------|
| L1 | 0,002 | 30 | 31,1 | 82,17 | 3 |
| L2 | 0,0105 | 30 | 31,1 | 78,2 | 3 |
| L3 | 0,0045 | 30 | 8,9 | 74,2 | 3 |
| L4 | 0,0016 | 30 | 8,9 | 73,2 | 3 |
| L5 | 0,0021 | 30 | 8,9 | 69,2 | 3 |
| L6 | 0,0007 | 30 | 8,9 | 65,3 | 3 |
| L7 | 0,0002 | 30 | 2,7 | 61 | 3 |
| L8 | 0,0037 | 30 | 19 | 58,3 | 3 |
| L9 | 0,0002 | 30 | 19 | 57,2 | 3 |
| L10 | 0,001 | 30 | 76 | 54,2 | 3 |
| L11 | 0,0028 | 30 | 25,1 | 44,8 | 3 |
| L12 | 0,0004 | 30 | 22,4 | 46,9 | 3 |
| L13 | 0,0013 | 30 | 22,2 | 41,2 | 3 |
| L14 | 0,0246 | 30 | 5,8 | 33,8 | 3 |
| L15 | 0,0286 | 30 | 53,3 | 39,5 | 3 |
| L16 | 0,0227 | 30 | 2,2 | 33,4 | 3 |
| L17 | 0 | 30 | 2,2 | 33,4 | 3 |
| L18 | 0,0002 | 30 | 8,3 | 34,5 | 3 |
| L19 | 0,0078 | 30 | 503 | 29,5 | 3 |
| L20 | 0,0023 | 30 | 27,5 | 28,3 | 3 |
| L21 | 0,0005 | 30 | 1,1 | 23,2 | 3 |
| L22 | 0,0013 | 30 | 97,7 | 20,12 | 3 |
| L23 | 0,0367 | 30 | 51,1 | 19,2 | 3 |
| L24 | 0,0007 | 30 | 35,55 | 18,7 | 3 |
| L25 | 0,0156 | 30 | 38 | 17,8 | 3 |
| L26 | 0,0004 | 30 | 89,5 | 17,8 | 3 |
| L27 | 0,0178 | 30 | 205,62 | 25,9 | 3 |
| L28 | 0,0281 | 30 | 27,1 | 22,3 | 3 |

En la tabla 11.20 se puede observar que la línea 1 (L1) del alimentador de prueba de la IEEE de 34 barras es la más crítica porque tiene el valor más alto de interrupciones (TTIK) con un 82.17 (horas/año).

Según la tabla 8.2, disponible en la regulación ARCONEL 005/18 relacionado a la calidad de servicio técnico especifican los valores máximos permitidos que pueden tener los índices de TTIK y FMIK.

Caso 2. Análisis con conexión de generación distribuida

Antes de realizar este análisis se optó por encontrar los puntos críticos dentro del sistema para la incorporación de los nuevos generadores, que ayudaran a mejorar al alimentador de prueba de la IEEE de 34 barras, pasando de esta manera de un sistema radial con una sola fuente de energía a un sistema con GD. Se emplearan los mismos parámetros y datos de entrada asignados en el caso 1 descritos anteriormente, para posteriormente realizar una comparación entre ambos casos.

Justificación de los puntos óptimos de generación distribuida con relación a los puntos críticos del sistema (perdida de potencia y caída de voltaje)

Mediante las tablas 11.21 y 11.22 se determinó la incorporación de dos generadores eólicos de 1 Mw cada uno mismos que se instalaran en la barra 890 y la barra 840 respectivamente; así también se consideró adicionar un generador solar de 0,1 Mw a la barra 862; ya que en estas barras existe mayor pérdidas de potencia y caídas de voltaje respectivamente.

Tabla 11.21. Nodos críticos del alimentador de prueba de la IEEE de 34 barras.

| Caídas de voltaje por fases | | | | | | | |
|------------------------------------|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------|---------------|---------------|
| Elemento | Voltaje (Kv) | Operativa A | Operativa B | Operativa C | %Op. A | %Op. B | %Op. C |
| 812 | 24,900 | 13,474 | 13,709 | 13,885 | 93,7 | 95,4 | 96,6 |
| 814 | 24,900 | 13,151 | 13,487 | 13,713 | 91,5 | 93,8 | 95,4 |
| 816 | 24,900 | 13,147 | 13,484 | 13,710 | 91,5 | 93,8 | 95,4 |
| 818 | 24,900 | 13,141 | 13,486 | 13,710 | 91,4 | 93,8 | 95,4 |
| 820 | 24,900 | 12,969 | 13,544 | 13,711 | 90,2 | 94,2 | 95,4 |
| 822 | 24,900 | 12,947 | 13,551 | 13,711 | 90,1 | 94,3 | 95,4 |
| 824 | 24,900 | 13,062 | 13,382 | 13,641 | 90,9 | 93,1 | 94,9 |
| 826 | 24,900 | 13,062 | 13,381 | 13,641 | 90,9 | 93,1 | 94,9 |
| 828 | 24,900 | 13,055 | 13,374 | 13,635 | 90,8 | 93,0 | 94,8 |
| 830 | 24,900 | 12,885 | 13,190 | 13,491 | 89,6 | 91,8 | 93,8 |
| 832 | 24,900 | 12,620 | 12,905 | 13,267 | 87,8 | 89,8 | 92,3 |
| 834 | 24,900 | 12,562 | 12,838 | 13,220 | 87,4 | 89,3 | 92,0 |
| 836 | 24,900 | 12,556 | 12,829 | 13,217 | 87,3 | 89,2 | 91,9 |
| 838 | 24,900 | 12,556 | 12,828 | 13,217 | 87,3 | 89,2 | 91,9 |
| 840 | 24,900 | 12,556 | 12,829 | 13,216 | 87,3 | 89,2 | 91,9 |
| 842 | 24,900 | 12,561 | 12,837 | 13,219 | 87,4 | 89,3 | 92,0 |
| 844 | 24,900 | 12,557 | 12,833 | 13,215 | 87,3 | 89,3 | 91,9 |
| 846 | 24,900 | 12,557 | 12,830 | 13,215 | 87,3 | 89,2 | 91,9 |
| 848 | 24,900 | 12,557 | 12,829 | 13,215 | 87,3 | 89,2 | 91,9 |
| 850 | 24,900 | 13,151 | 13,487 | 13,712 | 91,5 | 93,8 | 95,4 |
| 852 | 24,900 | 12,620 | 12,905 | 13,267 | 87,8 | 89,8 | 92,3 |
| 854 | 24,900 | 12,880 | 13,186 | 13,487 | 89,6 | 91,7 | 93,8 |
| 856 | 24,900 | 12,881 | 13,185 | 13,488 | 89,6 | 91,7 | 93,8 |

| | | | | | | | |
|-----|--------|--------|--------|--------|------|------|------|
| 858 | 24,900 | 12,593 | 12,874 | 13,245 | 87,6 | 89,6 | 92,1 |
| 860 | 24,900 | 12,558 | 12,833 | 13,217 | 87,4 | 89,3 | 91,9 |
| 862 | 24,900 | 12,556 | 12,829 | 13,217 | 87,3 | 89,2 | 91,9 |
| 864 | 24,900 | 12,593 | 12,874 | 13,245 | 87,6 | 89,6 | 92,1 |
| 888 | 4,160 | 2,116 | 2,164 | 2,225 | 88,1 | 90,1 | 92,6 |
| 890 | 4,160 | 1,970 | 2,009 | 2,064 | 82,0 | 83,6 | 85,9 |

Tabla 11.22. Perdidas en las líneas del alimentador.

| Informe Resumen de Pérdidas en Ramas ETAP | | |
|--|-----------------|-------------|
| Circuito / Rama | Pérdidas | |
| Elemento | kW | kvar |
| Línea 4 | 35,5224 | -10,1242 |
| Línea 3 | 30,8911 | -9,5652 |
| Línea 22 | 25,1645 | 9,9065 |
| Línea 5 | 24,1888 | -7,0804 |
| Línea 18 | 21,4589 | -11,2161 |
| Línea 15 | 14,8372 | -6,2714 |
| Línea 8 | 7,9193 | -3,0450 |
| Línea 1 | 2,6503 | -0,7359 |
| Línea 23 | 1,7854 | -2,6114 |
| Línea 2 | 1,7130 | -0,5166 |
| Línea 20 | 1,5815 | -2,1744 |
| Línea 14 | 0,6124 | -0,2633 |
| Línea 12 | 0,4024 | -29,9315 |
| Línea 16 | 0,3518 | -0,1653 |
| Línea 7 | 0,2962 | -0,0694 |
| Línea 30 | 0,1252 | -0,7224 |
| TRAFO S/E | 0,1104 | 0,8832 |
| Línea 24 | 0,0775 | -1,1290 |
| TRAFO 55 | 0,0675 | 0,1450 |
| Línea 29 | 0,0264 | -0,1493 |
| Línea 13 | 0,0243 | -8,5490 |
| Línea 31 | 0,0193 | -2,0818 |
| Línea 25 | 0,0191 | -1,5317 |
| Línea 11 | 0,0168 | -1,0650 |
| Línea 6 | 0,0095 | -0,0022 |
| Línea 19 | 0,0068 | -0,0029 |
| Línea 32 | 0,0023 | -0,3043 |
| Línea 26 | 0,0008 | -0,4933 |
| Línea 9 | 0,0005 | -1,8771 |
| Línea 17 | 0,0004 | -14,0675 |
| Línea 28 | 0,0003 | -2,7904 |
| Línea 27 | 0,0001 | -0,1601 |
| Línea 10 | 1,63E-05 | -0,3992 |
| Línea 21 | 4,91E-07 | -0,9362 |

Cargabilidad de las líneas

Mediante la tabla 11.23 se puede apreciar la cargabilidad de las líneas del alimentador de prueba de la IEEE de 34 barras, en donde el promedio de la línea más cargada es de 32,52% línea 22 conectada a la barra 890; que es el punto más crítico.

Tabla 11.23. Cargabilidad de las líneas.

| Elemento | Fase | Ampacidad (Amp) | Carga Amp | Cargabilidad de líneas % |
|----------|------|-----------------|-----------|--------------------------|
| Línea 1 | A | 180,00 | 41,65 | 23,14% |
| | B | 180,00 | 41,43 | 23,01% |
| | C | 180,00 | 32,01 | 17,78% |
| Línea 2 | A | 180,00 | 41,66 | 23,15% |
| | B | 180,00 | 40,25 | 22,36% |
| | C | 180,00 | 31,04 | 17,24% |
| Línea 3 | A | 180,00 | 41,88 | 23,27% |
| | B | 180,00 | 39,23 | 21,79% |
| | C | 180,00 | 30,20 | 16,78% |
| Línea 4 | A | 180,00 | 42,15 | 23,41% |
| | B | 180,00 | 38,21 | 21,23% |
| | C | 180,00 | 30,35 | 16,86% |
| Línea 5 | A | 180,00 | 42,35 | 23,53% |
| | B | 180,00 | 38,36 | 21,31% |
| | C | 180,00 | 30,47 | 16,93% |
| Línea 6 | A | 180,00 | 42,35 | 23,53% |
| | B | 180,00 | 38,36 | 21,31% |
| | C | 180,00 | 30,47 | 16,93% |
| Línea 7 | A | 180,00 | 42,35 | 23,53% |
| | B | 180,00 | 38,36 | 21,31% |
| | C | 180,00 | 30,47 | 16,93% |
| Línea 8 | A | 180,00 | 31,00 | 17,22% |
| | B | 180,00 | 38,57 | 21,43% |
| | C | 180,00 | 30,80 | 17,11% |
| Línea 9 | A | 180,00 | 0,05 | 0,03% |
| | B | 180,00 | 1,45 | 0,80% |
| | C | 180,00 | 0,05 | 0,03% |
| Línea 10 | A | 180,00 | 0,01 | 0,01% |
| | B | 180,00 | 0,61 | 0,34% |
| | C | 180,00 | 0,01 | 0,01% |
| Línea 11 | A | 180,00 | 11,45 | 6,36% |
| | B | 180,00 | 1,06 | 0,59% |
| | C | 180,00 | 0,95 | 0,53% |
| Línea 12 | A | 180,00 | 10,62 | 5,90% |
| | B | 180,00 | 1,03 | 0,57% |
| | C | 180,00 | 0,93 | 0,51% |
| Línea 13 | A | 180,00 | 4,76 | 2,65% |

| | | | | |
|----------|---|--------|-------|--------|
| | B | 180,00 | 0,23 | 0,13% |
| | C | 180,00 | 0,21 | 0,11% |
| Línea 14 | A | 180,00 | 31,03 | 17,24% |
| | B | 180,00 | 35,54 | 19,74% |
| | C | 180,00 | 30,67 | 17,04% |
| Línea 15 | A | 180,00 | 30,92 | 17,18% |
| | B | 180,00 | 35,65 | 19,80% |
| | C | 180,00 | 30,62 | 17,01% |
| Línea 16 | A | 180,00 | 29,65 | 16,47% |
| | B | 180,00 | 34,60 | 19,22% |
| | C | 180,00 | 29,57 | 16,43% |
| Línea 17 | A | 180,00 | 0,35 | 0,19% |
| | B | 180,00 | 0,34 | 0,19% |
| | C | 180,00 | 0,34 | 0,19% |
| Línea 18 | A | 180,00 | 30,05 | 16,70% |
| | B | 180,00 | 34,65 | 19,25% |
| | C | 180,00 | 29,86 | 16,59% |
| Línea 19 | A | 180,00 | 30,05 | 16,70% |
| | B | 180,00 | 34,65 | 19,25% |
| | C | 180,00 | 29,86 | 16,59% |
| Línea 20 | A | 180,00 | 20,18 | 11,21% |
| | B | 180,00 | 24,70 | 13,72% |
| | C | 180,00 | 19,79 | 10,99% |
| Línea 21 | A | 180,00 | 0,07 | 0,04% |
| | B | 180,00 | 0,03 | 0,01% |
| | C | 180,00 | 0,02 | 0,01% |
| Línea 22 | A | 180,00 | 58,18 | 32,32% |
| | B | 180,00 | 58,42 | 32,45% |
| | C | 180,00 | 59,05 | 32,80% |
| Línea 23 | A | 180,00 | 19,55 | 10,86% |
| | B | 180,00 | 24,19 | 13,44% |
| | C | 180,00 | 19,27 | 10,71% |
| Línea 24 | A | 180,00 | 7,18 | 3,99% |
| | B | 180,00 | 9,24 | 5,13% |
| | C | 180,00 | 5,93 | 3,29% |
| Línea 25 | A | 180,00 | 3,07 | 1,71% |
| | B | 180,00 | 5,03 | 2,80% |
| | C | 180,00 | 1,66 | 0,92% |
| Línea 26 | A | 180,00 | 1,40 | 0,78% |
| | B | 180,00 | 1,48 | 0,82% |
| | C | 180,00 | 0,72 | 0,40% |
| Línea 27 | A | 180,00 | 0,07 | 0,04% |
| | B | 180,00 | 1,91 | 1,06% |
| | C | 180,00 | 0,07 | 0,04% |
| Línea 28 | A | 180,00 | 0,07 | 0,04% |
| | B | 180,00 | 0,97 | 0,54% |
| | C | 180,00 | 0,07 | 0,04% |
| Línea 29 | A | 180,00 | 10,40 | 5,78% |

| | | | | |
|----------|---|--------|-------|-------|
| | B | 180,00 | 13,30 | 7,39% |
| | C | 180,00 | 11,34 | 6,30% |
| Línea 30 | A | 180,00 | 10,11 | 5,61% |
| | B | 180,00 | 13,30 | 7,39% |

En la figura 11.10 se muestra la simulación utilizada para el análisis con conexión de generación distribuida.

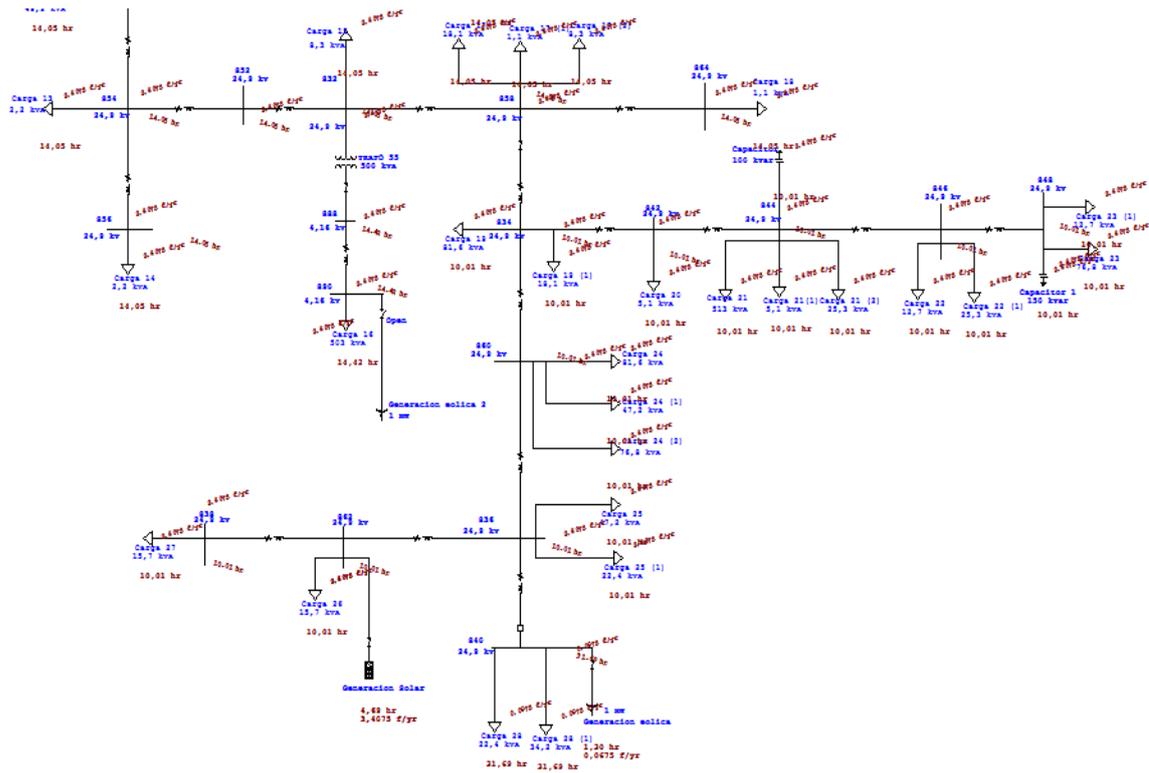


Figura 11.9. Simulación de índices de confiabilidad con GD.

A continuación, en la tabla 11.24 se muestra los parámetros de confiabilidad de los generadores utilizados en el alimentador de prueba de la IEEE de 34 barras.

Tabla 11.24. Parámetros de confiabilidad de los Generadores.

| Elemento | λ (fallas/año) | (Tr) (horas) |
|------------------|------------------------|--------------|
| Generador eólico | 0,0005 | 92 |
| Generador solar | 0,0002 | 102 |

En el Anexo XV se muestra los parámetros utilizados para los cálculos de cada elemento en la carga 14 y un ejemplo de cómo aplicar el cálculo para la carga 14 con sus respectivas formulas.

Posteriormente se realiza el cálculo para cada una de los 28 puntos de carga del alimentador utilizando el mismo criterio y las formulas antes mencionadas. Se obtiene los resultados de la tabla 11.25.

Tabla 11.25. Resultados de los cálculos de los puntos de carga con generación distribuida.

| Análisis de Cargas | | | | | |
|---------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|-----------------|-------------------|
| Punto de Carga | λ (fallas/año) | r (horas/falla) | U (horas/año) | Usuarios | Carga (Kw) |
| PC1 | 0,0911 | 24,8117 | 2,2595 | 1 | 27,5000 |
| PC2 | 0,1583 | 19,4540 | 3,0786 | 1 | 27,5000 |
| PC3 | 1,1278 | 15,5114 | 17,4938 | 1 | 8,0000 |
| PC4 | 1,7823 | 19,3307 | 34,4526 | 1 | 8,0000 |
| PC5 | 0,9878 | 9,2311 | 9,1189 | 1 | 2,5000 |
| PC6 | 0,7269 | 7,9797 | 5,8008 | 1 | 17,0000 |
| PC7 | 3,4636 | 12,1330 | 42,0237 | 2 | 84,5000 |
| PC8 | 0,8964 | 7,7670 | 6,9620 | 1 | 67,5000 |
| PC9 | 4,3717 | 8,8884 | 38,8578 | 3 | 24,5000 |
| PC10 | 1,3779 | 13,0269 | 17,9497 | 1 | 20,0000 |
| PC11 | 5,0208 | 13,6136 | 68,3505 | 2 | 5,5000 |
| PC12 | 2,7882 | 14,8585 | 41,4287 | 2 | 48,5000 |
| PC13 | 1,9704 | 18,6654 | 36,7784 | 1 | 2,0000 |
| PC14 | 1,1749 | 51,8310 | 60,8971 | 1 | 2,0000 |
| PC15 | 1,6450 | 18,6991 | 30,7600 | 1 | 7,5000 |
| PC16 | 1,0721 | 14,5749 | 15,6264 | 1 | 449,8800 |
| PC17 | 5,1964 | 8,0740 | 41,9556 | 3 | 24,5000 |
| PC18 | 2,9784 | 20,0306 | 59,6584 | 1 | 1,0000 |
| PC19 | 2,0107 | 11,9059 | 23,9387 | 2 | 89,0000 |
| PC20 | 2,9430 | 17,7226 | 52,1581 | 1 | 4,5000 |
| PC21 | 5,1415 | 7,1820 | 36,9265 | 3 | 431,9600 |
| PC22 | 4,0157 | 12,7053 | 51,0207 | 2 | 34,0000 |
| PC23 | 3,8145 | 12,8403 | 48,9787 | 2 | 71,5000 |
| PC24 | 5,8643 | 8,4552 | 49,5837 | 3 | 175,0000 |

| | | | | | |
|------|--------|---------|---------|---|---------|
| PC25 | 4,5676 | 12,0326 | 54,9601 | 2 | 62,0000 |
| PC26 | 3,0530 | 18,6635 | 56,9801 | 1 | 14,0000 |
| PC27 | 3,2073 | 20,3164 | 65,1599 | 1 | 14,0000 |
| PC28 | 2,3671 | 17,1398 | 40,5710 | 2 | 47,0000 |

De los resultados obtenidos en la tabla 11.25 se obtiene un promedio de la frecuencia de falla de 2,63 (fallas/año), tiempo de reparación de 15,62 (horas/falla) e indisponibilidad de 36,20 (horas/año) los cuales se muestra en las figuras 11.10, 11.11 y 11.12.

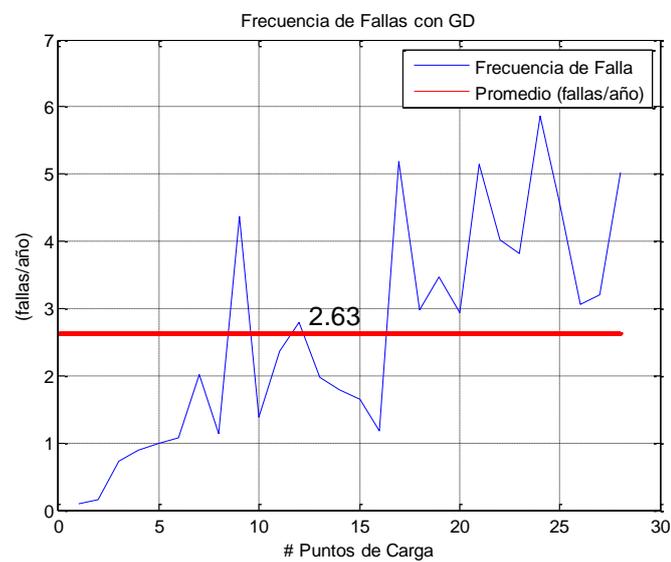


Figura 11.10. Promedio de frecuencia de fallas con GD.

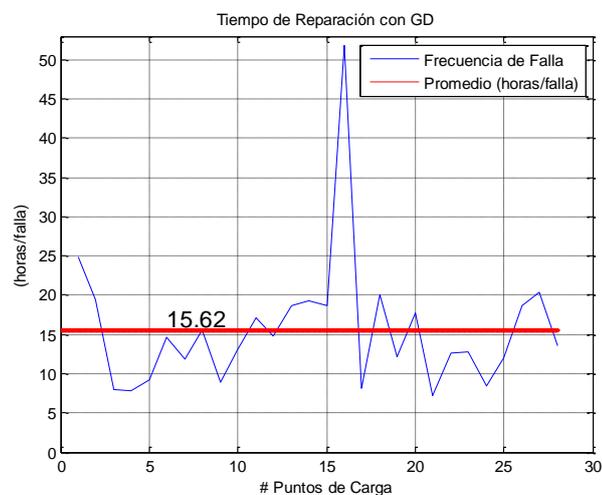


Figura 11.11. Promedio de reparación con GD.

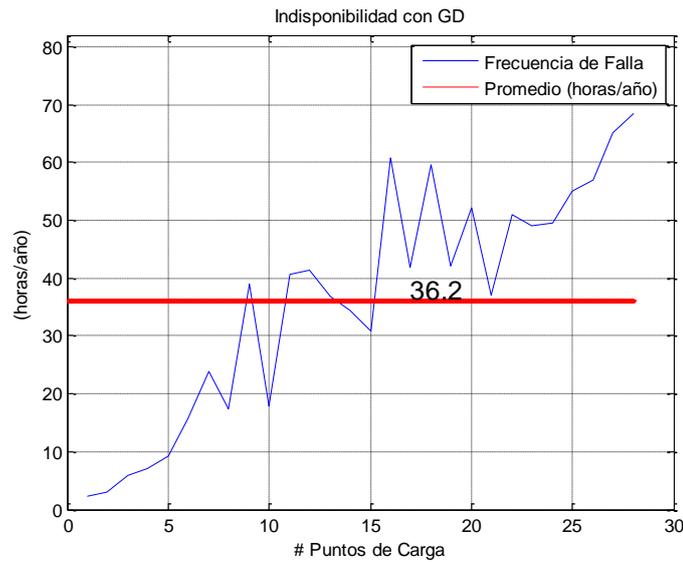


Figura 11.12. Promedio de indisponibilidad con GD.

Posteriormente se realiza el cálculo de los índices de confiabilidad con los datos obtenidos en la tabla 11.25, que indican la frecuencia de falla, tiempo de reparación, indisponibilidad, número de usuarios y sus respectivas potencias, aplicando las fórmulas expuestas en el numeral 8.13 de la fundamentación científica.

$$SAIFI = \frac{(0,0911 * 1 + 0,1583 * 1 + 1,1278 * 1 + 1,7823 * 1 + 0,9878 * 1 + 0,7269 * 1 + 3,4636 * 2 + 0,8964 * 1 + 4,3717 * 3 + 1,3779 * 1 + 5,0208 * 2 + 2,7882 * 2 + 1,9704 * 1 + 1,1749 * 1 + 1,645 * 1 + 1,0721 * 1 + 5,1964 * 3 + 2,9784 * 1 + 2,0107 * 2 + 2,943 * 1 + 5,1415 * 3 + 4,0157 * 2 + 3,8145 * 2 + 5,8643 * 3 + 4,5676 * 2 + 3,053 * 1 + 3,2073 * 1 + 2,3671 * 2)}{44}$$

$$SAIFI = 3,2502 \frac{\text{fallas}}{\text{clientes} - \text{año}}$$

$$SAIDI = \frac{(24,8117 * 1 + 19,454 * 1 + 15,5114 * 1 + 19,3307 * 1 + 9,2311 * 1 + 7,9797 * 1 + 12,133 * 2 + 7,767 * 1 + 8,8884 * 3 + 13,0269 * 1 + 13,6136 * 2 + 14,8585 * 2 + 18,6654 * 1 + 51,831 * 1 + 18,6991 * 1 + 14,5749 * 1 + 8,074 * 3 + 20,0306 * 1 + 11,9059 * 2 + 17,7226 * 1 + 7,182 * 3 + 12,7053 * 2 + 12,8403 * 2 + 8,4552 * 3 + 12,0326 * 2 + 18,6635 * 1 + 20,3164 * 1 + 17,1398 * 2)}{44}$$

$$SAIDI = 39,0829 \frac{\text{horas}}{\text{clientes} - \text{año}}$$

$$CAIDI = \frac{39,0829}{3,2502}$$

$$CAIDI = 12,0246 \frac{\text{horas}}{\text{interrupciones}}$$

$$\begin{aligned} & ((44 * 8760) - (24,8117 * 1 + 19,454 * 1 + 15,5114 * 1 + \\ & 19,3307 * 1 + 9,2311 * 1 + 7,9797 * 1 + \\ & + 12,133 * 2 + 7,767 * 1 + 8,8884 * 3 + 13,0269 * 1 + \\ & 13,6136 * 2 + 14,8585 * 2 + 18,6654 * 1 + 51,831 * 1 + \\ & 18,6991 * 1 + 14,5749 * 1 + 8,074 * 3 + 20,0306 * 1 + \\ & 11,9059 * 2 + 17,7226 * 1 + 7,182 * 3 + 12,7053 * 2 + \\ & 12,8403 * 2 + 8,4552 * 3 + 12,0326 * 2 + \\ & 18,6635 * 1 + 20,3164 * 1 + 17,1398 * 2)) \end{aligned}$$

$$ASAI = \frac{\text{---}}{44 * 8760}$$

$$ASAI = 0,9955$$

$$ASUI = 1 - 0,9955$$

$$ASUI = 0,0045$$

$$\begin{aligned} ENS = & (2,2595 * 27,5 + 3,0786 * 27,5 + 17,4938 * 8 + 34,4526 * 8 + \\ & 9,1189 * 2,5 + 5,8008 * 17 + 42,0237 * 84,5 + 6,962 * 67,5 + \\ & 38,8578 * 24,5 + 17,9497 * 20 + 68,3505 * 5,5 + 41,4287 * 48,5 + \\ & 36,7784 * 2 + 60,8971 * 2 + 30,76 * 7,5 + 15,6264 * 449,88 + \\ & 41,9556 * 24,5 + 59,6584 * 1 + 23,9387 * 89 + 52,1581 * 4,5 + \\ & 36,9265 * 431,96 + 51,0207 * 34 + 48,9787 * 71,5 + 49,5837 * 175 + \\ & 54,9601 * 62 + 56,9801 * 14 + 65,1599 * 14 + 40,571 * 47) * (0,001) \end{aligned}$$

$$ENS = 56,199 \frac{\text{Mwhr}}{\text{año}}$$

$$AENS = \frac{56,199}{44}$$

$$AENS = 1,277 \frac{\text{Mwhr}}{\text{cliente} - \text{año}}$$

En la tabla 11.26 se muestra los índices de confiabilidad obtenidos en los cálculos para el análisis con conexión de generación distribuida.

Tabla 11.26. Índices de confiabilidad de la red con GD.

| INDICES DE CONFIABILIDAD | | |
|---------------------------------|----------|----------------------|
| SAIFI | 3,2502 | fallas/clientes-año |
| SAIDI | 39,0829 | horas/clientes-año |
| CAIDI | 12,0246 | horas/interrupciones |
| ASAI | 0,9955 | p.u |
| ASUI | 0,004462 | |
| ENS | 56,199 | MWhr/año |
| AENS | 1,277 | MWhr/cliente-año |

La figura 11.13 se muestra los índices de confiabilidad de toda la red respectivamente. Estos resultados se obtuvieron al ejecutar la evaluación de confiabilidad con el software ETAP 12.6.0 para comparar con los resultados obtenidos manualmente.

Índices de Sistema

| | |
|-------|---|
| SAIFI | 3.2618 f / cliente.yr |
| SAIDI | 39.8111 hr / cliente.yr |
| CAIDI | 12.205 hr / interrupción cliente |
| ASAI | 0.9955 pu |
| ASUI | 0.00454 pu |
| EENS | 56.558 MW hr / yr |
| ECOST | 0.00 \$ / yr |
| AENS | 1.2854 MW hr / customer.yr |
| IEAR | 0.000 \$ / kW hr |
| SAIFI | Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema |
| SAIDI | Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema |
| CAIDI | Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente |
| ASAI | Índice de Disponibilidad de Servicio Promedio |
| ASUI | Índice de No Disponibilidad de Servicio Promedio |
| EENS | Energía Esperada No Sumistrada |
| ECOST | Costo de Interrupción Esperado |
| AENS | Energía No Sumistrada Promedio |
| IEAR | Tasa de Valoración de Interrupción de Energía |

Figura 11.13. Índices de confiabilidad con GD, ETAP 12.06.

Una vez obtenido los valores teóricos y simulados de la red con GD se realiza una comparación entre los resultados como se muestra en la figura 11.14.

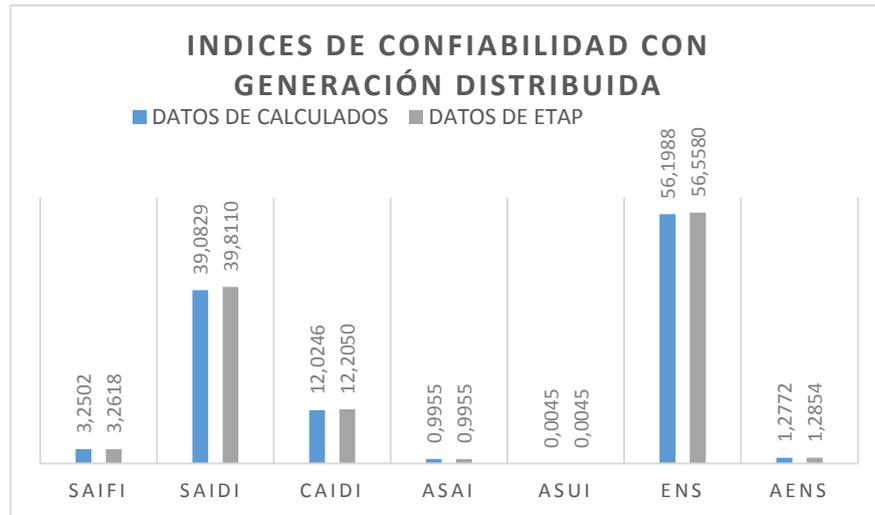


Figura 11.14. Índices de confiabilidad calculados vs simulación.

Calculo de errores con GD.

A continuación, se realiza el cálculo del margen de error relativo entre los resultados obtenidos teóricamente y la simulación, aplicando la ecuación 11.1.

$$E_{SAIFI} = \frac{3,2502 - 3,2618}{3,2618} * 100\% = 0,3556\%$$

Tabla 11.27. Calculo de erros con GD.

| | Error Relativo (%) |
|--------------|---------------------------|
| SAIFI | 0,3556 |
| SAIDI | 1,8289 |
| CAIDI | 1,4781 |
| ASAI | 0 |
| ASUI | 0 |
| ENS | 0,6351 |
| AENS | 0,5913 |

La tabla 11.27 muestra los diferentes márgenes de error calculados para cada índice de confiabilidad, de donde se puede decir que el margen de error es mínimo, siendo el valor más alto del 1,8289%; puesto que los programas asumen otros parámetros de confiabilidad aparte de los ingresados y los utilizados para realizar los cálculos.

Calculo del Tiempo Total de Interrupción por KVA instalado (TTIK) y la Frecuencia Media de Interrupción por KVA instalado (FMIK)

Para el análisis del sistema con la conexión de generación distribuida se puede decir que se redujo por la instalación de nuevas fuentes de energía cabe recalcar que no siempre será posible la restauración de potencia por medio de GD.

Para los cálculos del TTIK y FMIK se utilizan las ecuaciones 8.15 y 8.17 del presente documento respectivamente.

$$TTIK = \frac{\left(\begin{array}{l} (31.1 * 30) + (31.1 * 30) + (31.1 * 30) + \\ (31.1 * 30) + (31.1 * 30) + (31.1 * 30) + \\ (31.1 * 30) + (31.1 * 30) + (31.1 * 30) + \\ (31.1 * 30) + (31.1 * 30) + (31.1 * 30) + \\ (31.1 * 30) + (31.1 * 30) + (31.1 * 30) + \\ (31.1 * 30) + (31.1 * 30) + (31.1 * 30) + \\ (31.1 * 30) + (31.1 * 30) + (31.1 * 30) + \\ (31.1 * 30) + (31.1 * 30) + (31.1 * 30) + (31.1 * 30) \end{array} \right)}{1432.07}$$

$$TTIK = 80,18 \left[\frac{h}{año} \right]$$

$$FMIK = \frac{(31.1 + 31.1 + 8.9 + 8.9 + 8.9)}{31.1}$$

$$FMIK = 3 \left[\frac{inter}{año} \right]$$

Tabla 11.28. Resumen de resultados de TTIK y FMIK con GD.

| Elemento | (Fallas/año) | r (horas/ falla) | KVA | TTIK | FMIK |
|----------|--------------|-------------------|---------------|-------|------|
| L1 | 0,002 | 30 | 31,1 | 80,18 | 3 |
| L2 | 0,0105 | 30 | 31,1 | 76,5 | 3 |
| L3 | 0,0045 | 30 | 8,9 | 32 | 3 |
| L4 | 0,0016 | 30 | 8,9 | 71 | 3 |
| L5 | 0,0021 | 30 | 8,9 | 69,1 | 3 |
| L6 | 0,0007 | 30 | 8,9 | 64,1 | 3 |
| L7 | 0,0002 | 30 | 2,7 | 61 | 3 |
| L8 | 0,0037 | 30 | 19 | 58,3 | 3 |
| L9 | 0,0002 | 30 | 19 | 56,2 | 3 |
| L10 | 0,001 | 30 | 76 | 53,1 | 3 |
| L11 | 0,0028 | 30 | 25,1 | 34,9 | 3 |
| L12 | 0,0004 | 30 | 22,4 | 44,9 | 3 |
| L13 | 0,0013 | 30 | 22,2 | 42,1 | 3 |
| L14 | 0,0246 | 30 | 5,8 | 32,1 | 3 |
| L15 | 0,0286 | 30 | 53,3 | 38,56 | 3 |
| L16 | 0,0227 | 30 | 2,2 | 33 | 3 |
| L17 | 0 | 30 | 2,2 | 33,1 | 3 |
| L18 | 0,0002 | 30 | 8,3 | 34,2 | 3 |
| L19 | 0,0078 | 30 | 503 | 28,11 | 3 |
| L20 | 0,0023 | 30 | 27,5 | 27,99 | 3 |
| L21 | 0,0005 | 30 | 1,1 | 17,55 | 3 |
| L22 | 0,0013 | 30 | 97,7 | 20,01 | 3 |
| L23 | 0,0367 | 30 | 51,1 | 18,56 | 3 |
| L24 | 0,0007 | 30 | 35,55 | 18,7 | 3 |
| L25 | 0,0156 | 30 | 38 | 18,45 | 3 |
| L26 | 0,0004 | 30 | 89,5 | 16,88 | 3 |
| L27 | 0,0178 | 30 | 205,62 | 20,11 | 3 |
| L28 | 0,0281 | 30 | 27,1 | 22,12 | 3 |

En la tabla 11.28 se puede observar que la línea 1 (L1) del alimentador de prueba de la IEEE de 34 barras es la más crítica porque tiene el valor más alto de interrupciones (TTIK) con un 80.18 (horas/año).

Comparación del alimentador sin GD y con GD

Según la tabla 8.2, se muestra la comparación entre dos los sistemas con generación distribuida y sin generación se puede mencionar que en la comparación se tuvieron una disminución significativa del TTIK ya que al ser un sistema muy amplio la penetración de GD no interfiere mucho en el caso que se está analizando.

Tabla 11.29. Porcentaje de reducción del índice TTIK.

| Elemento | TTIK (sin GD) | TTIK (con GD) | % reducción |
|-----------------|----------------------|----------------------|--------------------|
| L1 | 82,17 | 80,18 | 1,99% |
| L2 | 78,2 | 76,5 | 1,7% |
| L3 | 74,2 | 32 | 42,2% |
| L4 | 73,2 | 71 | 2,2% |
| L5 | 69,2 | 69,1 | 0,1% |
| L6 | 65,2 | 64,1 | 1,1% |
| L7 | 61 | 61 | 0% |
| L8 | 58,3 | 58,3 | 0% |
| L9 | 57,2 | 56,2 | 1% |
| L10 | 54,2 | 53,1 | 1,1% |
| L11 | 44,8 | 34,9 | 9,9% |
| L12 | 45,9 | 44,9 | 1% |
| L13 | 41,2 | 42,1 | -0,9% |
| L14 | 33,8 | 32,1 | 1,7% |
| L15 | 29,5 | 38,56 | -9,06% |
| L16 | 33,4 | 33 | 0,4% |
| L17 | 33,4 | 33,1 | 0,3% |
| L18 | 24,5 | 34,2 | -9,7% |
| L19 | 29,5 | 28,11 | 1,39% |
| L20 | 28,3 | 27,99 | 0,31% |
| L21 | 23,2 | 17,55 | 5,65% |
| L22 | 20,12 | 20,01 | 0,11% |
| L23 | 19,2 | 18,56 | 0,64% |
| L24 | 18,7 | 18,7 | 0% |
| L25 | 17,8 | 18,45 | -0,65% |
| L26 | 17,8 | 16,88 | 0,92% |
| L27 | 25,9 | 20,11 | 5,79% |
| L28 | 22,3 | 22,12 | 0,18% |
| PROMEDIO | 42,221 | 40,101 | 2,120% |

La tabla 11.29 muestra los porcentajes de reducción del índice de TTIK en cada una de las líneas, también se puede apreciar una reducción del 2.120% del alimentador de prueba de la IEEE de 34 barras en general.

La tabla 11.30, la figura 11.15 y la figura 11.16 muestran los valores y porcentajes de reducción de cada uno de los índices de confiabilidad que se obtuvieron de la comparación de resultados entre el caso 1 y el caso 2 modelados en el software ETAP 12.6.0.

La energía no suministrada (ENS) se redujo en 46%; que es igual a 47,761 Mwh/año gracias a la incorporación de la generación distribuida (GD), lo cual representaría aproximadamente unos \$20823,796 correspondientes a la energía facturada (este cálculo está basado en costo de la energía en Ecuador de 0,436 USD/KWh según el pliego tarifario- SPEE_2019).

Tabla 11.30. Porcentaje de reducción de los índices de confiabilidad con el software ETAP.

| PORCENTAJE DE REDUCCION DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD CON EL SOFTWARE ETAP | | | |
|---|------------------|--------------------|----------|
| | Reducción | Unidades | % |
| SAIFI | 0,1641 | fallas/cliente-año | 5% |
| SAIDI | 17,0177 | horas/cliente-año | 30% |
| CAIDI | 4,383 | horas/interrupción | 26% |
| ASAI | -0,002 | p.u | 0% |
| ASUI | 0,00195 | | 30% |
| ENS | 47,761 | MWhr/año | 46% |
| AENS | 1,08547727 | MWhr/cliente-año | 46% |
| CENS | 20823,796 | USD | |

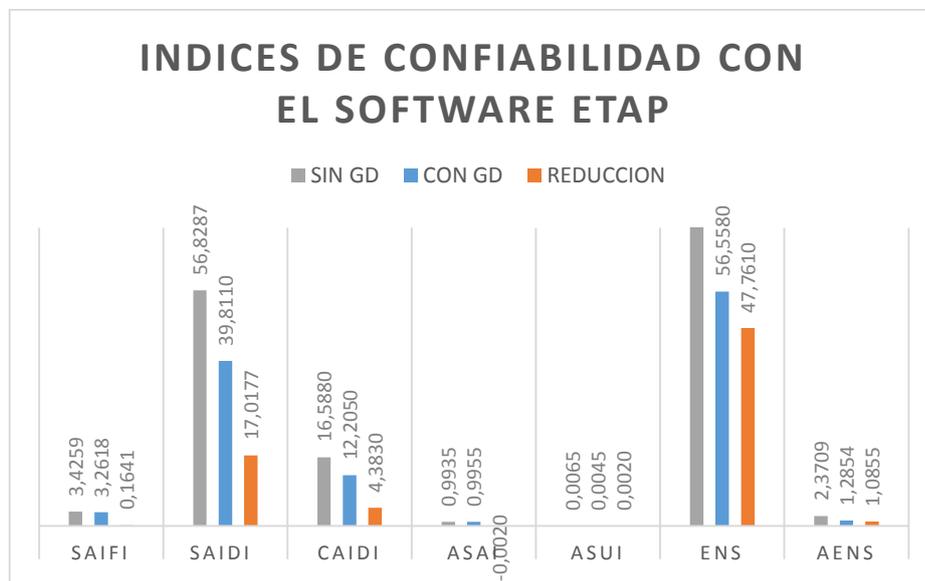


Figura 11.15. Índices de confiabilidad en el Software ETAP.

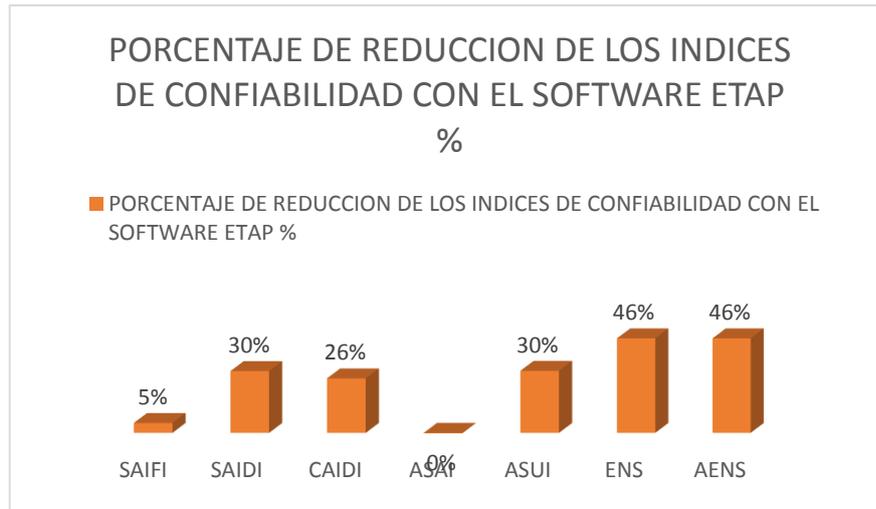


Figura 11.16. Porcentaje de reducción de los índices de confiabilidad con el software ETAP.

La tabla 11.31, la figura 11.17 y la figura 11.18 muestran los valores y porcentajes de reducción de cada uno de los índices de confiabilidad que se obtuvieron de la comparación de resultados entre el caso 1 y el caso 2 calculados mediante ecuaciones.

La energía no suministrada (ENS) se redujo en 46% que es igual a 48,0890 Mwh/año gracias a la incorporación de generación distribuida (GD).

Tabla 11.31. Porcentaje de reducción de los índices de confiabilidad calculados.

| PORCENTAJE DE REDUCCION DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD CALCULADOS | | | |
|---|------------------|--------------------|----------|
| | Reducción | Unidades | % |
| SAIFI | 0,1670 | fallas/cliente-año | 5% |
| SAIDI | 16,9622 | horas/cliente-año | 30% |
| CAIDI | 4,3762 | horas/interrupción | 27% |
| ASAI | -0,0019 | p.u | 0% |
| ASUI | 0,0019 | | 30% |
| ENS | 48,0890 | MWhr/año | 46% |
| AENS | 1,0929 | MWhr/cliente-año | 46% |

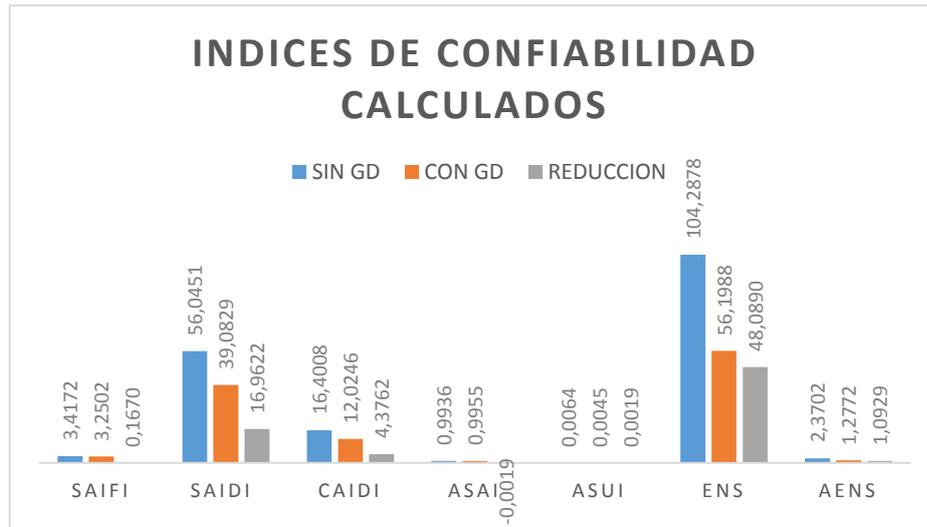


Figura 11.17. Índices de confiabilidad calculados.

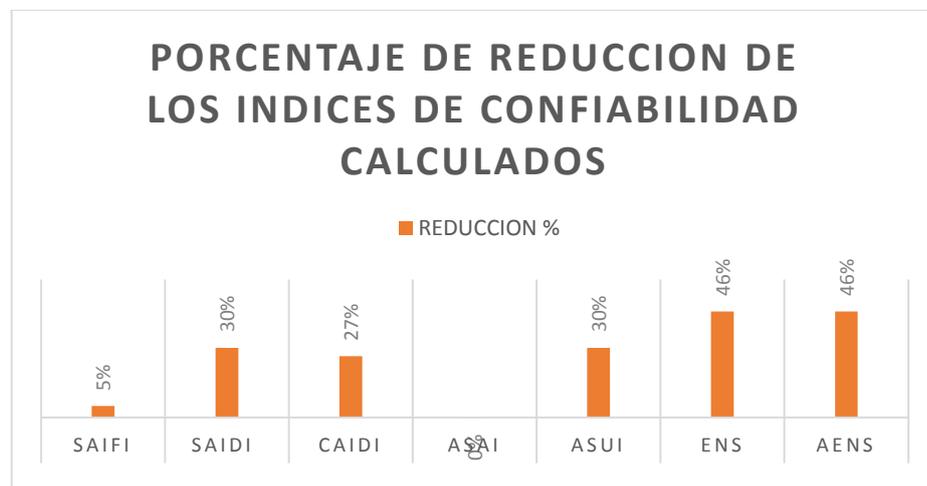


Figura 11.18. Porcentaje de reducción de los índices de confiabilidad calculados.

Pérdidas sin GD y con GD

La tabla 11.32 y la figura 11.19, muestran los valores y porcentajes de pérdidas totales en el alimentador de prueba de la IEEE de 34 barras sin GD, en donde las pérdidas en los críticos representarían el 68 % y el 11% de potencia activa y reactiva respectivamente.

Tabla 11.32. Pérdidas totales sin GD.

| Pérdidas Totales sin GD | | Pérdidas Puntos críticos sin GD | | % de pérdidas en puntos críticos sin GD | |
|-------------------------|---------|---------------------------------|--------|---|------|
| kW | kvar | kW | kvar | kW | kvar |
| 198,70 | -101,93 | 134,74 | -11,27 | 68% | 11% |

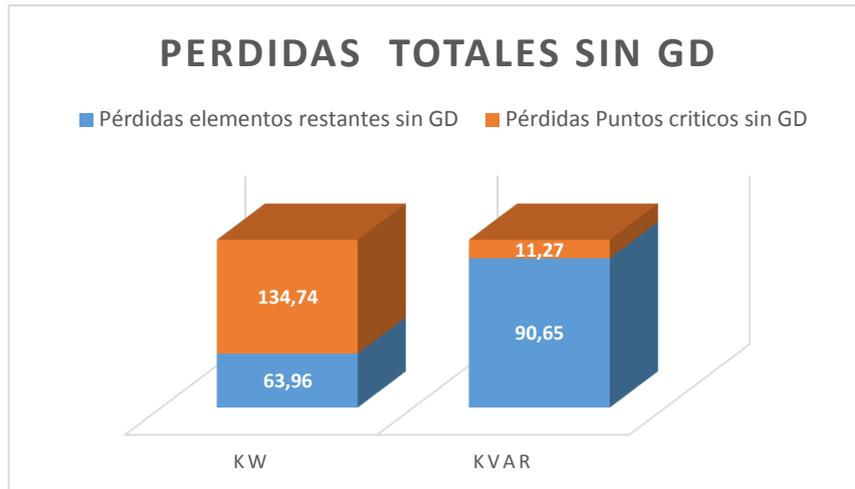


Figura 11.19. Pérdidas totales sin GD.

La tabla 11.33 y la figura 11.20, muestran los valores y porcentajes de pérdidas totales en el alimentador de prueba de la IEEE de 34 barras con GD, en donde las pérdidas en los críticos representarían el 70 % y el 18% de potencia activa y reactiva respectivamente.

Tabla 11.33. Pérdidas totales con GD.

| Pérdidas Totales con GD | | Pérdidas Puntos críticos con GD | | % de pérdidas en puntos críticos con GD | |
|-------------------------|---------|---------------------------------|--------|---|------|
| kW | kvar | kW | kvar | kW | kvar |
| 155,06 | -138,79 | 108,26 | -25,65 | 70% | 18% |

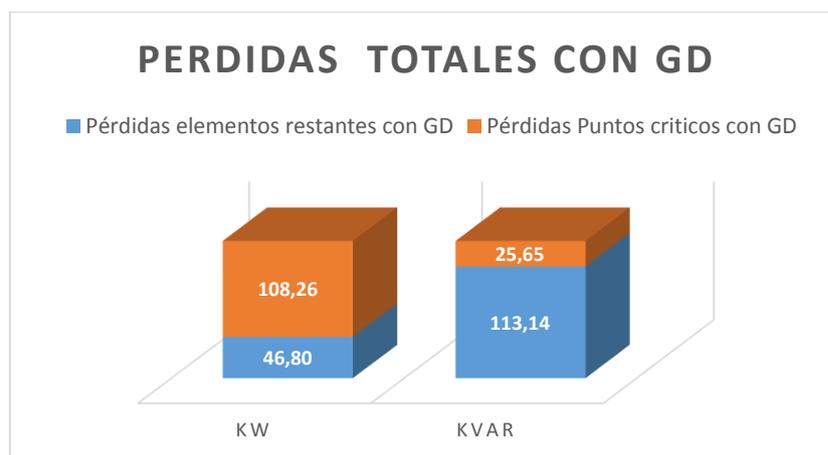
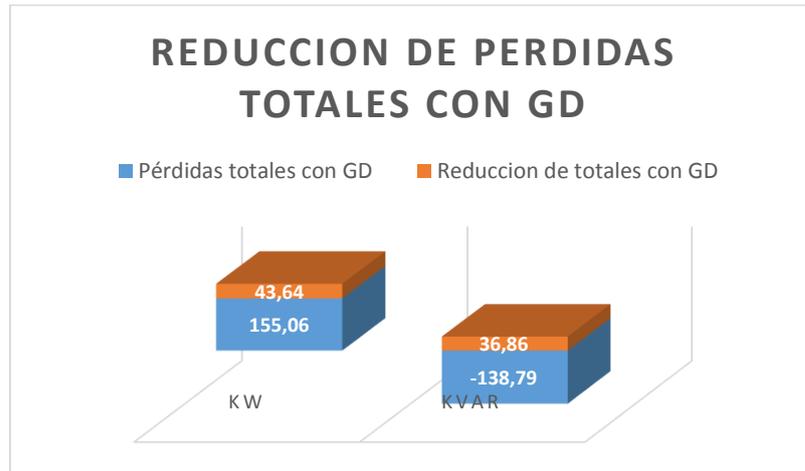


Figura 11.20. Pérdidas totales con GD.

La tabla 11.34 y la figura 11.21, muestran los valores y porcentajes de reducción pérdidas totales en el alimentador de prueba de la IEEE de 34 barras con GD, en donde las pérdidas las pérdidas totales representarían el 22 % y el -36% de potencia activa y reactiva respectivamente.

Tabla 11.34. Reducción de Pérdidas totales con GD.

| Pérdidas Totales sin GD | | Pérdidas Totales con GD | | Reducción de pérdidas Totales con GD | | Reducción de pérdidas Totales con GD | |
|-------------------------|---------|-------------------------|---------|--------------------------------------|-------|--------------------------------------|----------|
| kW | kvar | kW | kvar | kW | kvar | kW (%) | Kvar (%) |
| 198,70 | -101,93 | 155,06 | -138,79 | 43,64 | 36,86 | 22% | -36% |

**Figura 11.21.** Reducción de pérdidas totales con GD.

La tabla 11.35 y la figura 11.22, muestran los valores y porcentajes de reducción pérdidas en los puntos críticos del alimentador de prueba de la IEEE de 34 barras con GD, en donde las pérdidas las pérdidas totales representan el 20 % y el -128% de potencia activa y reactiva respectivamente.

Tabla 11.35. Reducción de pérdidas en puntos críticos.

| Pérdidas Totales en puntos críticos sin GD | | Pérdidas Totales en puntos críticos con GD | | Reducción de pérdidas en puntos críticos con GD | | Reducción de pérdidas en puntos críticos con GD | |
|--|--------|--|--------|---|-------|---|----------|
| kW | kvar | kW | kvar | kW | kvar | kW (%) | kvar (%) |
| 134,74 | -11,27 | 108,26 | -25,65 | 26,48 | 14,38 | 20% | -128% |

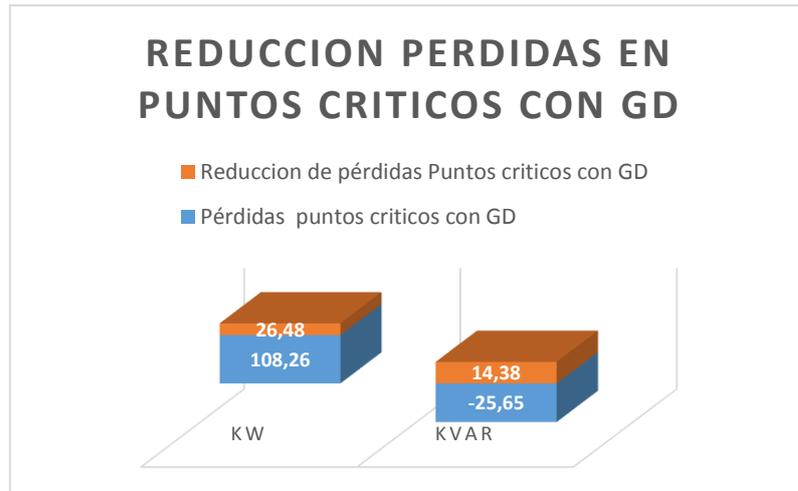


Figura 11.22. Reducción de pérdidas en puntos críticos.

12. IMPACTOS (TÉCNICOS, SOCIALES, AMBIENTALES O ECONÓMICOS)

Los impactos del presente proyecto de investigación se verán reflejados principalmente en tres indicadores que son los siguientes:

Impacto técnicos

- Aumenta la confiabilidad.
- La GD puede ayudar en la demanda en horas pico
- La GD puede aumentar la calidad de la onda.
- La GD puede reducir las pérdidas.
- La GD interviene en la estabilidad del sistema

Impacto Ambientales

- Reduce la emisión de contaminantes a la atmósfera
- Reducción del impacto visual
- Mejora aceptación social

Impacto Económicos

El costo referencial del proyecto asciende a \$ 254.240,00 dólares americanos que mediante el estudio técnico–económico se estima recuperar esta inversión en 20 años tomando en cuenta que la vida útil de los elementos es 25 años y un uso diario.

Observando los impactos que realiza la generación distribuida se puede determinar que hay varios fundamentos donde interviene la GD, esto ayuda a mejorar el rendimiento y la confiabilidad de las empresas distribuidoras como a los usuarios y como a calidad de vida.

13. PRESUPUESTO PARA LA PROPUESTA DEL PROYECTO

El costo total del proyecto está basado en la tabla 13.1 se muestra costos de inversión referenciales para las centrales propuestas en este estudio.

Tabla 13.1. Costo de inversión por tipo de central eléctrica.

| Tecnologías | Energía primaria | Potencias (MW) | Rendimiento | Costo inversión (\$/KW) |
|--------------|------------------|----------------|-------------|-------------------------|
| Eólica | Viento | 0,005-5 | 43% | 110-170 |
| Fotovoltaica | Sol | <0,001-0,1 | 14% | 5000-7000 |

A continuación presentamos la tabla 46 que muestra el costo de inversión referencial para el presente estudio.

Tabla 13.2. Detalle referencial de inversión.

| Tipo de central | Cantidad | Costo inversión * Mwh (\$/MW) | Potencia a instalar | Total (\$) |
|----------------------------|----------|-------------------------------|---------------------|------------|
| Eólica | 2 | 170,00 | 1 | 220.000,00 |
| Fotovoltaica | 1 | 7.000,00 | 0,1 | 7.000,00 |
| Sub-Total inversión | | | | 227.000,00 |
| IVA 12% | | | | 27.240,00 |
| Total inversión | | | | 254.240,00 |

Análisis técnico-económico.

El siguiente análisis técnico económico se van hacer uso de siguientes métodos para la valuación del proyecto:

VAN: es el valor actual neto, es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizado en la evaluación de proyectos de inversión, el cual se base en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo que genera un proyecto y compararlas con el desembolso inicial. Para su cálculo es importante conocer la tasa de descuento que para nuestro caso según el Banco Central del Ecuador es de 7,86 %.

- Si el VAN < 0: se rechaza el proyecto
- Si el VAN = 0: el proyecto es indiferente
- Si el VAN > 0: se acepta el proyecto.

TIR: conocido como tasa interna de rendimiento, también como tasa interna de retorno, es un indicador financiero que mide el rendimiento de los fondos que se pretende invertir en un proyecto. El TIR nos permite conocer el rendimiento real de una inversión.

- Si la $TIR < TMAR$ se rechaza el proyecto
- Si la $TIR = TMAR$ el proyecto es indiferente
- Si la $TIR > TMAR$ el proyecto se acepta.

TMAR: tasa mínima atractiva de retorno

TMAR= %pasivo + %inflacion + %premio al riesgo

$TMAR= 4,8 \% + (-0,18\%) + 15\%$

$TMAR= 19,62\%$

Para realizar esta evaluación también se necesita como datos iniciales tarifa residencial 0,436 \$/KWh. A esto también se suma el ahorro energético anual de la propuesta es cual es de \$ 20823,8.

Con estos datos iniciales se puede evaluar el proyecto donde se obtuvo los siguientes resultados:

Tabla 13.3. Análisis del VAN y TIR.

| | |
|--------------------------|--------------|
| AÑOS | 20 |
| ENERGÍA ANUAL | 47761 Wh/año |
| TASA DE DESCUENTO | 7,86 % |
| INVERSION | \$ 254240,00 |
| FLUJO DE EFECTIVO | \$20823,8 |
| VAN | \$ 39249,43 |
| TIR | 4,20% |

Se estima una vida útil de 25 años para el sistema de generación, por lo tanto, el costo por kWh es de 0,436 ctv., lo cual nos permite recuperar la inversión en los años establecidos, tomando en consideración que los valores del TIR son bajos alcanzando el valor de 4,20%.

14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- En el Ecuador no se ha realizado análisis técnicos, sociales, ambientales o económicos para evaluar los beneficios de la Generación Distribuida para el Sistema Eléctrico esto sería importante acompañar el crecimiento de la GD con un análisis continuo para establecer los beneficios y permitir ajustes a la regulación basada en el resultado de los

estudios así como permitir que se tome en consideración la Generación Distribuida en la planificación del Sistema Eléctrico como alternativa a proyectos de distribución.

- Con el estudio de la generación distribuida en redes de medio voltaje este trabajo se centralizo en la confiabilidad de la red de distribución. Se representa una descripción general de la generación distribuida considerando definiciones esenciales.
- En la evaluación de la confiabilidad de las redes de distribución de medio voltaje, tomando en cuenta que se conecta una unidad de generación distribuida en un punto del alimentador y por medio de los resultados obtenidos en la simulación y el modelo matemático se puede observar que se tiene un impacto muy importante sobre los índices de confiabilidad.
- 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 mejora su confiabilidad.
- En el Ecuador, el concepto de generación distribuida aún no ha sido mayormente difundido sin embargo nuestro país tiene grandes disposiciones para desarrollar este tipo de tecnologías, especialmente la basada en energías renovables puesto que es potencialmente rico en recursos naturales y que no son totalmente explotadas, por lo que la generación distribuida tiene grandes oportunidades de lograr un espacio en nuestro mercado electico.

RECOMENDACIONES

- Reformar el marco legal ecuatoriano que contemple los incentivos para la instalación de la generación distribuida por parte de todo tipo de clientes a través de sistemas de energías renovables especialmente la fotovoltaica. Entre los incentivos deberá considerarse la eliminación de aranceles en la importación de los equipos.
- En un sistema real no siempre será posible la restauración de potencia por medio de generación distribuida es decir que se alimentara desde el generador distribuido siempre y cuando la capacidad lo permita.
- En la actualidad la generación distribuida tiene limitaciones para penetrar en el sistema eléctrico Ecuatoriano ya sea esto por limitaciones técnicas, limitaciones económicas y

no se recomienda el uso de generación distribuida a gran escala como alternativa de alimentación frente a fallas en los alimentadores de las distribuidoras quizás con el tiempo y los avances de la tecnología y más sobre los costos los permitan ser un sistema rentable y no costos.

- Una de los principales criterios que se deben tomar en cuenta es la ubicación de las unidades de generación distribuida, ya que es importante para reducir los índices de confiabilidad.

15. BIBLIOGRAFIA

- [1] W. Almeida, «"Generacion Distribuida y su potencial aplicacion en el Ecuador",» Quito, 2006.
- [2] G. Guillermo, "Impacto de la generacion distribuida en la operacion de la distribucion", Santiago de Chile , 2013.
- [3] G.Valverde, PhD, «"Análisis Técnico-Financierode la Generación Distribuidaen la CNFL",» Costa Rica, 2015.
- [4] B. Guanoluisa, "Analisis de Confiabilidad de sistema de ditribucion Electrica con Penetracion en Generacion Distribuida", QUITO, 2015.
- [5] GAMESA, "Global technology Energy", España, 2008.
- [6] M. Rodriguez, «"Beneficios de la generación distribuida mediante autoconsumo eléctrico",» *Revista Digital INESEM*, 2013.
- [7] M. B. y. F. Kreider, "Distributed Genration the power Paradigm for the New Millennium", Estados Unidos, 2011.
- [8] M. Piumett, «"Estudio de las influencias y aportes de la Generacion distribuida para control y optimizar el funcionamiento de las Redes Electricas de Distribucion características de la Republica Argentina ",» *Tesis Ingenieria* , 2015.

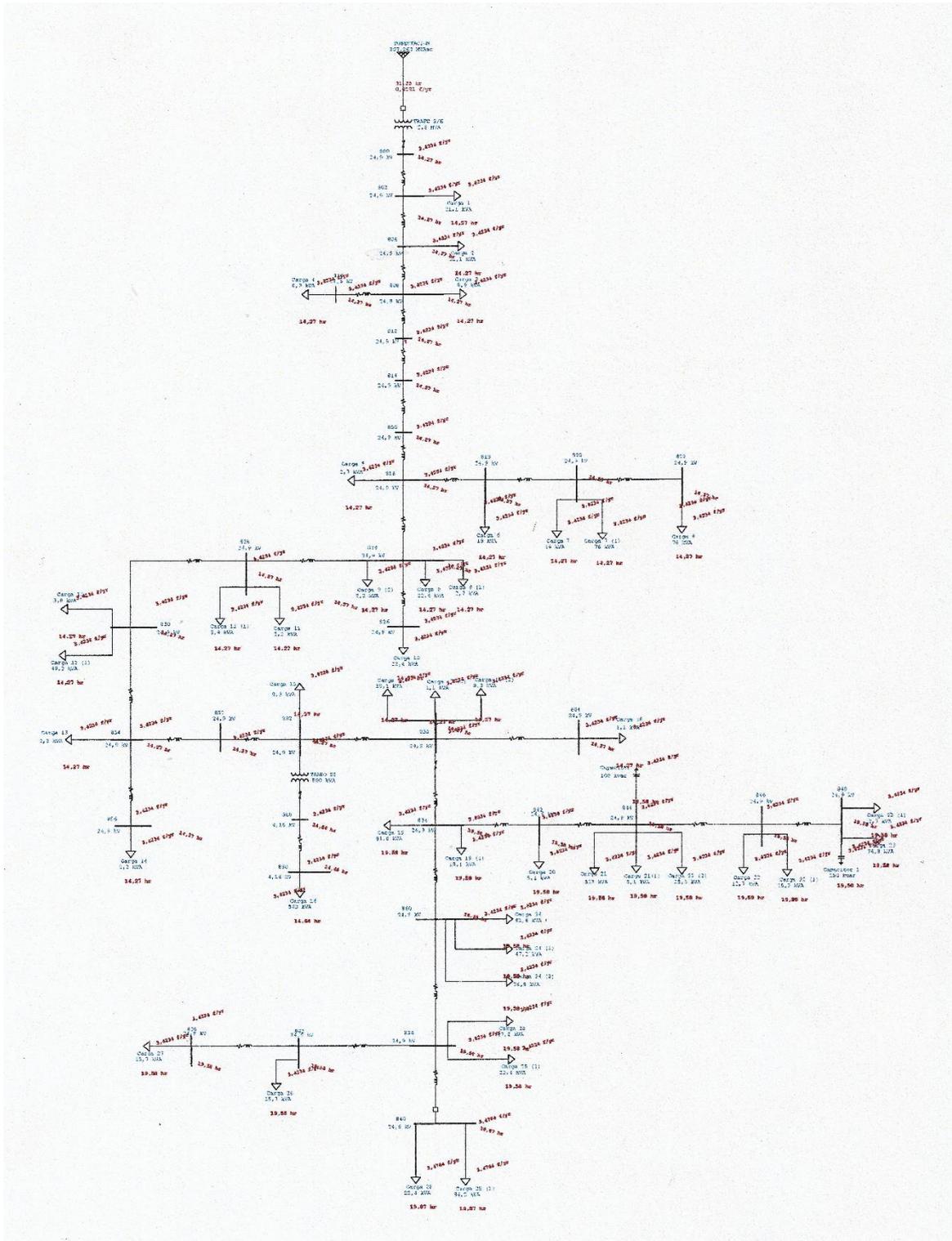
- [9] G. Longatt, «"Impacto de Generacion distribuida en las perdidas y la regulacion de un Sistema de Distribucion",» *Facultad de Ingenieria Universidad Central de Venezuela*, 2006.
- [10] B. Escobar, «Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución Eléctrica con penetración de generación distribuida,» *Tesis de Ingenieria* , 2015.
- [11] M. Garcia, «Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en la Operación y Planificación de las redes de Distribución Eléctrica,» *Tesis Ingeniera, Madrid* , Junio 2006.
- [12] V. H. Cholota, «IMPACTO DE LA GENERACION DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCCION , APLICACION CENTRAL HIDROELECTRICA MIRA,» 2014. [En línea].
- [13] R. Baeza, J. Rodríguez y J. Hernández, «EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN DESREGULACIÓN,» *REVISTA FACULTAD DE INGENIERIA UTA*, vol. II, nº 1, pp. 33-39, 2003.
- [14] C. A. Fernández Ramírez, «Repositorio Universidad Nacional de Colombia,» 2014. [En línea]. Available: <http://bdigital.unal.edu.co/45925/1/10133605.2014.pdf>. [Último acceso: 2019 Enero 2019].
- [15] PON9, «PONTIFICA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE,» 2018. [En línea]. Available: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno01/reliab/mmee2.htm>.
- [16] ARCONEL, «REGULACION No. ARCONEL 005/18 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución y comercialización de energía eléctrica,» ENERO 2019. [En línea]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/Regulacion-de-Calidad-Suscrita.pdf>.
- [17] ARCONEL, «6. Requerimientos técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución,» Regulación No- 004/15, ECUADOR, 2015.
- [18] R. Kaduru, «Reliability Evaluation of Distribution System Considering Distributed Generation,» *Word Academy of Engineering and Technology*, vol. 9 , nº 7, 2015.

- [19] M. Herrera, «índices ttik-fmik, utilizando la metodología de las cadenas de markov en el alimentador 1 lasso del sistema de distribución de la empresa eléctrica provincial cotopaxi s.a. para el año 2014»,» Tesis de Ingenieria , Ecuador , 2015.
- [20] P. Philip, «Determining the impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1- Radial Distribution Systems 12. IEEE,» 2011.
- [21] IEEE Std 1366 - 2003, «Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,» 2003. [En línea].
- [22] «ETAP 12.6 Guia del Usuario,» 2014. [En línea]. Available: http://etapesp.es/assets/etap_overview.pdf.
- [23] IEEE, «Radial distribution test feeders- Power Systems, IEEE Transactions on,» *Kersting 1991*, vol. 6, n° 3, pp. 980-982, 1991.
- [24] K. Noppadol y S. Uthane, «Rev2 ISGT-Asia-2015-An Analytical Approach for Reliability Evaluation DG.docx,» *Rev2 ISGT*, 2015.
- [25] Billinton y Grover, «Reliability evaluation in distribution and transmission systems,» *IEEE*, pp. 1-7, 1975.
- [26] T. Chan, «Synchronous Machines.Encyclopedia of life Support Systems,» *Polythecnic University* , 2003.
- [27] U. Khan, «Impact of Distributed Generation on Distributed Network,» *University of Techology Poland* , 2008.
- [28] J. A. Chiliquinga y F. G. Shiguango, «DDESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA INFORMATICA QUE PERMITA REALIZAR ANALIIS DE CONFIABILIDAD DE REDES DE MEDIO VOLTAJE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION,» 2018. [En línea].
- [29] J. L. Zaruma y D. A. Blacio, «ANALISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRSUR C.A.,» 2012. [En línea]. Available: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/690/1/te322.pdf?fbclid>.

16. ANEXOS**ANEXOS**

Anexo I. Diagrama Unifilar del Alimentador de Prueba de la IEEE de 34 barras.

Anexo II. Simulación del Alimentador sin Generación Distribuida.



Anexo III. Datos de Entrada de la Simulación sin Generación Distribuida.

| <u>Análisis de Confiabilidad</u> | | | | | | | | |
|----------------------------------|-----------------------|----------------------|-------------------|--------------------|------------|-----------|------|-------|
| Categoría de Carga (1): | | | Design | | | | | |
| Factor de Diversidad de Carga: | | | Ninguno | | | | | |
| Total | | | | | | | | |
| Número de Barras: | 35 | | | | | | | |
| Número de Ramales: | | | | | | | | |
| | XFMR2 | XFMR3 | Reactor | Línea/Cable | Impedancia | DP-Enlace | SPDT | Total |
| | 2 | 0 | 0 | 32 | 0 | 0 | 0 | 34 |
| Número de Fuentes: | | | | | | | | |
| | Sincrono Generador | Energía Red | Inversor | Total | | | | |
| | 0 | 1 | 0 | 1 | | | | |
| Número de Cargas: | | | | | | | | |
| | Sincrono Motor | Inducción Máquina | Estatica Carga | Concentra Carga | Total | | | |
| | 0 | 0 | 44 | 0 | 44 | | | |

Anexo IV. Datos de Entrada de los Transformadores.

| Transformer | | λ_A | λ_P | R MTR | Conmutador Tiempo | Reemplazo | |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------|----------------------|----------------|----------------|
| ID | Tipo | f / año | f / año | hora | hora | Disp. Sí/No | Tiempo hora |
| TRAF0 S/E | XFMR 2 dev. | 0.0150 | 0.0000 | 10.00 | 0.00 | No | 10.00 |
| XFMR-1 | XFMR 2 dev. | 0.0150 | 0.0000 | 10.00 | 0.00 | No | 10.00 |

Anexo V. Datos de Entrada de los Dispositivos de Conmutación.

Datos de Entrada del Dispositivo de Conmutación

| Dispositivo de Conmutación | | | λ_A | λ_P | R MTR | Conmutador Tiempo | Reemplazo | |
|----------------------------|-----------|--------|-------------|-------------|-------|----------------------|----------------|----------------|
| ID | Tipo | Estado | f / año | f / año | hora | hora | Disp. Sí/No | Tiempo hora |
| SW2 | Switch | | 0.0060 | 0.0000 | 4.00 | 50.00 | Sí | 4.00 |
| CB4 | HVBreaker | | 0.0060 | 0.0000 | 4.00 | 50.00 | Sí | 4.00 |
| CB3 | HVBreaker | | 0.0060 | 0.0000 | 4.00 | 50.00 | Sí | 4.00 |
| SW1 | Switch | | 0.0060 | 0.0000 | 4.00 | 50.00 | Sí | 4.00 |
| SW3 | Switch | | 0.0060 | 0.0000 | 4.00 | 50.00 | Sí | 4.00 |

Anexo VI. Datos de Entrada de la Fuente de Generación.

Datos de Entrada de la Fuente

| Fuente | | | λ_A | R MTR | Conmutador Tiempo | Reemplazo | |
|-------------|----------|--------------------|-------------|--------|----------------------|----------------|----------------|
| ID | Tipo | ID Barra Conectada | f / año | hora | hora | Disp. Sí/No | Tiempo hora |
| SUBESTACION | Syn. Gen | Barra 11 | 0.0071 | 108.00 | 2.00 | No | 10.00 |

Anexo VII. Datos de Entrada del Ramal.

| <u>Datos de Entrada de Ramal</u> | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|------|-------------|-------------|-------|------------|-----------|--------|--------------------------------|----------|--------|
| Cable/Line | | λ_A | λ_P | R MTR | Conmutador | Reemplazo | | Unid. Longitud | Longitud | Unidad |
| ID | Tipo | f/año | f/año | hora | Tiempo | Disp. | Tiempo | para λ_A & λ_P | | |
| | | | | | hora | Si/No | hora | | | |
| Linea 1 | Line | 0.0020 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.79 | km |
| Linea 2 | Line | 0.0013 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.53 | km |
| Linea 3 | Line | 0.0245 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 9.82 | km |
| Linea 4 | Line | 0.0286 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 11.43 | km |
| Linea 5 | Line | 0.0227 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 9.06 | km |
| Linea 6 | Line | 0.0000 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.00 | km |
| Linea 7 | Line | 0.0002 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.09 | km |
| Linea 8 | Line | 0.0078 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 3.11 | km |
| Linea 9 | Line | 0.0023 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.92 | km |
| Linea 10 | Line | 0.0004 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.18 | km |
| Linea 11 | Line | 0.0013 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.52 | km |
| Linea 13 | Line | 0.0367 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 14.68 | km |
| Linea 14 | Line | 0.0105 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 4.19 | km |
| Linea 15 | Line | 0.0006 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.26 | km |
| Linea 16 | Line | 0.0156 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 6.23 | km |
| Linea 17 | Line | 0.0004 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.16 | km |
| Linea 18 | Line | 0.0178 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 7.11 | km |
| Linea 19 | Line | 0.0281 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 11.23 | km |
| Linea 21 | Line | 0.0000 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.00 | km |
| Linea 22 | Line | 0.0037 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 1.49 | km |
| Linea 23 | Line | 0.0012 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.49 | km |
| Linea 24 | Line | 0.0080 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 3.22 | km |
| Linea 25 | Line | 0.0044 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 1.78 | km |
| Linea 26 | Line | 0.0015 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.62 | km |
| Linea 27 | Line | 0.0020 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.82 | km |
| Linea 28 | Line | 0.0007 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.26 | km |
| Linea 29 | Line | 0.0002 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.09 | km |
| Linea 30 | Line | 0.0037 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 1.48 | km |
| Linea 31 | Line | 0.0002 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.09 | km |
| Linea 33 | Line | 0.0010 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.41 | km |
| Linea 34 | Line | 0.0028 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 1.11 | km |
| Linea 35 | Line | 0.0004 | 0.0000 | 11.00 | 8.00 | Si | 11.00 | km | 0.16 | km |

Anexo VIII. Datos de Entrada de las Barras.

| Datos de Entrada de Barra | | | | | | | |
|----------------------------------|-----------|-----------------|----------------|--------------|-------------------|------------------|---------------|
| Barra | | | AA | R MTR | Commutador | Reemplazo | |
| ID | kV | Sub-sist | f / año | hora | Tiempo | Disp. | Tiempo |
| | | | | | hora | Si/No | hora |
| 800 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 802 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 806 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 808 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 810 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 812 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 814 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 816 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 818 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 820 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 822 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 824 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 826 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 828 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 830 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 832 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 834 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 836 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 838 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 840 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 842 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 844 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 846 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 848 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 850 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 852 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 854 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 856 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 858 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 860 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 862 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 864 | 24.900 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 888 | 4.160 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| 890 | 4.160 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |
| Barra 11 | 69.000 | | 0.0150 | 6.00 | 0.00 | No | 6.00 |

Anexo IX. Datos de Entrada de la Carga.

| Datos de Entrada de Carga | | | | | | | | | |
|---------------------------|---------|--------------------|-------|--------|--------|-------------|-------|-----------|--------|
| Carga | | | Carga | Carga | No. de | λ_A | R MTR | Reemplazo | |
| ID | Tipo | ID Barra Conectada | kW | Sector | Cargas | f / año | hora | Disp. | Tiempo |
| | | | | | | | | Si/No | hora |
| Carga 1 | St Load | 802 | 27.50 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Carga 2 | St Load | 806 | 27.50 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load23 | St Load | 808 | 8.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load24 | St Load | 810 | 8.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load25 | St Load | 818 | 17.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load26 | St Load | 820 | 17.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load27 | St Load | 820 | 67.50 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load28 | St Load | 822 | 67.50 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load29 | St Load | 816 | 2.50 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load30 | St Load | 824 | 2.50 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load31 | St Load | 824 | 20.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load32 | St Load | 826 | 20.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load33 | St Load | 824 | 2.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load34 | St Load | 828 | 2.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load35 | St Load | 828 | 3.50 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load36 | St Load | 830 | 3.50 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load37 | St Load | 854 | 2.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load38 | St Load | 856 | 2.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load39 | St Load | 832 | 7.50 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load40 | St Load | 858 | 1.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load41 | St Load | 858 | 7.50 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load42 | St Load | 864 | 1.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load43 | St Load | 858 | 16.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load44 | St Load | 834 | 16.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load45 | St Load | 834 | 73.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load46 | St Load | 860 | 73.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load47 | St Load | 860 | 42.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load48 | St Load | 836 | 42.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load49 | St Load | 836 | 20.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load50 | St Load | 840 | 20.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load51 | St Load | 862 | 14.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load52 | St Load | 838 | 14.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load53 | St Load | 842 | 4.50 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load54 | St Load | 844 | 4.50 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load55 | St Load | 844 | 22.50 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load56 | St Load | 846 | 22.50 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load57 | St Load | 846 | 11.50 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load58 | St Load | 848 | 11.50 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load59 | St Load | 860 | 60.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |

| Datos de Entrada de Carga | | | | | | | | | |
|---------------------------|---------|--------------------|--------|-------------|--------|-------------|-------|-----------|--------|
| Carga | | | Carga | Carga | No. de | λ_A | R MTR | Reemplazo | |
| ID | Tipo | ID Barra Conectada | kW | Sector | Cargas | f / año | hora | Disp. | Tiempo |
| | | | | | | | | Si/No | hora |
| Load60 | St Load | 840 | 27.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load61 | St Load | 844 | 404.96 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load62 | St Load | 848 | 60.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load63 | St Load | 890 | 449.88 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| Load64 | St Load | 830 | 45.00 | None | 1 | 0.0200 | 50.00 | No | 10.00 |
| CAP1 | St Load | 844 | 0.00 | Residencial | 1 | 0.0150 | 10.00 | Si | 10.00 |
| CAP2 | St Load | 848 | 0.00 | Residencial | 1 | 0.0150 | 10.00 | Si | 10.00 |

Anexo X. Informe de Ejecución del Punto de Carga sin Generación Distribuida.

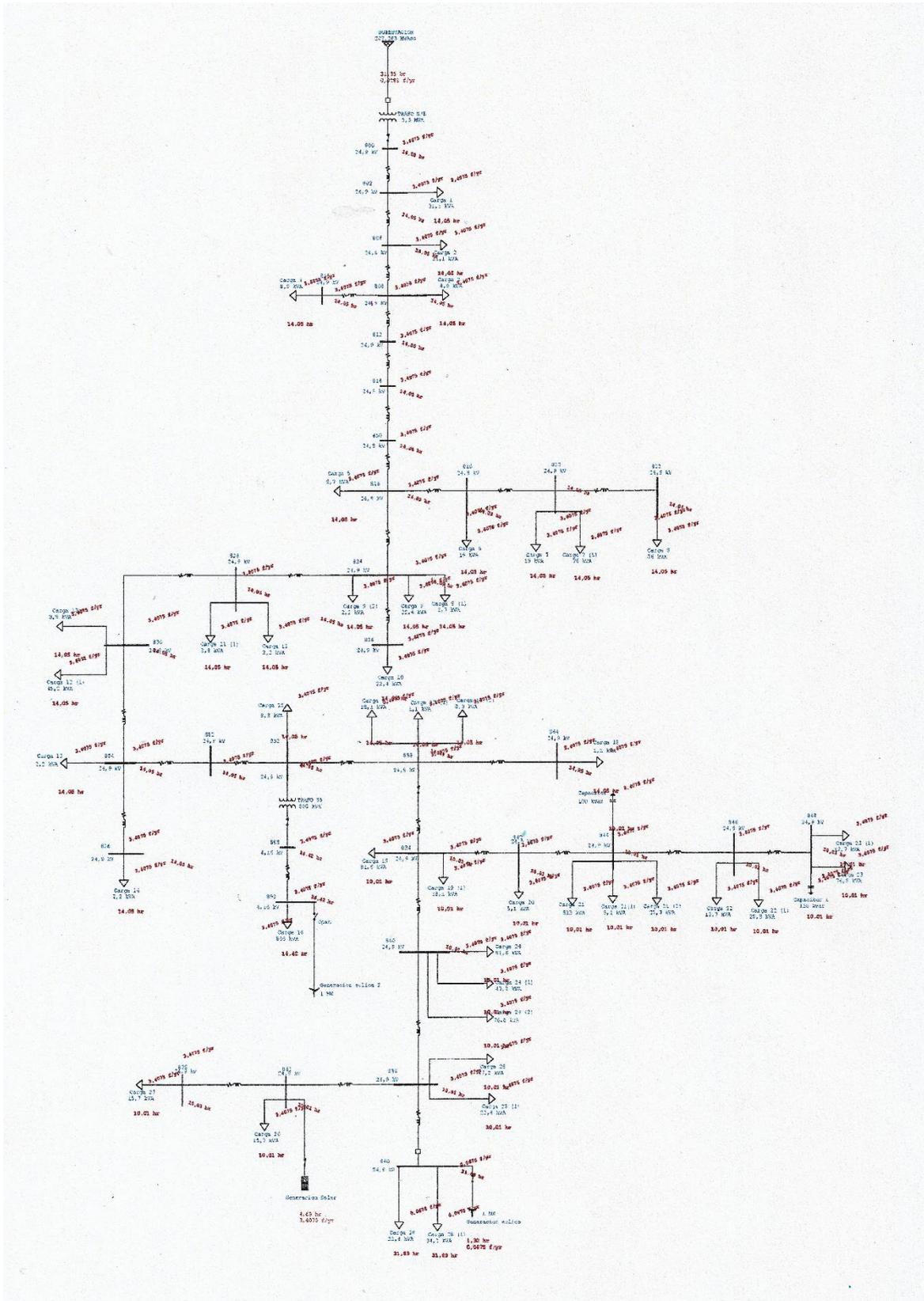
Informe de Ejecución del Punto de Carga

| ID | Barra | | Promedio Interrupció Tasa | Promedio Interrupci Duración | Anual Interrupci Duración | EENS | ECOST | IEAR |
|-----|-----------------|--------------------|---------------------------|------------------------------|---------------------------|-------------|---------|-----------|
| | Sector de Carga | ID Barra Conectada | f / año | hora | hr / año | MW hr / año | \$/ año | \$/ kW hr |
| 800 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| 802 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 1.3437 | 0.00 | 0.000 |
| 806 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 1.3437 | 0.00 | 0.000 |
| 808 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.3909 | 0.00 | 0.000 |
| 810 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.3909 | 0.00 | 0.000 |
| 812 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| 814 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| 816 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.1222 | 0.00 | 0.000 |
| 818 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.8306 | 0.00 | 0.000 |
| 820 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 4.1288 | 0.00 | 0.000 |
| 822 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 3.2982 | 0.00 | 0.000 |
| 824 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 1.1971 | 0.00 | 0.000 |
| 826 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.9772 | 0.00 | 0.000 |
| 828 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.2687 | 0.00 | 0.000 |
| 830 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 2.3696 | 0.00 | 0.000 |
| 832 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.3664 | 0.00 | 0.000 |
| 834 | N/A | | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 5.9653 | 0.00 | 0.000 |
| 836 | N/A | | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 4.1556 | 0.00 | 0.000 |
| 838 | N/A | | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 0.9383 | 0.00 | 0.000 |
| 840 | N/A | | 3.4784 | 19.87 | 69.1184 | 3.2486 | 0.00 | 0.000 |
| 842 | N/A | | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 0.3017 | 0.00 | 0.000 |
| 844 | N/A | | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 28.9537 | 0.00 | 0.000 |
| 846 | N/A | | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 2.2789 | 0.00 | 0.000 |
| 848 | N/A | | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 4.7927 | 0.00 | 0.000 |
| 850 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| 852 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| 854 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.0977 | 0.00 | 0.000 |
| 856 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.0977 | 0.00 | 0.000 |
| 858 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 1.1970 | 0.00 | 0.000 |
| 860 | N/A | | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 11.7298 | 0.00 | 0.000 |
| 862 | N/A | | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 0.9383 | 0.00 | 0.000 |
| 864 | N/A | | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.0489 | 0.00 | 0.000 |
| 888 | N/A | | 3.4234 | 14.64 | 50.1167 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| 890 | N/A | | 3.4234 | 14.64 | 50.1167 | 22.5467 | 0.00 | 0.000 |

| Barra | | | Promedio Interrupció Tasa | Promedio Interrupci Duración | Anual Interrupci Duración | EENS | ECOST | IEAR |
|----------|-----------------|--------------------|---------------------------|------------------------------|---------------------------|-------------|----------|------------|
| ID | Sector de Carga | ID Barra Conectada | f / año | hora | hr / año | MW hr / año | \$ / año | \$ / kW hr |
| Barra 11 | N/A | | 0.0281 | 31.35 | 0.8808 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| Carga 1 | None | 802 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 1.3437 | 0.00 | 0.000 |
| Carga 2 | None | 806 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 1.3437 | 0.00 | 0.000 |
| Load23 | None | 808 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.3909 | 0.00 | 0.000 |
| Load24 | None | 810 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.3909 | 0.00 | 0.000 |
| Load25 | None | 818 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.8306 | 0.00 | 0.000 |
| Load26 | None | 820 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.8306 | 0.00 | 0.000 |
| Load27 | None | 820 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 3.2982 | 0.00 | 0.000 |
| Load28 | None | 822 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 3.2982 | 0.00 | 0.000 |
| Load29 | None | 816 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.1222 | 0.00 | 0.000 |
| Load30 | None | 824 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.1222 | 0.00 | 0.000 |
| Load31 | None | 824 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.9772 | 0.00 | 0.000 |
| Load32 | None | 826 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.9772 | 0.00 | 0.000 |
| Load33 | None | 824 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.0977 | 0.00 | 0.000 |
| Load34 | None | 828 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.0977 | 0.00 | 0.000 |
| Load35 | None | 828 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.1710 | 0.00 | 0.000 |
| Load36 | None | 830 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.1710 | 0.00 | 0.000 |
| Load37 | None | 854 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.0977 | 0.00 | 0.000 |
| Load38 | None | 856 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.0977 | 0.00 | 0.000 |
| Load39 | None | 832 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.3664 | 0.00 | 0.000 |
| Load40 | None | 858 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.0489 | 0.00 | 0.000 |
| Load41 | None | 858 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.3664 | 0.00 | 0.000 |
| Load42 | None | 864 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.0489 | 0.00 | 0.000 |
| Load43 | None | 858 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 0.7818 | 0.00 | 0.000 |
| Load44 | None | 834 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 1.0725 | 0.00 | 0.000 |
| Load45 | None | 834 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 4.8929 | 0.00 | 0.000 |
| Load46 | None | 860 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 4.8929 | 0.00 | 0.000 |
| Load47 | None | 860 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 2.8150 | 0.00 | 0.000 |
| Load48 | None | 836 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 2.8150 | 0.00 | 0.000 |
| Load49 | None | 836 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 1.3405 | 0.00 | 0.000 |
| Load50 | None | 840 | 3.4784 | 19.87 | 69.1184 | 1.3823 | 0.00 | 0.000 |
| Load51 | None | 862 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 0.9383 | 0.00 | 0.000 |
| Load52 | None | 838 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 0.9383 | 0.00 | 0.000 |
| Load53 | None | 842 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 0.3017 | 0.00 | 0.000 |
| Load54 | None | 844 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 0.3017 | 0.00 | 0.000 |
| Load55 | None | 844 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 1.5081 | 0.00 | 0.000 |

| Barra | | | Promedio Interrupció Tasa | Promedio Interrupci Duración | Anual Interrupci Duración | EENS | ECOST | IEAR |
|-------------|-----------------|--------------------|---------------------------|------------------------------|---------------------------|-------------|----------|------------|
| ID | Sector de Carga | ID Barra Conectada | f / año | hora | hr / año | MW hr / año | \$ / año | \$ / kW hr |
| Load56 | None | 846 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 1.5081 | 0.00 | 0.000 |
| Load57 | None | 846 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 0.7708 | 0.00 | 0.000 |
| Load58 | None | 848 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 0.7708 | 0.00 | 0.000 |
| Load59 | None | 860 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 4.0218 | 0.00 | 0.000 |
| Load60 | None | 840 | 3.4784 | 19.87 | 69.1184 | 1.8663 | 0.00 | 0.000 |
| Load61 | None | 844 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 27.1440 | 0.00 | 0.000 |
| Load62 | None | 848 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 4.0218 | 0.00 | 0.000 |
| Load63 | None | 890 | 3.4234 | 14.64 | 50.1167 | 22.5467 | 0.00 | 0.000 |
| Load64 | None | 830 | 3.4234 | 14.27 | 48.8594 | 2.1986 | 0.00 | 0.000 |
| CAP1 | Residential | 844 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| CAP2 | Residential | 848 | 3.4234 | 19.58 | 67.0284 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| SUBESTACION | None | Barra 11 | 0.0281 | 31.35 | 0.8808 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |

Anexo XI. Simulación del Alimentador con Generación Distribuida.



Anexo XII. Datos de Entada de los Dispositivos de Conmutación.

Datos de Entrada del Dispositivo de Conmutación

| Dispositivo de Conmutación | | | λ_A | λ_P | R MTR | Conmutador Tiempo | Reemplazo | |
|----------------------------|-----------|--------|-------------|-------------|-------|----------------------|-----------|--------|
| ID | Tipo | Estado | f / año | f / año | hora | hora | Disp. | Tiempo |
| | | | | | | | Sí/No | hora |
| SW8 | Switch | | 0.0060 | 0.0000 | 4.00 | 50.00 | Sí | 4.00 |
| SW5 | Switch | | 0.0060 | 0.0000 | 4.00 | 50.00 | Sí | 4.00 |
| SW2 | Switch | | 0.0060 | 0.0000 | 4.00 | 50.00 | Sí | 4.00 |
| CB4 | HVBreaker | | 0.0060 | 0.0000 | 4.00 | 50.00 | Sí | 4.00 |
| CB3 | HVBreaker | | 0.0060 | 0.0000 | 4.00 | 50.00 | Sí | 4.00 |
| SW1 | Switch | | 0.0060 | 0.0000 | 4.00 | 50.00 | Sí | 4.00 |
| SW3 | Switch | | 0.0060 | 0.0000 | 4.00 | 50.00 | Sí | 4.00 |
| SW7 | Switch | | 0.0060 | 0.0000 | 4.00 | 50.00 | Sí | 4.00 |

Anexo XIII. Datos de Entada de las Fuentes de Generación.

Datos de Entrada de la Fuente

| Fuente | | | λ_A | R MTR | Conmutador Tiempo | Reemplazo | |
|---------------------|----------|--------------------|-------------|--------|----------------------|-----------|--------|
| ID | Tipo | ID Barra Conectada | f / año | hora | hora | Disp. | Tiempo |
| | | | | | | Sí/No | hora |
| SUBESTACION | Syn. Gen | Barra 11 | 0.0071 | 108.00 | 2.00 | No | 10.00 |
| Generacion eolica | Syn. Gen | 840 | 0.0005 | 80.00 | 2.00 | No | 10.00 |
| Generacion eolica 2 | Syn. Gen | 890 | 0.0005 | 80.00 | 2.00 | No | 10.00 |
| Inv8 | Inverter | 862 | 0.0002 | 90.00 | 2.00 | No | 10.00 |

Anexo XIV. Informe de Ejecución del Punto de Carga con Generación Distribuida.

| Informe de Ejecución del Punto de Carga | | | | | | | | |
|---|-----------------|--------------------|---------------------------|------------------------------|---------------------------|-------------|----------|------------|
| Barra | | | Promedio Interrupció Tasa | Promedio Interrupci Duración | Anual Interrupci Duración | EENS | ECOST | IEAR |
| ID | Sector de Carga | ID Barra Conectada | f / año | hora | hr / año | MW hr / año | \$ / año | \$ / kW hr |
| 800 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| 802 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 1.3174 | 0.00 | 0.000 |
| 806 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 1.3174 | 0.00 | 0.000 |
| 808 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.3832 | 0.00 | 0.000 |
| 810 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.3832 | 0.00 | 0.000 |
| 812 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| 814 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| 816 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.1198 | 0.00 | 0.000 |
| 818 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.8143 | 0.00 | 0.000 |
| 820 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 4.0479 | 0.00 | 0.000 |
| 822 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 3.2336 | 0.00 | 0.000 |
| 824 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 1.1736 | 0.00 | 0.000 |
| 826 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.9580 | 0.00 | 0.000 |
| 828 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.2635 | 0.00 | 0.000 |
| 830 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 2.3232 | 0.00 | 0.000 |
| 832 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.3593 | 0.00 | 0.000 |
| 834 | N/A | | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 3.0391 | 0.00 | 0.000 |
| 836 | N/A | | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 2.1171 | 0.00 | 0.000 |
| 838 | N/A | | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 0.4781 | 0.00 | 0.000 |
| 840 | N/A | | 0.0675 | 31.69 | 2.1390 | 0.1005 | 0.00 | 0.000 |
| 842 | N/A | | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 0.1537 | 0.00 | 0.000 |
| 844 | N/A | | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 14.7508 | 0.00 | 0.000 |
| 846 | N/A | | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 1.1610 | 0.00 | 0.000 |
| 848 | N/A | | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 2.4417 | 0.00 | 0.000 |
| 850 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| 852 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| 854 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.0958 | 0.00 | 0.000 |
| 856 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.0958 | 0.00 | 0.000 |
| 858 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 1.1736 | 0.00 | 0.000 |
| 860 | N/A | | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 5.9759 | 0.00 | 0.000 |
| 862 | N/A | | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 0.4781 | 0.00 | 0.000 |
| 864 | N/A | | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.0479 | 0.00 | 0.000 |
| 888 | N/A | | 3.4140 | 5.05 | 17.2367 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| 890 | N/A | | 3.4140 | 5.05 | 17.2367 | 7.7545 | 0.00 | 0.000 |

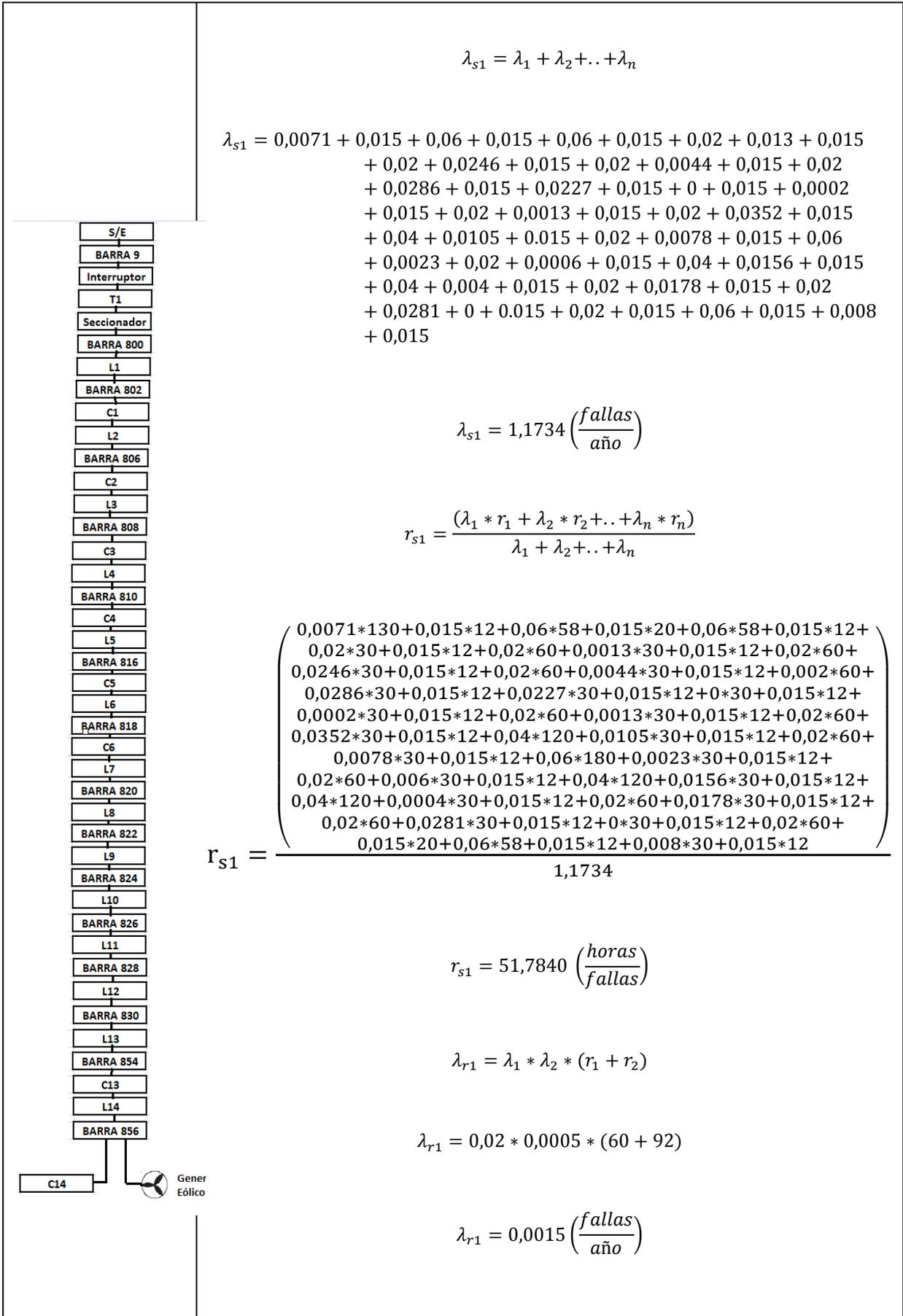
| Barra | | | Promedio Interrupció Tasa | Promedio Interrupci Duración | Anual Interrupci Duración | EENS | ECOST | IEAR |
|----------|-----------------|--------------------|---------------------------|------------------------------|---------------------------|-------------|----------|------------|
| ID | Sector de Carga | ID Barra Conectada | f/ año | hora | hr / año | MW hr / año | \$ / año | \$ / kW hr |
| Barra 11 | N/A | | 0.0281 | 31.35 | 0.8808 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| Carga 1 | None | 802 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 1.3174 | 0.00 | 0.000 |
| Carga 2 | None | 806 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 1.3174 | 0.00 | 0.000 |
| Carga 3 | None | 808 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.3832 | 0.00 | 0.000 |
| Load24 | None | 810 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.3832 | 0.00 | 0.000 |
| Load25 | None | 818 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.8143 | 0.00 | 0.000 |
| Load26 | None | 820 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.8143 | 0.00 | 0.000 |
| Load27 | None | 820 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 3.2336 | 0.00 | 0.000 |
| Load28 | None | 822 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 3.2336 | 0.00 | 0.000 |
| Load29 | None | 816 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.1198 | 0.00 | 0.000 |
| Load30 | None | 824 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.1198 | 0.00 | 0.000 |
| Load31 | None | 824 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.9580 | 0.00 | 0.000 |
| Load32 | None | 826 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.9580 | 0.00 | 0.000 |
| Load33 | None | 824 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.0958 | 0.00 | 0.000 |
| Load34 | None | 828 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.0958 | 0.00 | 0.000 |
| Load35 | None | 828 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.1677 | 0.00 | 0.000 |
| Load36 | None | 830 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.1677 | 0.00 | 0.000 |
| Load37 | None | 854 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.0958 | 0.00 | 0.000 |
| Load38 | None | 856 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.0958 | 0.00 | 0.000 |
| Load39 | None | 832 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.3593 | 0.00 | 0.000 |
| Load40 | None | 858 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.0479 | 0.00 | 0.000 |
| Load41 | None | 858 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.3593 | 0.00 | 0.000 |
| Load42 | None | 864 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.0479 | 0.00 | 0.000 |
| Load43 | None | 858 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 0.7664 | 0.00 | 0.000 |
| Load44 | None | 834 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 0.5464 | 0.00 | 0.000 |
| Load45 | None | 834 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 2.4927 | 0.00 | 0.000 |
| Load46 | None | 860 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 2.4927 | 0.00 | 0.000 |
| Load47 | None | 860 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 1.4342 | 0.00 | 0.000 |
| Load48 | None | 836 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 1.4342 | 0.00 | 0.000 |
| Load49 | None | 836 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 0.6830 | 0.00 | 0.000 |
| Load50 | None | 840 | 0.0675 | 31.69 | 2.1390 | 0.0428 | 0.00 | 0.000 |
| Load51 | None | 862 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 0.4781 | 0.00 | 0.000 |
| Load52 | None | 838 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 0.4781 | 0.00 | 0.000 |
| Load53 | None | 842 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 0.1537 | 0.00 | 0.000 |
| Load54 | None | 844 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 0.1537 | 0.00 | 0.000 |
| Load55 | None | 844 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 0.7683 | 0.00 | 0.000 |

| ID | Barra | | Promedio Interrupció | Promedio Interrupci | Anual Interrupci | EENS | ECOST | IEAR |
|---------------------|-----------------|--------------------|----------------------|---------------------|----------------------|-------------|---------|-----------|
| | Sector de Carga | ID Barra Conectada | Tasa f / año | Duración hora | Duración hr / año | MW hr / año | \$/ año | \$/ kW hr |
| Load56 | None | 846 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 0.7683 | 0.00 | 0.000 |
| Load57 | None | 846 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 0.3927 | 0.00 | 0.000 |
| Load58 | None | 848 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 0.3927 | 0.00 | 0.000 |
| Load59 | None | 860 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 2.0490 | 0.00 | 0.000 |
| Load60 | None | 840 | 0.0675 | 31.69 | 2.1390 | 0.0578 | 0.00 | 0.000 |
| Load61 | None | 844 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 13.8288 | 0.00 | 0.000 |
| Load62 | None | 848 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 2.0490 | 0.00 | 0.000 |
| Load63 | None | 890 | 3.4140 | 5.05 | 17.2367 | 7.7545 | 0.00 | 0.000 |
| Load64 | None | 830 | 3.4140 | 14.03 | 47.9020 | 2.1556 | 0.00 | 0.000 |
| CAP1 | Residencial | 844 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| CAP2 | Residencial | 848 | 3.4140 | 10.00 | 34.1484 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| SUBESTACION | None | Barra 11 | 0.0281 | 31.35 | 0.8808 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| Generacion eolica | None | 840 | 0.0675 | 1.30 | 0.0880 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| Generacion eolica 2 | None | 890 | 3.4140 | 4.69 | 16.0185 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |
| Inv8 | None | 862 | 3.4140 | 4.69 | 15.9971 | 0.0000 | 0.00 | 0.000 |

Anexo XV. Parámetros de elemento y Ejemplo de cálculo de los parámetros de confiabilidad de la carga 14.

| COMPONENTE | λ (f/año.km) | Tr (hrs) |
|-------------------|--|-----------------|
| S/E | 0,0071 | 130 |
| BARRA 9 | 0,0150 | 12 |
| interruptor | 0,0600 | 58 |
| T1 | 0,0150 | 20 |
| seccionador | 0,0600 | 58 |
| BARRA 800 | 0,0150 | 12 |
| L1 | 0,0020 | 30 |
| BARRA 802 | 0,0150 | 12 |
| C1 | 0,0200 | 60 |
| L2 | 0,0013 | 30 |
| BARRA 806 | 0,0150 | 12 |
| C2 | 0,0200 | 60 |
| L3 | 0,0246 | 30 |
| BARRA 808 | 0,0150 | 12 |
| C3 | 0,0200 | 60 |
| L4 | 0,0044 | 30 |
| BARRA 810 | 0,0150 | 12 |
| C4 | 0,0200 | 60 |
| L5 | 0,0286 | 30 |
| BARRA 812 | 0,0150 | 12 |
| L5 | 0,0227 | 30 |
| BARRA 814 | 0,0150 | 12 |
| L5 | 0,0000 | 30 |
| BARRA 850 | 0,0150 | 12 |
| L5 | 0,0002 | 30 |
| BARRA 816 | 0,0150 | 12 |
| C5 | 0,0200 | 60 |
| L6 | 0,0013 | 30 |
| BARRA 818 | 0,0150 | 12 |
| C6 | 0,0200 | 60 |
| L7 | 0,0352 | 30 |
| BARRA 820 | 0,0150 | 12 |
| C7 | 0,0400 | 120 |
| L8 | 0,0105 | 30 |
| BARRA 822 | 0,0150 | 12 |
| C8 | 0,0200 | 60 |
| L9 | 0,0078 | 30 |
| BARRA 824 | 0,0150 | 12 |
| C9 | 0,0600 | 180 |
| L10 | 0,0023 | 30 |

| | | |
|-----------------------------|--------|---------|
| BARRA 826 | 0,0150 | 12 |
| C10 | 0,0200 | 60 |
| L11 | 0,0006 | 30 |
| BARRA 828 | 0,0150 | 12 |
| C11 | 0,0400 | 120 |
| L12 | 0,0156 | 30 |
| BARRA 830 | 0,0150 | 12 |
| C12 | 0,0400 | 120 |
| L13 | 0,0004 | 30 |
| BARRA 854 | 0,0150 | 12 |
| C13 | 0,0200 | 60 |
| L14 | 0,0178 | 30 |
| BARRA 856 | 0,0150 | 12 |
| C14 | 0,0200 | 60 |
| generador eólico | 0,0005 | 92,0000 |



$$\lambda_{s1} = \lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n$$

$$\lambda_{s1} = 0,0071 + 0,015 + 0,06 + 0,015 + 0,06 + 0,015 + 0,02 + 0,013 + 0,015 + 0,02 + 0,0246 + 0,015 + 0,02 + 0,0044 + 0,015 + 0,02 + 0,0286 + 0,015 + 0,0227 + 0,015 + 0 + 0,015 + 0,0002 + 0,015 + 0,02 + 0,0013 + 0,015 + 0,02 + 0,0352 + 0,015 + 0,04 + 0,0105 + 0,015 + 0,02 + 0,0078 + 0,015 + 0,06 + 0,0023 + 0,02 + 0,0006 + 0,015 + 0,04 + 0,0156 + 0,015 + 0,04 + 0,004 + 0,015 + 0,02 + 0,0178 + 0,015 + 0,02 + 0,0281 + 0 + 0,015 + 0,02 + 0,015 + 0,06 + 0,015 + 0,008 + 0,015$$

$$\lambda_{s1} = 1,1734 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

$$r_{s1} = \frac{(\lambda_1 * r_1 + \lambda_2 * r_2 + \dots + \lambda_n * r_n)}{\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n}$$

$$r_{s1} = \frac{\left(0,0071*130+0,015*12+0,06*58+0,015*20+0,06*58+0,015*12+0,02*30+0,015*12+0,02*60+0,0013*30+0,015*12+0,02*60+0,0246*30+0,015*12+0,02*60+0,0044*30+0,015*12+0,002*60+0,0286*30+0,015*12+0,0227*30+0,015*12+0*30+0,015*12+0,0002*30+0,015*12+0,02*60+0,0013*30+0,015*12+0,02*60+0,0352*30+0,015*12+0,04*120+0,0105*30+0,015*12+0,02*60+0,0078*30+0,015*12+0,06*180+0,0023*30+0,015*12+0,02*60+0,006*30+0,015*12+0,04*120+0,0156*30+0,015*12+0,04*120+0,0004*30+0,015*12+0,02*60+0,0178*30+0,015*12+0,02*60+0,0281*30+0,015*12+0*30+0,015*12+0,02*60+0,015*20+0,06*58+0,015*12+0,008*30+0,015*12 \right)}{1,1734}$$

$$r_{s1} = 51,7840 \left(\frac{\text{horas}}{\text{fallas}} \right)$$

$$\lambda_{r1} = \lambda_1 * \lambda_2 * (r_1 + r_2)$$

$$\lambda_{r1} = 0,02 * 0,0005 * (60 + 92)$$

$$\lambda_{r1} = 0,0015 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

$$r_p = \frac{(r_1 * r_2)}{(r_1 + r_2)}$$

$$r_{p1} = \frac{(60 * 92)}{(60 + 92)}$$

$$r_{p1} = 36,3158 \left(\frac{\text{horas}}{\text{fallas}} \right)$$

$$\lambda_{sT} = \lambda_{s1} + \lambda_{p1}$$

$$\lambda_{sT} = 1,1734 + 0,0015$$

$$\lambda_{rT} = 1,1749 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

$$r_{s1} = \frac{\left(\begin{array}{l} 0,0071*130+0,015*12+0,06*58+0,015*20+0,06*58+0,015*12+ \\ 0,02*30+0,015*12+0,02*60+0,0013*30+0,015*12+0,02*60+ \\ 0,0246*30+0,015*12+0,02*60+0,0044*30+0,015*12+0,002*60+ \\ 0,0286*30+0,015*12+0,0227*30+0,015*12+0*30+0,015*12+ \\ 0,0002*30+0,015*12+0,02*60+0,0013*30+0,015*12+0,02*60+ \\ 0,0352*30+0,015*12+0,04*120+0,0105*30+0,015*12+0,02*60+ \\ 0,0078*30+0,015*12+0,06*180+0,0023*30+0,015*12+ \\ 0,02*60+0,006*30+0,015*12+0,04*120+0,0156*30+0,015*12+ \\ 0,04*120+0,0004*30+0,015*12+0,02*60+0,0178*30+0,015*12+ \\ 0,02*60+0,0281*30+0,015*12+0*30+0,015*12+0,02*60+ \\ 0,015*20+0,06*58+0,015*12+0,008*30+0,015*12+ \\ 0,0015*36,3158 \end{array} \right)}{1,1734}$$

$$r_{sT} = 51,8310 \left(\frac{\text{horas}}{\text{fallas}} \right)$$

$$U_{sT} = \lambda_{sT} * r_{sT}$$

$$U_{sT} = 1,1749 * 51,8310$$

$$U_{sT} = 60,8971 \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$