



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DEL ESTUDIO DEL IMPACTO DE LAS INTERRUPCIONES EN  
UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN EL DESPACHO ECÓNOMICO DE LOS GENERADORES  
DISTRIBUIDOS RENOVABLES CON OFERTA FIRME EFICIENTE**

**Pacífico Javier Us Tumax**

Asesorado por el Msc. Ing. Josué Daniel García Valdez

Guatemala, marzo de 2022



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DEL ESTUDIO DEL IMPACTO DE LAS INTERRUPCIONES EN  
UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN EL DESPACHO ECÓNOMICO DE LOS GENERADORES  
DISTRIBUIDOS RENOVABLES CON OFERTA FIRME EFICIENTE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

**PACIFICO JAVIER US TUMAX**

ASESORADO POR EL MSC. ING. JOSUÉ DANIEL GARCIA VALDEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, MARZO DE 2022



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
EXAMINADOR	Ing. Carlos Eduardo Guzmán Salazar
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez



## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DEL ESTUDIO DEL IMPACTO DE LAS INTERRUPCIONES EN  
UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN EL DESPACHO ECÓNOMICO DE LOS GENERADORES  
DISTRIBUIDOS RENOVABLES CON OFERTA FIRME EFICIENTE**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Estudios de Postgrado con fecha 30 de octubre de 2021.

**Pacifico Javier Us Tumax**



EEPFI-PP-0075-2022

Guatemala, 12 de enero de 2022

**Director**  
**Armando Alonso Rivera Carrillo**  
**Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica**  
**Presente.**

**Estimado Ing. Rivera**

Reciba un cordial saludo de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería.

El propósito de la presente es para informarle que se ha revisado y aprobado el Diseño de Investigación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DEL ESTUDIO DEL IMPACTO DE LAS INTERRUPCIONES EN UNA RED DE DISTRIBUCION EN EL DESPACHO ECONÓMICO DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES CON OFERTA FIRME EFICIENTE**, el cual se enmarca en la línea de investigación: **Todas las áreas - Proyectos de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en un mercado eléctrico regulado**, presentado por el estudiante **Pacífico Javier Us Tumax** carné número **201503962**, quien optó por la modalidad del "PROCESO DE GRADUACIÓN DE LOS ESTUDIANTES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA OPCIÓN ESTUDIOS DE POSTGRADO". Previo a culminar sus estudios en la Maestría en ARTES en Gestion De Mercados Electricos Regulados.

Y habiendo cumplido y aprobado con los requisitos establecidos en el normativo de este Proceso de Graduación en el Punto 6.2, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Décimo, Inciso 10.2 del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011, firmo y sello la presente para el trámite correspondiente de graduación de Pregrado.

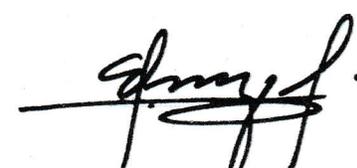
Atentamente,

*"Id y Enseñad a Todos"*

  
**Josué Daniel García Valdez**  
Ingeniero Mecánico Electricista  
Colegiado No. 17,783  
Mtro. Josué Daniel García Valdez  
Asesor(a)

  
Mtro. Juan Carlos Fuentes Montepeque  
Coordinador(a) de Maestría



  
Mtro. Edgar Darío Álvarez Cotí  
Director  
Escuela de Estudios de Postgrado  
Facultad de Ingeniería





EEP-EIME-0075-2022

El Director de la Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica de la Facultad de Ingenieria de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor, el visto bueno del Coordinador y Director de la Escuela de Estudios de Postgrado, del Diseño de Investigación en la modalidad Estudios de Pregrado y Postgrado titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DEL ESTUDIO DEL IMPACTO DE LAS INTERRUPCIONES EN UNA RED DE DISTRIBUCION EN EL DESPACHO ECONÓMICO DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES CON OFERTA FIRME EFICIENTE**, presentado por el estudiante universitario **Pacifico Javier Us Tumax**, procedo con el Aval del mismo, ya que cumple con los requisitos normados por la Facultad de Ingenieria en esta modalidad.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo  
Director  
Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica

Guatemala, enero de 2022

LNG.DECANATO.OI.240.2022

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DEL ESTUDIO DEL IMPACTO DE LAS INTERRUPCIONES EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN EL DESPACHO ECÓNOMICO DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES CON OFERTA FIRME EFICIENTE**, presentado por: **Pacifico Javier Us Tumax**, después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

  
Inga. Aurelia Anabela Cordova  
Decana



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
DECANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
★

Guatemala, abril de 2022

AACE/gaoc



## **ACTO QUE DEDICO A:**

- Dios** Por haberme dado las oportunidades que ha tenido y de poder compartirlas con personas maravillosas.
- Mis padres** Carolina y Pacifico, por su amor y apoyo incondicional en todas las etapas de mi vida.
- Mis hermanos** Joaquín y Rodrigo, por enseñarme que caemos para aprender a levantarnos.
- Mi familia** Por el apoyo y enseñanzas que han compartido conmigo.



## **AGRADECIMIENTOS A:**

**Universidad de San Carlos de Guatemala** Por brindarme la oportunidad de aumentar mi conocimiento.

**Mi asesor** Ing. Josué Valdez por su apoyo.

**Mis amigos** Leonel Atz, Dennis Pérez, Pedro Chamale, Alejandro López, Diego Coronado, Rubén Fuentes, Brandon Mayorga, Eduardo López, Alexander Dávila, Enrique Coloch, Raphael Conde, José Gálvez, Roberto Marticorena, Marcos Guoz y Antonio Chew por su apoyo durante la carrera.



## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES .....	V
LISTA DE SÍMBOLOS .....	VII
GLOSARIO .....	IX
RESUMEN .....	XIII
1. INTRODUCCIÓN .....	1
2. ANTECEDENTES .....	3
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	7
3.1. Descripción del problema .....	7
3.2. Formulación del problema .....	8
3.3. Delimitación del problema .....	9
4. JUSTIFICACIÓN .....	11
5. OBJETIVOS .....	13
5.1. General.....	13
5.2. Específicos .....	13
6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN .....	15
7. MARCO TEÓRICO.....	17
7.1. Generador distribuido renovable .....	17
7.1.1. Beneficio de la generación distribuida renovable....	19

	7.1.1.1.	Técnicos.....	19
	7.1.1.2.	Ambientales.....	20
	7.1.1.3.	Económicos.....	20
7.1.2.		Tecnología de generación distribuida renovable .....	21
	7.1.2.1.	Hidroeléctrica .....	21
	7.1.2.2.	Eólica.....	22
	7.1.2.3.	Geotérmica.....	22
	7.1.2.4.	Biomasa .....	22
	7.1.2.5.	Solar.....	23
7.2.		Comercialización de la energía .....	23
	7.2.1.	Opciones de comercialización.....	24
		7.2.1.1. Con el distribuidor .....	24
		7.2.1.2. En el mercado mayorista.....	25
	7.2.2.	Programación de largo plazo.....	25
	7.2.3.	Oferta firme eficiente .....	29
	7.2.4.	Prueba de potencia máxima.....	34
	7.2.5.	Disponibilidad.....	37
7.3.		Red de distribución eléctrica .....	40
	7.3.1.	Topografía red de distribución.....	41
		7.3.1.1. Circuitos radiales.....	41
		7.3.1.2. Circuitos mallados .....	42
	7.3.2.	Coordinación de protecciones .....	43
		7.3.2.1. Reconectores .....	45
	7.3.3.	Dispositivos de seccionamiento .....	49
		7.3.3.1. Cuchilla seccionadora .....	50
		7.3.3.2. Seccionador automatizado.....	51
7.4.		Interrupciones en redes de distribución.....	52
	7.4.1.	Tiempo de atención de fallas.....	53
	7.4.2.	Mantenimientos .....	55

	7.4.2.1.	Mantenimiento correctivo.....	55
	7.4.2.2.	Mantenimiento preventivo.....	56
	7.4.2.3.	Mantenimiento predictivo .....	56
	7.4.3.	Análisis del sistema .....	57
8.	PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS .....		59
9.	METODOLOGÍA.....		63
	9.1.	Características del estudio .....	63
	9.2.	Unidades de análisis .....	63
	9.3.	Variables.....	64
	9.4.	Fases del estudio .....	66
		9.4.1. Fase 1: Exploración bibliográfica .....	66
		9.4.2. Fase 2: Determinación de criticidad.....	66
		9.4.3. Fase 3: Tiempos promedios .....	68
		9.4.4. Fase 4: Vinculación de la información .....	69
	9.5.	Resultados esperados.....	70
10.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN .....		73
11.	CRONOGRAMA.....		75
12.	FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO .....		77
	REFERENCIAS .....		79
	APÉNDICES .....		85



# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1.	Esquema de solución. ....	15
2.	Estados de programaciones.....	29
3.	Criterios que considera PRADIS. ....	38
4.	Construcción circuito radial. ....	42
5.	Construcción de circuito mallado.....	43
6.	Ramales en circuito de distribución.....	44
7.	Reconector de línea. ....	46
8.	Coordinación de protección reconector y fusible.....	47
9.	Sistema de distribución con generación distribuida.....	48
10.	Ubicación de la corriente $I_k$ con generación distribuida. ....	49
11.	Cuchillas seccionadoras.....	51
12.	Seccionador automatizado .....	52
13.	Matriz de criticidad. ....	58
14.	Matriz de criticidad aplicada. ....	68
15.	Histograma de fase 3 .....	71
16.	Disponibilidad por tipo de falla.....	72
17.	Cronograma de actividades.....	75

## TABLAS

I.	Información a suministrar generadores.....	27
II.	Información a suministrar distribuidores y participantes consumidores .....	28
III.	Información a suministrar transportistas .....	28
IV.	Consideraciones a tomar para la oferta firme eficiente.....	30
V.	Simulaciones para obtener OFE. ....	31
VI.	Oferta firme según tecnología.....	32
VII.	Coeficiente de disponibilidad de las máquinas generadoras. ....	34
VIII.	Evaluación de resultados de prueba de potencia máxima. ....	36
IX.	Tiempos mínimos de duración prueba de potencia máxima. ....	37
X.	Tiempos mínimos prueba disponibilidad. ....	39
XI.	Clasificación de variables.....	64
XII.	Definición teórica y operativa de variables.....	65
XIII.	Criterios número de personal en reparaciones. ....	67
XIV.	Criterios cantidad de material en reparaciones.....	67
XV.	Datos fase 2.....	70
XVI.	Datos fase 3.....	70
XVII.	Datos fase 4.....	71
XVIII.	Descripción del cronograma. ....	76
XIX.	Gastos de la investigación. ....	77

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>I</b>	Corriente.
<b>kV</b>	Kilovoltio.
<b>MW</b>	Mega Vatio.
<b>%</b>	Porcentaje.
<b>Q</b>	Quetzales.
<b>T</b>	Tiempo.
<b>W</b>	Vatio.
<b>&lt;</b>	Menor que.
<b>≥</b>	Mayor o igual que.



## GLOSARIO

<b>AMM</b>	Administrador del Mercado Mayorista.
<b>CNEE</b>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
<b>EFi</b>	Energía máxima que es previsible producir una central generadora.
<b>GDR</b>	Generador Distribuido Renovable.
<b>HD</b>	Horas de disponibilidad.
<b>HED</b>	Horas equivalentes por degradación.
<b>HIF</b>	Horas de indisponibilidad forzada.
<b>HMP</b>	Horas de mantenimiento programadas.
<b>MER</b>	Mercado Eléctrico Regional.
<b>MM</b>	Mercado Mayorista.
<b>NCC-1</b>	Norma de Coordinación Comercial No. 1, Coordinación de despacho de carga.

<b>NCC-2</b>	Norma de Coordinación Comercial No. 2, Oferta y demanda firme.
<b>NCC-3</b>	Norma de Coordinación Comercial No. 3, Transacciones de desvíos de potencia.
<b>NHND</b>	Número de horas del periodo de máxima demanda.
<b>NTGDR</b>	Normas Técnicas para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía.
<b>OF</b>	Oferta Firme.
<b>OFE</b>	Oferta Firme Eficiente.
<b>PIC</b>	Potencia indicada en la autorización dada por CNEE.
<b>PLP</b>	Programación de Largo Plazo.
<b>PPI</b>	Potencia máxima que la central generadora es capaz de suministrar.
<b>PRADIS</b>	Programa de Prueba Aleatoria de Disponibilidad.
<b>RTR</b>	Red de Transmisión Regional.
<b>SF-6</b>	Hexafluoruro de Azufre.

<b>SNI</b>	Sistema Nacional Interconectado.
<b>TA</b>	Tiempo de duración de la prueba.
<b>TC</b>	Tiempo mínimo estipulado para la prueba.
<b>Tc</b>	Tiempo de conocimiento.
<b>TI</b>	Tiempo de localización.
<b>Tr</b>	Tiempo de reparación.
<b>Tt</b>	Tiempo de transferencia.
<b>Tv</b>	Tiempo de normalización.



## RESUMEN

El surgimiento de numerosos proyectos de generación renovable en Guatemala ha tenido un aumento significativo, y en gran medida se debe a la legislación que se ha promovido en los últimos años. La generación distribuida forma parte importante de la producción renovable, mediando su energía y potencia a través de la red de distribución. Teniendo la oportunidad de brindar ante el mercado una oferta firme a lo largo de un año.

Dicha oportunidad está condicionada con los numerosos eventos que se suscitan en la red de media tensión los cuales pueden llegar a representar interrupciones en el servicio eléctrico. Por ende, el propósito de investigación es definir el impacto que se tiene entre las interrupciones en una red de distribución en el despacho económico de un generador distribuido renovable con oferta firme eficiente.

La presente investigación se realiza primeramente con la recolección de datos históricos de los eventos de interrupción de una red de distribución. Aplicando una matriz de criticidad a los valores de tres variables, arrojando así los tipos de fallas principales de estudio. Para una cada de estas fallas identificadas, se calcularán los tiempos medios que duran las interrupciones. Para finalmente obtener un coeficiente de disponibilidad de la red de distribución, por tipo de falla, ante los generadores distribuidos renovables.



## 1. INTRODUCCIÓN

La generación que utiliza combustibles virtualmente inagotables, es decir, la generación renovable ha tomado más peso en la matriz energética guatemalteca para cumplir con la demanda nacional y esto lo ha logrado a través de licitaciones y legislaciones dentro de las cuales también ha entrado en rigor la participación de la generación distribuida. Este tipo de generación renovable que aporta su producción de energía al sistema nacional a través de las redes de distribución y que a su vez es poco convencional, debe afrontar el hecho que estas redes son más susceptibles a las interrupciones cortas y prolongadas tanto de carácter programado como no programados ya que el área de cobertura es mayor que el de las redes de transmisión, teniendo muchos más soportes cercanos a los centros de carga.

En consecuencia, la disponibilidad que pueden llegar a tener los generadores distribuidos se puede ver afectada por los hechos que se suscitan dentro de una red de distribución y también la oferta firme de potencia que puede ofrecer en el mercado ante el administrador del mercado, recordando que esta oferta es vital para que el generador pueda, a lo largo de un año, garantizar de cierta forma una retribución económica por su producción.

Por lo que, resaltar el impacto que representan las interrupciones en una red de distribución en el despacho económico de un generador distribuido renovable con oferta firme eficiente es importante dentro las líneas de investigación de Modelo de Gestión de Redes Eléctricas y Proyectos de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en Mercado Eléctrico Regulado, buscando señalar la relación que pueda existir para ser una

herramienta de evaluación financiera en los nuevos proyectos que se puedan desarrollar en el país y es que no existe precedente de una investigación similar con el mercado eléctrico guatemalteco.

Se llevará pues un análisis descriptivo de las interrupciones que se producen en la red de distribución. Enlistando las fallas más críticas producidas en la red de media tensión, y determinar de estas la duración media para poder señalar la posible relación con la disponibilidad del generador distribuido.

El escrito de la investigación se dividirá en 4 capítulos principales, teniendo en consideración primeramente la consulta de los antecedentes que preceden a esta. En el desarrollo del primer capítulo, se hace la consulta bibliográfica para que el lector pueda comprender de mejor manera los detalles que se trataran a lo largo de la investigación.

Luego, en el segundo capítulo, se profundiza el desarrollo de la investigación definiendo las variables que serán estudiadas en las cuatro fases de investigación. Explorando bibliografía relacionada, para luego recolectar los datos históricos que serán manipulados adecuadamente para obtener resultados.

Ahora bien, en el capítulo tercero se muestran los resultados obtenidos mediante tablas y graficas. En el último capítulo, se expondrá la discusión y análisis de los resultados presentados en el capítulo anterior a manera de poder obtener conclusiones de la investigación.

## 2. ANTECEDENTES

Se desarrollo el análisis de las interrupciones en el segmento de red de distribución de media tensión 20kV en Bulgaria de la alimentación de la línea Okolite, antes y después de instalar dispositivos de seccionamiento de operación remota. En el que, a través de la medición de índices de calidad durante las fallas presentadas en periodo de estudio, se logra obtener datos positivos en la disminución de tiempo y usuarios afectados. De igual forma se observa que los tiempos de respuesta dependen del trayecto afectado, ya que existen vanos que tienen un acceso más tardado que otros. Y es que, solo a través de las mejoras que sostiene una red y la gestión de mantenimientos que se le dé a esta, es como se pueden disminuir el tiempo de afectación del suministro eléctrico. (Petleshkov & Yavor, 2019)

Se expone la investigación en donde se examinan las interrupciones que se producen en el suministro eléctrico, abarcando específicamente la perspectiva del cliente, para poder presentar medidas que aumenten a la fiabilidad de la distribuidora. Esto se obtiene comparando indicadores como los utilizados en Europa siendo la frecuencia de interrupciones y la indisponibilidad del servicio y factores que influyen en el origen de las mismas interrupciones. De la investigación se destaca también, el cómo mantener un histórico de factores influye de forma positiva para una futura medición de índices de continuidad y que se pueda aplicar a otras empresas de distribución. (Sumper, Sudrià, Ramirez, Villafáfila, & Chindris, 2005)

En la presentación de la investigación de Segura (2005), se desarrolla con el fin de evaluar la inmersión de distintas fuentes de generación distribuida (GD)

tomando varios aspectos técnicos para analizar la introducción de este tipo de generación dentro de las redes de distribución. Se llevan a cabo simulaciones en sistemas de potencia de configuración mallados y para dos tecnologías, eólica y cogeneración. Sin embargo, el cómo se estructuro la teoría es importante, ya que se define la GD tanto sus beneficios, características y tecnologías para luego centrarse en los sistemas de potencia como sus características cuando se realizan cambios de flujo en estos. Para continuar profundizando en el interés de la investigación.

La aplicación de las micro redes es un método para sustentar la carga de un sistema que se realiza por medio de varios pequeños bloques de energía que tiene interconexión entre sí. Teniendo como una posible fuente a la red la generación distribuida, pero aplicando distintos equipos electrónicos de control de tal manera el cliente o usuario tenga un servicio igual al consumo en los horarios en donde se requiera hacer uso, en otras palabras, que la red operé de forma automática. Sin embargo, el artículo se centra en la optimización de los recursos energéticos utilizados para las micro redes de estimaciones lineales. Entregando así una herramienta al usuario para la evaluación de penetración de este tipo de red en sus mercados. (Zoka, Sugimoto, Yorino, Kawahara, & Kubokawa, 2007)

Teng, Luor, & Liu (2005) en su artículo describen la manera de generar un algoritmo para determinar el punto óptimo, dentro de la red de distribución, para instalar un generador distribuido y las dimensiones que este debe de tener. Se menciona lo útil que es la colocación de estos generadores para la fiabilidad de la red y la mejora de la calidad que se le entrega al usuario, y se resalta como a través de los datos históricos de las fallas consecuentes en ciertos tramos del alimentador es más conveniente instalar los generadores que en otros puntos.

También se busca que sea rentable para las empresas que prestan el servicio de energía para que la introducción de la generación distribuida sea favorable.



### **3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

En los últimos años, Guatemala ha promovido legislación para el desarrollo de proyectos de energía renovable, buscando diversificar la matriz energética y de cierto modo independizarse de los combustibles fósiles. La implementación de los generadores distribuidos renovables es uno de los resultados de esta promoción. El poder inyectar energía al sistema a través de una red de distribución ha traído beneficios al usuario y al medio ambiente, y aun teniendo la restricción en Guatemala de inyectar hasta un límite de 5MW sigue siendo una opción viable para muchos inversionistas. Al optar por este tipo de generación se tienen dos opciones para comercializar su producto. En la elaboración de esta investigación se centrará en la opción en la cual se es participante del mercado eléctrico guatemalteco como generador.

#### **3.1. Descripción del problema**

Un generador distribuido renovable (GDR) al ser participe del mercado eléctrico, tendrá la opción de ser parte de la oferta firme eficiente en la programación de largo plazo que se realiza cada año. Esto luego de obtener una evaluación positiva en la prueba de potencia máxima. Esta opción de comercialización de potencia y energía se ve comprometida al estar conectado directamente a la red del ente distribuidor, la cual puede tener varios micro cortes de tensión e interrupciones prolongadas por mantenimientos preventivos o correctivos. Y es que, aunque parezca obvio, pero mientras el generador no inyecte energía al sistema este no podrá tener el reconocimiento económico en el mercado. En consecuencia, se busca señalar el impacto que se tiene en el

despacho de un generador distribuido renovable por las suspensiones que se generan del lado del distribuidor.

### **3.2. Formulación del problema**

A continuación, se plantea la pregunta central del trabajo de investigación, así como las preguntas que la auxilian para delimitar el problema de esta.

#### **Pregunta central**

¿Cuál es el impacto que se tiene entre las interrupciones en una red de distribución en el despacho económico de un generador distribuido renovable con oferta firme eficiente?

#### **Preguntas auxiliares**

Para responder a esta interrogante se deberán contestar las siguientes preguntas auxiliares:

- ¿Cuáles son las causas principales que afectan en las interrupciones de un circuito en una red de distribución en la cual está conectado un GDR?
- ¿Cuál es el tiempo promedio para las causas principales que provocan interrupciones en una red de distribución que cuente con generación distribuida?
- ¿De qué forma se vinculan el tiempo de duración de las interrupciones que se producen en una red de distribución con el despacho económico del generador distribuido?

### **3.3. Delimitación del problema**

El trabajo de investigación se realizará en el sector eléctrico guatemalteco, y específicamente con las redes de distribución. Identificando las causas principales que interrumpen la conexión entre GDR y distribuidor. Para posteriormente determinar el tiempo promedio que tarda en identificar las interrupciones, realizar reparaciones y normalizar el segmento de red. Y así, señalar el posible vínculo que existe entre la duración de las interrupciones con el despacho de los generadores distribuidos con oferta firme eficiente.



## 4. JUSTIFICACIÓN

El presente trabajo de investigación de la Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados se encuentra bajo dos líneas de investigación: Modelo de Gestión de Redes Eléctricas y Proyectos de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en Mercado Eléctrico Regulado, centrándose en la última.

El desarrollo del estudio se ubica dentro del conjunto de la formulación y análisis de los incentivos en proyectos energéticos, evidenciando la relación que tiene el despacho económico de un GDR con oferta firme eficiente y las interrupciones generadas en una red de distribución. Dicha relación es una necesidad latente en inversionistas de proyectos de generación y en las distribuidoras de energía. En la propuesta de diseño, se muestran las principales causas que afectan la estabilidad de la conexión (generador-distribuidor) y el cómo afectan la calidad de energía. Dando lugar a una herramienta para evaluar y mitigar inconvenientes provocados en el segmento de red de distribución en donde está conectado el generador distribuido.

La importancia del presente trabajo es para que pueda ser utilizado en proyectos de generación renovable, como herramienta de evaluación financiera. Inversiones que se desarrollen en el territorio guatemalteco, ya que forman parte importante para el creciente estilo de generación y que resulta viable en un país con mucha posibilidad de generación limpia. Además, esto ayuda a que la matriz energética del país no vuelva a la dependencia mayoritaria de los combustibles fósiles e impactan de manera positiva en el cambio climático.

Los beneficiarios principales de mostrar la relación entre interrupciones de la red y el despacho económico del generador serán los directamente los generadores distribuidos. Procurando la continuidad en la conexión con la red para su despacho en el mercado, pero también beneficia al agente distribuidor por la calidad de energía que se le entrega en el punto de conexión.

## **5. OBJETIVOS**

### **5.1. General**

Establecer el impacto que se tiene entre las interrupciones en una red de distribución en el despacho económico de un generador distribuido renovable con oferta firme eficiente.

### **5.2. Específicos**

- Identificar las causas principales que afectan en las interrupciones de un circuito de una red de distribución en la cual está conectado un GDR
- Determinar el tiempo promedio de las causas principales que provocan las interrupciones en una red de distribución que cuente con generación distribuida.
- Señalar el vínculo entre el tiempo promedio de duración de las interrupciones principales que se producen en la red de distribución con el despacho económico del generador distribuido.



## 6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN

En el presente escrito se busca abarcar el análisis descriptivo de las interrupciones que se producen en la red de distribución, ya que al suspender la conexión que existe entre distribuidora y GDR, aun siendo de forma momentánea o prolongada, se rompe la oportunidad del GDR para poder comercializar su producto (potencia y energía), en el mercado eléctrico.

Siendo importante señalar el impacto de las interrupciones que se producen con el despacho del generador para generar una herramienta de evaluación a los inversionistas interesados en aplicar este tipo de tecnología y también para la distribuidora contar con un análisis de los tiempos de atenciones a las fallas.

Figura 1. Esquema de solución



Fuente: elaboración propia, realizado con Microsoft Word.



## **7. MARCO TEÓRICO**

### **7.1. Generador distribuido renovable**

Tradicionalmente el proceso de la producción de energía se describe mediante la capacidad de generación, la infraestructura de transmisión y transformación. Básicamente consta de cuatro etapas (generación, transmisión, distribución y consumo) y donde interfiere la mayoría de las participantes del mercado eléctrico, cumpliendo siempre el objetivo de cubrir la demanda con oferta de generación. La generación distribuida cambia este modelo común de generación centralizada y aunque parezca algo completamente nuevo, el principio de este concepto ha existido desde hace muchos años en todos los países industrializados.

Dado de sus varias adaptaciones de proyectos de generación no convencionales, como por ejemplo para puntos lejanos donde se utilizan generadores diésel de distintas potencias o bien las plantas de cogeneración de las industrias, la definición de generación distribuida dependerá de la fuente consultada y también la aplicación que se le quiere dar. Es más que en ocasiones se utilizan otros términos como generación dispersa o generación en “in-situ”. (Segura Heras, 2005). Esto permite también tener una amplia gama de posibles esquemas de generación.

Las distintas definiciones que se tienen acerca de este concepto difieren básicamente en dos perspectivas: localización y capacidad. Ya que algunas bibliografías se refieren a la generación distribuida como aquella que, se encuentra cercana a la carga o usuario final. “La generación distribuida está

relacionada con el uso de pequeñas unidades generadores instaladas en puntos estratégicos de la red eléctrica cerca de los centros de carga”. (M. Falcão & Borges LT, 2006, p. 414).

Al mismo tiempo, otras fuentes atienen la definición del generador distribuido indicando por la capacidad de potencia máxima que tiene este para aportar a la red. Sin embargo, estos límites van sujetos a los operadores de red en donde se conecten ya que serán estos operadores quienes definan el voltaje y potencia máxima. (Pepermans, Driesen, Haeseldonckx, Belmans, & D'haeseleer, 2005).

Cabe mencionar también que las definiciones comparten que, las unidades de generación debieran estar conectadas a una red de distribución, dando así la última característica que debe de tener un agente generador para ser considerado generador distribuido.

Y bien para continuar con la definición del generador distribuido renovable, se aclara que el término renovable no es más que la referencia para la tecnología que se utiliza el generador, las cuales son las que utilizan fuentes naturales virtualmente inagotables.

Sin embargo, para Guatemala se tiene la definición dada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), que se contempla en la Norma Técnica De Generación Distribuida Renovable y Usuarios Auto productores con Excedentes de Energía (NTGDR) de la generación distribuida renovable: “Es la modalidad de generación de electricidad, producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución cuyo aporte de potencia neto es inferior o igual a cinco megavatios”. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica [CNNE], 2014, p. 6).

### **7.1.1. Beneficio de la generación distribuida renovable**

La integración de generadores distribuidos renovables dentro de las redes brinda ciertos beneficios que se deben entender muy bien para así poder obtener el mayor de los beneficios, estos ya han sido muy evaluados y cuantificados por varios autores. Se detallan a continuación unas cuantas ventajas de la generación distribuida, tomando tres ejes principales para abordar el provecho que tiene el poder contar con generación distribuida en una red de media tensión.

#### **7.1.1.1. Técnicos**

Uno de los argumentos para la generación distribuida es la mejora del perfil de tensión para el usuario final, manteniendo niveles dentro del margen establecido dentro de la normativa de la red a la cual se conecte.

El generador conectado a la red brinda una compensación de carga reactiva inductiva, por lo que logra disminuir la corriente a lo largo del trayecto hacia la carga. Empero la mejora se puede apreciar de mejor manera si en el circuito de conexión no se opera con límites inferiores de factor de potencia, por la compensación mencionada y es así como se ve mejora con centros de carga no niveles no tan altos. (Chiradeja & Ramakumar, 2004)

Mejora también la calidad del servicio que presta la distribuidora al usuario final, ya que contar con la opción de inyectar energía ante interrupciones en la red impacta en disminuir la cantidad de clientes afectados y el tiempo el cual pasan estos sin servicio ya que ante contingencias entra a complementar la fuente de otro alimentador. Así, también dando soporte a la confiabilidad y seguridad del sistema de distribución.

### **7.1.1.2. Ambientales**

Es una verdad que en el sector eléctrico el tipo de tecnología que se utiliza debe de ser más eficiente para ser atractivo, y si a eso se le suma la utilización de combustibles naturales y también la potencial disminución de emisiones de gases de efecto invernadero resulta en una gran valoración en el medio. (Akorede, Hizam, & Pouresmaeil, 2010).

En ciertos países como Guatemala, se promueven el uso de combustibles renovables lo cual hace que promueva la inversión de este tipo de generación y al mismo tiempo se busca que impacte de forma positiva en la huella de carbono que tiene a la población sumamente preocupada actualmente, teniendo un mejor recibimiento al momento de la instalación de las unidades generadores cerca de la población.

### **7.1.1.3. Económicos**

Como se mencionó anteriormente, en países existen normativas que promueven el uso de recursos renovables para la generación de energía, existen también otros mecanismos comerciales que fomenten inversión independiente en este tipo de generación.

Los beneficios económicos son los más importantes ya que, la cuantificación de este es el que evidencia el uso de este tipo tiene ventajas sobre la generación convencional. Para que los generadores distribuidos puedan representar beneficios al mismo, se han desarrollado modelos matemáticos que se han desarrollado que permiten alcanzar el mayor beneficio posible sobre el costo de generación. Esto es posible por los escenarios particulares que tiene se tiene en la conexión de los generadores, en donde se han podido calcular

beneficios cuantificables que representan la mitad de la tarifa cobrada a los clientes. (Gil & Joos, 2008).

Teniendo en cuenta que tecnologías como la fotovoltaica y eólica tienen mejor costo de operación y mantenimiento, sin olvidar la reducción de los requisitos de reserva y los costos que estos representan.

### **7.1.2. Tecnología de generación distribuida renovable**

Al estar refiriéndose a generadores distribuidos renovables, se desarrollarán únicamente tecnologías con fuentes renovables. A continuación, se presentan algunas tecnologías que son utilizadas para la generación distribuida que cumplen con las fuentes adecuadas.

#### **7.1.2.1. Hidroeléctrica**

La tecnología empleada por la hidroeléctrica aprovecha la energía potencial del agua la cual se hace circular de un punto alto hacia una turbina colocada en un punto más bajo, este movimiento hace que el generador pueda funcionar. Por su puesto que, existen muchos más dispositivos y partes que intervienen en el proceso desde el embalse, si es que cuenta con este, hasta la casa de máquinas en donde se conectan a áreas de transformación y regulación. Es importante resaltar que para la cantidad de generación que es posible para la generación distribuida se debe de aportar medidas que optimicen costos de operación y disminuir el mantenimiento, asegurando la rentabilidad de la inversión. No obstante, el mercado se ha adaptado para que el suministro de equipos sea más ágil para minimizar los costos de paros de mantenimiento. (Akorede, Hizam, & Pouresmaeil, 2010).

#### **7.1.2.2. Eólica**

Es el tipo de energía renovable que se obtiene por medio de la energía cinética del viento que pone en movimiento aspas que están conectadas un rotor y este se conecta a un multiplicador que hace girar al aerogenerador. Con ayuda de la previsión del clima, se puede optimizar la posición de las aspas para maximizar la generación del parque. Actualmente la industria de generación eólica es una de las más importantes y que ha tenido un auge muy rápido en los últimos años. A nivel global es una de las que cuentan con perfil alto para realizar esa transición hacia una matriz energética más limpia, en Europa ya se está reduciendo más de 50 millones de toneladas de dióxido de carbono cada año. (Qian, Zhou, Yuan, Shi, & Allan, 2008).

#### **7.1.2.3. Geotérmica**

La planta de tecnología geotérmica aprovecha el calor generado en el subsuelo del planeta para generar vapor y poder así mover la turbina que esta adherida al generador para la obtención de la energía eléctrica. El agua que se utiliza para el vapor es reutilizada luego de pasar por una etapa de precipitación. A nivel mundial este tipo de tecnología ha sido muy utilizada para diversificar la matriz energética de cada región, instalando equipos robustos para la generación renovable. (Akorede, Hizam, & Pouresmaeil, 2010).

#### **7.1.2.4. Biomasa**

La biomasa es aquella materia orgánica de origen vegetal o animal, desechos de agricultura, que se utiliza mediante su quema obtener calor que se utiliza para producir vapor que, a su vez impulsara la turbina para la obtención de energía eléctrica. Esta tecnología es una de las más importantes actualmente ya

que se prevé será un pilar importante para las energías renovables en un futuro no muy lejano. En Estados Unidos representa el 45 % de energía renovable para su matriz. Cabe mencionar que, los alcoholes y otros combustibles producidos por biomasa también entran en esta clasificación ya que siguen siendo productos de la materia orgánica, solo que sufren otro proceso antes de su quema. (Akorede, Hizam, & Pouresmaeil, 2010).

#### **7.1.2.5. Solar**

El tipo de generación utilizada para la generación de energía es mediante la radiación solar por medio del efecto fotoeléctrico. Una tecnología que ya tiene más de 50 años en el mercado, por lo que han incrementado la eficiencia del proceso.

Generalmente este proceso se plasma en paneles que se colocan perpendicularmente a la posición del sol, mediante mecanismos automatizados, para la máxima generación posible durante las horas del día. “La tecnología solar puede entregar energía limpia, confiable, bajo demanda de potencia en los mercados actuales de todo el mundo.” (Qian, Zhou, Yuan, Shi, & Allan, 2008, p. 2).

### **7.2. Comercialización de la energía**

Se desarrolla a continuación, lo referente a la parte comercial que tiene un generador distribuido renovable en territorio guatemalteco, ante los otros entes del Mercado Mayorista a los cuales puede promocionar su potencia y energía, tomando en cuenta la legislación y también las normativas que competen al subsector eléctrico. En base a la normativa actual en el territorio guatemalteco se

toman los puntos clave para poder exponer las consideraciones a tomar por un GDR ante el ideal de comercializar su producto con los demás entes.

### **7.2.1. Opciones de comercialización**

Para un generador distribuido se han desarrollado métodos con las micro redes donde pueden ser utilizados de manera más eficiente en aspectos técnicos y no solo porque se desarrollan algoritmos para la ubicación óptima, sino que también existe también una perspectiva diferente, económicamente, en donde agregando un agente extra al mercado se podría implementar en un mercado minorista aprovechando las características de las micro redes. (Palizban & Kauhaniemi, 2013) Sin embargo, en Guatemala se tiene un mercado mayorista para realizar transacciones en el mercado y por lo que, a continuación se presenta las opciones que tiene un generador distribuido renovable para poder desarrollarse en el medio.

Las opciones que un GDR tiene para comercializar su producto son dos, ya sea directamente con el Distribuidor o como agente Productor en el MM. Ambas opciones no son excluyentes entre sí, empero deben de apegarse a la normativa vigente que le sea pertinente a cada una. Sin embargo, para el desarrollo de la investigación se centrará en la opción que involucra al interesado ser participe del MM guatemalteco. (CNEE, 2014).

#### **7.2.1.1. Con el distribuidor**

El GDR podrá ofrecer sus bloques de potencia y energía directamente a las distribuidoras, siempre y cuando sea por medio de las licitaciones que desarrollan las distribuidoras juntamente con la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) la cual dará el aval definitivo. Las licitaciones son propuestas

presentadas por varias centrales o unidades generadoras a la distribuidora, para poder suplir la carga de esta ante el mejor precio. Cabe mencionar que dichos contratos deben regirse bajo la normativa que establece el Administrador del Mercado Mayorista (AMM). (CNEE, 2014)

#### **7.2.1.2. En el mercado mayorista**

El generador distribuido podrá ser participe directamente del Mercado Mayorista (MM), celebrando contratos o realizando transacción dentro del mercado por su potencia o energía generada. Siendo libre de poder pactar con cualquier ente y también teniendo la opción de que su representación sea por medio de una comercializadora. (CNEE, 2014).

#### **7.2.2. Programación de largo plazo**

Anteriormente se mencionó que, se centrará en la segunda opción de comercializar su potencia y energía en el mercado mayorista con los demás participantes. Además de practicar con las normativas actuales, los generadores deben de considerar la Programación de Largo Plazo (PLP) que realiza el administrador del mercado cada año estacional, que comienza el 1 de mayo y finaliza el 30 de abril del siguiente año, pues es cuando se definen a los participantes productores con su respectiva Oferta Firme Eficiente (OFE). En esta sección se ampliará más acerca los temas a considerar.

Esta programación tiene como objetivo principal generar un informe con varios tópicos detallando matices para las transacciones durante un año estacional, con las transacciones que se realizan en el mercado mayorista tanto para los contratos firmes y para el mercado de oportunidad. Y es mediante los datos obtenidos de años anteriores de los participantes y grandes usuarios del

mercado eléctrico se utilizan para alimentar la base de datos, la cual será utilizada por el Administrador para generar la programación de operación buscado alcanzar el mínimo costo de operación para mitigar la demanda y hacer cumplir los distintos contratos de los participantes. La coordinación del administrador debe de considerar las restricciones y topologías del Sistema Nacional Interconectado (SNI) con base en estudios previamente desarrollados o coordinados por el administrador. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica [CNEE], 2000) Cada participante tiene fecha límite, quince de enero, para enviar sus declaraciones al AMM que contenga información de relativa al año estacional. Y es específica para cada uno de los entes, como se detalla en las tablas I, II y III según indica la CNEE.

El AMM enviará una programación provisoria a los participantes con algunos de los tópicos de la versión definitiva, de interés para los mismos y les permitan realizar observaciones al Administrador que de ser necesario ajustará los estudios. Posterior a la versión definitiva, se tendrá también una Reprogramación anual estacional la cual tomará en cuenta las modificaciones que pudiesen haber sufrido la información suministrada por los Participantes. Los tiempos en los cuales deben ser presentados las variaciones de la PLP a los Participantes se detalla en la tabla 1.

Tabla I. **Información a suministrar generadores**

<b>Información a suministrar por los Participantes del MM</b>		
<b>Generadores</b>	Adiciones o retiros de unidades de generación y planes de Mantenimiento Mayor.	
	Modificaciones en los valores incluidos en la Base de Datos para cada una de las unidades generadoras.	
	<b>Térmicas</b>	Disponibilidad y programa de abastecimiento de combustibles.
		Metodología para cálculo de costos variables de generación.
		Costos de operación y mantenimiento.
		Costos de arranque y parada de las máquinas y las eficiencias correspondientes a las mismas.
	<b>Hidroeléctrica</b>	Potencia disponible.
		Costos de operación y mantenimiento.
		Pronósticos de caudales entrantes y caudales mínimos por requerimientos ambientales o de usos diferentes del agua, aguas abajo.
	<b>Biomasa</b>	Disponibilidad mínima de combustibles y programa de abastecimiento de combustibles.
	<b>Eólicas</b>	Los datos históricos de la velocidad del viento.
		Medidas a la altura de las aspas del generador de por lo menos 5 años anteriores.
		Rangos de velocidad del viento con los que puede generar cada unidad de la central generadora.
		La información de las características técnicas de los equipos para compensación de potencia reactiva que utilicen.
	<b>Geotérmica</b>	La cantidad de energía prevista y los datos históricos de la producción de vapor de sus pozos de por lo menos 5 años anteriores.

Fuente: elaboración propia, basado en CNEE (2000). Norma Coordinación Comercial No. 1.

Realizado con Microsoft Excel.

Tabla II. **Información a suministrar distribuidores y participantes consumidores**

<b>Información a suministrar por los Participantes del MM</b>	
<b>Distribuidores y participantes consumidores no vinculados a redes de distribución.</b>	Energía mensual.
	Potencias máximas y mínimas, tanto activas como reactivas coincidente a la hora de máxima demanda del SNI.
	Potencia activa mínima mensual y potencia reactiva coincidente a la hora de mínima demanda del SIN
	Curvas de carga típicas, para días hábiles, fin de semana y feriados a nivel mensual.
	Los Distribuidores con Contratos Existentes a los que se refiere el Artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, deberán informar todas las estipulaciones contenidas en los mismos. *

Fuente: elaboración propia, basado en CNEE (2000). Norma Coordinación Comercial No. 1.

Realizado con Microsoft Excel.

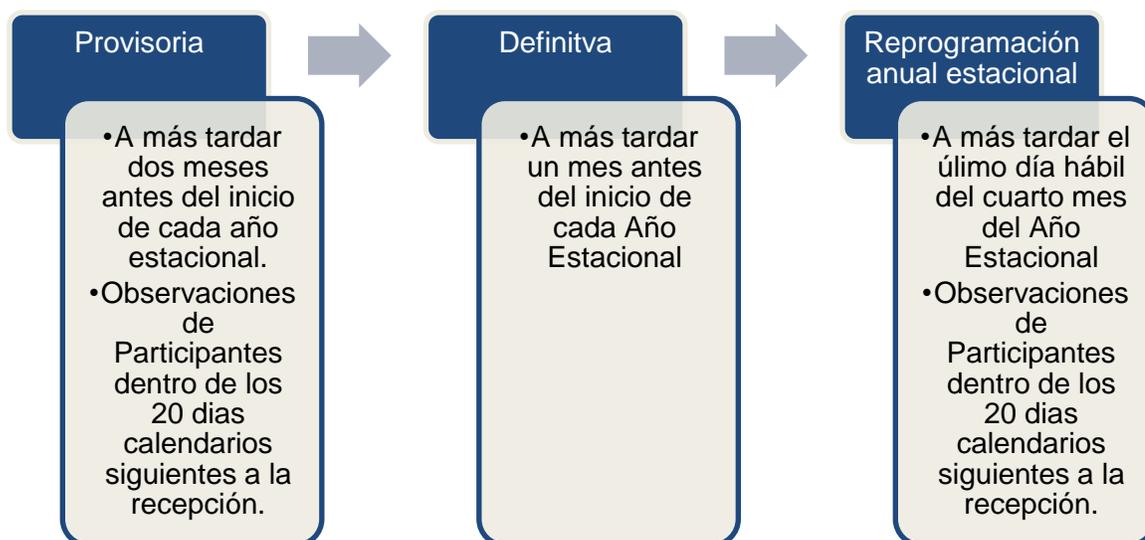
Tabla III. **Información a suministrar transportistas**

<b>Información a suministrar por los Participantes del MM</b>	
<b>Transportistas</b>	Planes de Mantenimiento Mayor.
	Informar los cambios de topología de la red y adiciones o retiros de equipos principales que pudieran modificar permanentemente la capacidad de transporte de energía.
	Planes de mantenimiento y la entrada de nuevas instalaciones que formen parte de la Red de Transmisión Regional (RTR).

Fuente: elaboración propia, basado en CNEE (2000). Norma Coordinación Comercial No. 1.

Realizado con Microsoft Excel.

Figura 2. **Estados de programaciones**



Fuente: elaboración propia, basado en CNEE (2000). *Norma Coordinación Comercial No. 1.*

Realizado con Microsoft Word.

### 7.2.3. **Oferta firme eficiente**

La definición que se tiene de Oferta Firme Eficiente según las normas comerciales es: “La cantidad máxima de potencia de una unidad, central generadora o Transacción Internacional que puede comprometerse en contratos para cubrir la Demanda Firme.” (Comisión Nacional de Energía Eléctrica [CNEE], 2001, p. 5).

Para la definición de la oferta firme eficiente es necesario utilizar la base de datos utilizada para la PLP en su forma provisoria, para llevar a cabo un despacho económico se los participantes productores de cada semana del año provisional, se toma en cuenta los datos que se enlistan en la tabla IV.

Tabla IV. **Consideraciones a tomar para la oferta firme eficiente**

<b>Considera</b>	<b>No considera</b>
Demanda de exportación al MER (año calendario con mayores transacciones, de los últimos 3 años)	Unidades o centrales generadoras sin Oferta Firme
Últimos valores de potencia máxima	Generación forzada para prestación de servicios complementarios
Programas de mantenimiento mayores informados al AMM	Modelos de fallas en generación ni transmisión
Contratos firmes de importación del MER	Condiciones de compra mínima de energía obligada
Costo variable de unidades o centrales de generación	

Fuente: elaboración propia, basado en CNEE (2001). Norma Coordinación Comercial No. 2.

Realizado con Microsoft Word.

También se consideran los costos variables de cada uno de los participantes a lo largo del periodo, esto guiado por la metodología indicada para la PLP. De no contar con los datos requeridos por el AMM, se utilizarán otros métodos que igualen la estimación del precio para el abastecimiento para la producción de las distintas unidades o centrales. (CNEE, 2001).

Para el desarrollo de las dos simulaciones el despacho económico se toman las consideraciones de la tabla V, luego de obtener los resultados de estas dos simulaciones se realiza la sumatoria de las Ofertas Firmes de los participantes que estén tomadas por cada una de las simulaciones. El valor más alto de estas sumatorias será la que tendrá la Oferta Firme Eficiente para los listados en esta opción y será válido para el siguiente año estacional.

Tabla V. **Simulaciones para obtener OFE**

Simulación	Datos utilizados
Primera	50 escenarios hidrológicos.
Segunda	50 escenarios hidrológicos.
	Sustituir demanda de exportación al MER, para cada semana por las transacciones internacionales programadas en el despacho diario para el MER.
	Excluir las unidades con tiempo de arranque mayor a 1 hora.

Fuente: elaboración propia, basado en CNEE (2001). Norma Coordinación Comercial No. 2.

Realizado con Microsoft Word.

El contar con Oferta Firme (OF), es algo necesario para poder optar a ser partícipe de la Oferta Firme Eficiente y cubrir la Demanda Firme. Ahora bien, la CNEE (2001) define: “Oferta Firme de cada unidad generadora de los Participantes Productores a la máxima potencia neta capaz de producir, en función de sus características técnicas, su Potencia Máxima y disponibilidad”. (p. 1). El cálculo de la OF dependerá de cada central o unidad de generación, puesto que difiere respecto a la tecnología que se utilice, esto se desarrolla en la tabla VI. Como se puede observar en dicha, es importante conocer el coeficiente de disponibilidad que tiene cada participante productor para conocer la oferta firme que puede declarar al administrador. Dada la condición de repitencia, del coeficiente, en los varios cálculos de la OF se utilizará en el desarrollo de este escrito la vía del coeficiente para la misma. El detalle del cálculo para dicho dato se presenta en la tabla VI, el cual considera las horas efectivas en que el generador está disponible ante la coordinación del administrador ejecuta cada año estacional.

Tabla VI. **Oferta firme según tecnología**

<b>Unidades Térmicas</b>	$OF_i = PP_i * coefdisp_i$	<b>PPi:</b> Potencia Máxima que la unidad generadora “i” es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en la que está instalada
		<b>coefdspi:</b> coeficiente de disponibilidad de la unidad generadora “i”.
<b>Unidades Térmicas a base de combustibles fósiles</b>	$OF_i = PPR_i * coefdisp_i$	<b>PPRi:</b> potencia que la unidad generadora “i” es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en la que está instalada.
		<b>coefdspi:</b> coeficiente de disponibilidad de la unidad generadora “i”.
<b>Centrales geotérmicas</b>	$OF_i = \min(PP_i * coefdisp_i, \frac{EF_i}{NHRM})$	<b>EFi:</b> es la energía que es previsible producir por la central en la etapa de máximo requerimiento térmico. El generador deberá suministrar y fundamentar esta energía que es previsible con una probabilidad de excedencia del 95%.
		<b>NHRM:</b> es el número de las horas de la etapa de máximo requerimiento térmico.
<b>Centrales eólicas</b>	$OF_i = \min(PP_i * coefdisp_i, \frac{EF_i}{NHRM})$	<b>EFi:</b> es la energía que es previsible producir por la central en la etapa de máximo requerimiento térmico.
		<b>NHRM:</b> es el número de las horas de la etapa de máximo requerimiento térmico.

Continuación tabla VI.

<b>Centrales hidráulicas</b>	$OF_i = \min(PP_i * \text{coefdisp}_i, \frac{EF_i}{NHMD})$	<b>PPi:</b> Potencia Máxima que la central generadora "i" es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en la que está instalada
		<b>NHMD:</b> número de horas del periodo de máxima demanda correspondiente a la etapa identificada.

Fuente: elaboración propia, basada en CNEE (2001). *Norma de Coordinación Comercial 2.*

Realizado con Microsoft Word.

Tabla VII. **Coeficiente de disponibilidad de las máquinas generadoras**

<b>Coeficiente de disponibilidad</b>	$\text{Coefdisp}_i = \frac{(HD + HMP - HED)}{HD + HIF + HMP}$	<b>HD:</b> Horas de disponibilidad.
		<b>HMP:</b> Horas de mantenimiento programadas, incluyendo mantenimientos menores y mayores.
		<b>HIF:</b> Horas de indisponibilidad Forzada.
		<b>HED:</b> Horas equivalentes por degradación cuando la unidad está disponible.

Fuente: elaboración propia, basada en CNEE (2001). *Norma de Coordinación Comercial 2.*

Realizado con Microsoft Word.

#### 7.2.4. Prueba de potencia máxima

El desarrollo de esta prueba tiene como objetivo determinar la potencia de cada unidad o central que es posible disponer para las transacciones en el mercado, esto útil para poder determinar la oferta firme y a su vez la oferta firme eficiente. Al menos cada tres años cada productor deberá de realizar dicha prueba, esto en base a la coordinación del administrador ya que se debe de velar por la

seguridad del sistema de potencia para poder cumplir no solo con los índices de calidad sino también con la eficiencia el despacho de económico. (CNEE, 2001).

Los resultados que se tengan en la prueba de potencia máxima se evaluarán según la energía entregada en el lapso que dure esta, el detalle del rubro se detalla en la tabla VIII donde se considera si la interrupción depende de la operación de la generadora o no. Cuando se desconecta por causas no atribuibles a la operación del generador durante una segunda prueba consecutiva, se toma una razón entre el tiempo alcanzado de duración y el tiempo completo mínimo como se detalla en la penúltima fila de la tabla VIII. Ahora bien, la duración de las pruebas de potencia máximas es igual a todas las unidades generadoras, pero tiene una distinción las unidades hidráulicas, las cuales se detallan en la tabla IX.

Tabla VIII. Evaluación de resultados de prueba de potencia máxima

Criterio	Porcentaje	Calculo
Tiempo completo	N/A	$PP_i = \text{Mín}((\sum_i ERC_i/TC), (PIC))$
Se desconecta antes de tiempo, pero por causas no atribuibles a su operación	< 80%	Se reprogramará
	≥ 80%	$PP_i = \text{Mín}((\sum_i ERA_i/TA), (PIC))$
Se desconecta antes de tiempo, pero por causas atribuibles a su operación	< 80%	Se reprogramará
	≥ 80%	$PP_i = \text{Mín}((\sum_i ERA_i/TC), (PIC))$
	< 80% (2)	$PP_i = \text{Mín}((\sum_i ERA_i/TC) * (\frac{TA}{TC})), (PIC)$
<p>Donde:</p> <p><math>PP_i</math> = Potencia máxima de la unidad o central generadora <math>i</math>.</p> <p><math>\sum_i ERC_i</math> = Suma de lecturas para energía activa, durante el tiempo completo de la prueba.</p> <p><math>TC</math> = Tiempo mínimo estipulado para la prueba.</p> <p><math>PIC</math> = Potencia indicada en la autorización dada por la CNEE.</p> <p><math>\sum_i ERA_i</math> = Suma de lecturas para energía activa, durante el tiempo que dure la prueba.</p> <p><math>TA</math> = Tiempo duración de la prueba</p>		

Fuente: elaboración propia, basada en CNEE (2001). Norma de Coordinación Comercial 2.

Realizado con Microsoft Word.

Tabla IX. **Tiempos mínimos de duración prueba de potencia máxima**

<b>Tipo de unidad generadora</b>	<b>Tiempo mínimo de duración para Prueba de Potencia Máxima -TC-</b>
Motores Reciprocantes	24 horas
Turbo gas	24 horas
Turbo vapor	24 horas
Turbo vapor perteneciente a una central geotérmica	24 horas
Unidad o Central Generadora hidráulica con embalse de regulación anual, mensual o semanal	6 horas
Unidad o Central Generadora hidráulica con regulación diaria o filo de agua	4 horas

Fuente: CNEE (2001), *Norma de Coordinación Comercial 2*. Realizado con Microsoft Word.

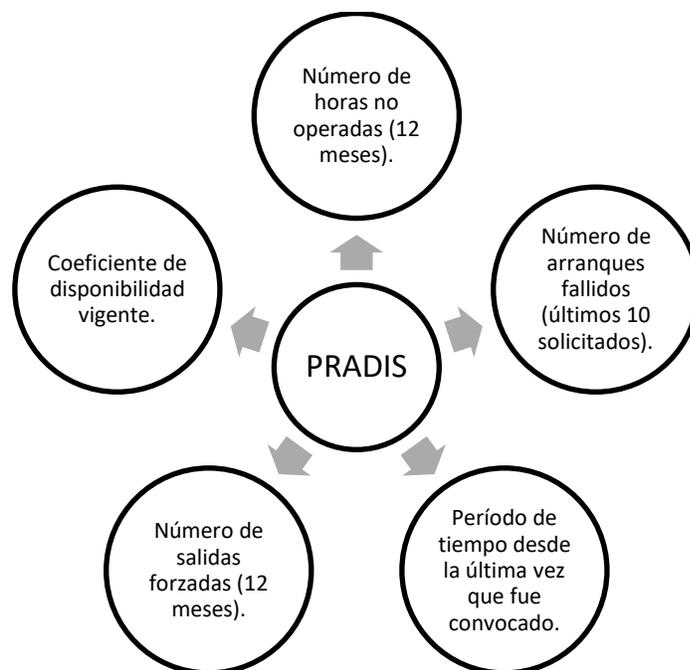
### **7.2.5. Disponibilidad**

Según Romero de la Cruz (2020) “Se define la disponibilidad como la capacidad de un componente o sistema para desarrollar su función en un instante preciso o durante un período de tiempo determinado” (p. 42). Entendiendo que, los sistemas eléctricos de potencia tienen como fin principal brindar el servicio, disminuyendo el tiempo de interrupciones de una forma segura.

Como se informó en la sección anterior la prueba de potencia máxima es vital para los cálculos de la OF, pero esta prueba está sujeta también a la disponibilidad que tenga la unidad o central generadora. Esta se evalúa con una prueba que es similar a la de potencia máxima, pero con otros estándares

distintos a medir para el generador. El AMM utiliza el software denominado Programa de Prueba Aleatoria de Disponibilidad (PRADIS) para poder desarrollar la prueba de forma aleatoria e imparcial para los participantes productores y así tener un dato verosímil para los distintos cálculos que se desarrollan en base a los datos que brinda la prueba. (CNEE, 2001). En la figura 2 se detallan los datos que considera el software para convocar a las unidades en donde se excluyen a los participantes en mantenimiento o con indisponibilidad forzada. Solo se pueden programar dos pruebas a la semana de parte del administrador.

Figura 3. **Criterios que considera PRADIS**



Fuente: elaboración propia, basada en CNEE (2001). *Norma de Coordinación Comercial 2.*

Realizado con Microsoft Word.

Por su parte, el cuanto tiempo debe de durar las pruebas de disponibilidad a las unidades o centrales de generación, se detalla en la tabla X, dando así los límites inferiores para la operación de estas.

La coordinación de la prueba debe de tomar en cuenta la optimización del despacho para no entorpecer a otros productores en horario específicos. Se deben de tener al menor el 80 % de registro de los datos obtenidos de potencia activa y reactiva para que la prueba no sea descartada. Ahora bien, los criterios para la evaluación de la prueba de disponibilidad pueden dividirse en dos: la primera cuando se finaliza la prueba sin alcanzar el 50 % de la potencia total declarada, la unidad es declarada como indisponible. Por otra parte, cuando la prueba cumple con el tiempo completo o más del 50 % de la potencia máxima vigente, se considera al generador como disponible. (CNEE, 2001)

Tabla X. **Tiempos mínimos prueba disponibilidad**

<b>Tipo de unidad generadora</b>	<b>Tiempo mínimo de duración para Prueba de Disponibilidad</b>
Motores Reciprocantes	4 horas
Turbo gas	4 horas
Turbo vapor	4 horas
Turbo vapor perteneciente a una central geotérmica	4 horas
Unidad o Central Generadora hidráulica con embalse de regulación anual, mensual o semanal	4 horas

Continuación tabla XI.

<b>Tipo de unidad generadora</b>	<b>Tiempo mínimo de duración para Prueba de Disponibilidad</b>
Unidad o Central Generadora hidráulica con regulación diaria o filo de agua	1 horas

Fuente: CNEE (2001), *Norma de Coordinación Comercial 2*. Realizado con Microsoft Excel.

### **7.3. Red de distribución eléctrica**

Una distribuidora es un agente del mercado eléctrico y son los encargados de comercializar la energía con los usuarios finales, según el área de concesión que tenga asignada. Y es través de su infraestructura que cumple con su fin principal de abastecer a los usuarios, dentro de las normativas vigentes, de energía eléctrica que cumpla con los márgenes de disponibilidad y calidad. Para operar dentro de los dichos márgenes, muchas veces las empresas deben de realizar inversiones a sus activos dentro de la red para mejorar la entrega del recurso y también mayores ventas de este.

La red de distribución se compone muchos componentes a lo largo de kilómetros que esta se desenvuelve en el territorio del sector. Activos como conductores, postes, cruceros, aisladores, herrajes, pararrayos, dispositivos de protección, dispositivos de seccionamiento manuales y automatizados, transformadores, dispositivos de regulación de voltaje, entre otros. Todo este conjunto de materiales hace posible que se puede transmitir la energía eléctrica desde el reconector de cabecera de una de las salidas de las subestaciones, hasta los distintos tipos de usuarios que se conectan a esta.

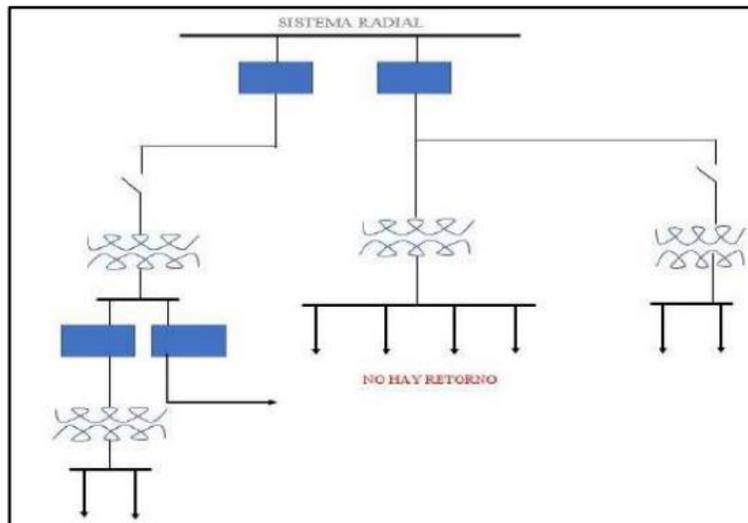
### **7.3.1. Topografía red de distribución**

Las redes de distribución eléctrica tienen en su mayoría de veces dos tipos de construcción referente la distribución del conductor a lo largo del terreno geográfico. Estos tipos son los circuitos mallados y los circuitos radiales.

#### **7.3.1.1. Circuitos radiales**

El tipo de este circuito es alimentado únicamente por una fuente la cual se transmite en forma radial hacia los varios destinatarios, son simples, económico y la coordinación de protecciones es sencilla. Sin embargo, su confiabilidad es baja. (Nakashima, 2020). Cuando existe un solo camino para el flujo eléctrico de la fuente a la carga, el sistema es demasiado susceptible a la suspensión completa del circuito ante la presencia de una falla en el circuito troncal.

Figura 4. **Construcción circuito radial**

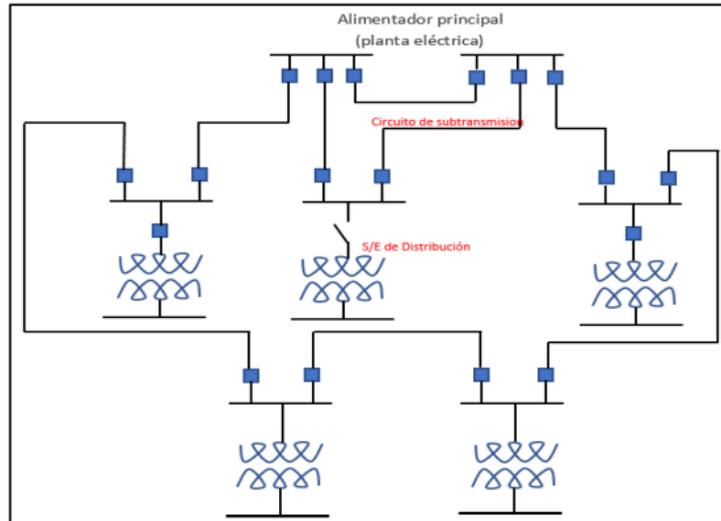


Fuente: Haro Haro & Tandalla Tandalla (2018), *Análisis de la demanda eléctrica en el alimentador N° 1 de la subestación Pijilí a nivel de 13.8 kV perteneciente a ELEPCO SA para cuantificar las pérdidas técnicas y proponer mejoras en el sistema, en el año 2017.*

### 7.3.1.2. **Circuitos mallados**

Como resultado de tener circuitos radiales y anillos de forma conjunta, se obtiene una red mallada representando mayores ventajas en la continuidad y confiabilidad del servicio entregado, además facilita la operación. Sus desventajas van en el aumento de protecciones que se le debe instalar y la coordinación de esta, además esto representa un gasto significativo en comparación de los circuitos radiales. (Nakashima, 2020).

Figura 5. **Construcción de circuito mallado**



Fuente: Haro Haro & Tandalla Tandalla (2018), *Análisis de la demanda eléctrica en el alimentador N° 1 de la subestación Pijilí a nivel de 13.8 kV perteneciente a ELEPCO SA para cuantificar las pérdidas técnicas y proponer mejoras en el sistema, en el año 2017.*

En la mayoría de las redes de distribución se presentan topologías o configuraciones mallados interconectados, empero en la práctica de la operación están dispuestas de circuitos radiales. Ya que la mayoría de los sistemas de distribución son circuitos radiales, contando con dispositivos normalmente cerrados a lo largo de segmentos de red y también de dispositivos normalmente abiertos en puntos de frontera con otros alimentadores o circuitos, que pueden ser de la misma subestación o de subestaciones vecinas, para poder así no afectar a la carga completa de la distribuidora. (Zhu, 2002).

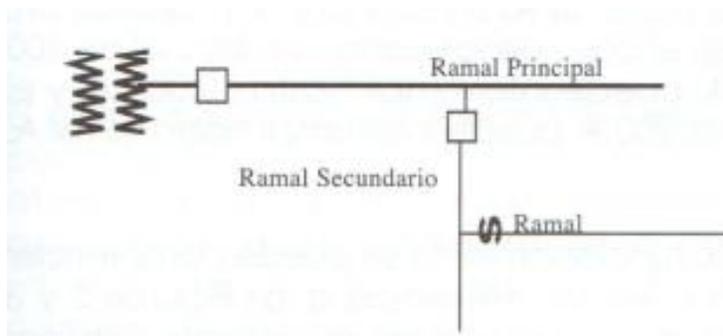
### 7.3.2. **Coordinación de protecciones**

“[...] Los equipos de distribución de potencia son susceptibles a daños involuntarios, mala operación y deterioro de estos. Esto hace necesario implantar

un sistema capaz de detectar valores anormales de corriente, voltaje y frecuencia, un sistema de protección” (Rodríguez, 2018, p.12).

Es esencial en una red de distribución disponer de protecciones, para cuando se presentan fallas permanentes estas puedan ser aisladas en segmentos de red para no perjudicar a todos los usuarios del alimentador principal. También ayuda a minimizar el número de fallas permanentes, aislando las ramificaciones con inconvenientes temporales que luego podrían provocar una falla permanente y además minimizan el tiempo de reacción al ubicar el lugar donde ocurren las fallas. (Morales Mazariegos, 2005).

Figura 6. **Ramales en circuito de distribución**



Fuente: Morales Mazariegos (2005), *Elementos básicos de protección de sistemas de potencia*.

Ahora bien, estas funciones responden a una coordinación en donde cada elemento tiene valores específicos para actuar según su posición a lo largo de los circuitos de alimentación. Sin embargo, la coordinación de protecciones se ve comprometida con las conexiones a generadores distribuidos a los distintos alimentadores de la red, debido que las corrientes de cortocircuito se modifican por la inyección de flujo, y esto provoca que los elementos a lo largo de la red

pierdan su selectividad y velocidad de disparo, es decir pierdan sus propiedades de diseño. (Tuta & Hincapié, 2011).

### **7.3.2.1. Reconectores**

Un reconector Nakashima (2020) lo define como: “equipo de seccionamiento autocontrolado, cuya característica principal es interrumpir sobre corrientes de fallas transitorias y permanentes utilizando recierres rápidos y lentos de acuerdo con las curvas de protección definidas, con la funcionalidad de coordinar protecciones ubicados en el mismo circuito.” (p. 39). Y es pues, uno de los dispositivos mayormente utilizados en los ramales principales y en las salidas de los alimentadores de las subestaciones por su gran capacidad de identificación de fallas temporales. Cabe resaltar que, estos dispositivos pueden operarse forma local y remota, abriendo interruptores tripolares por medio de varias tecnologías para la extinción del arco eléctrico.

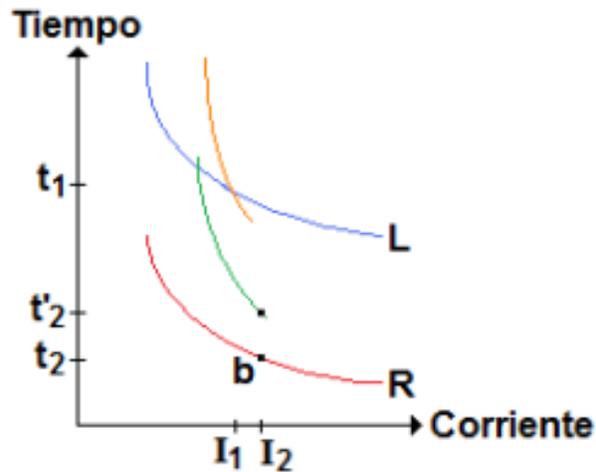
Figura 7. **Reconector de línea**



Fuente: Nakashima, A. N (2020), *Automatismos de redes de distribución*.

Naturalmente se tiene el reconector y aguas abajo la configuración del fusible, como se ve la figura anterior. Este reconector se programa para realizar operaciones rápidas y lentas para liberar fallas temporales antes que lo hagan los fusibles. Para la representación de esto se presenta la gráfica corriente-tiempo, donde los puntos I1 e I2 son los tiempos de operación del fusible (eje corriente) y donde las líneas L y R son las curvas de operación del reconector, tanto para curvas lentas y rápidas respectivamente. (Tuta & Hincapié, 2011).

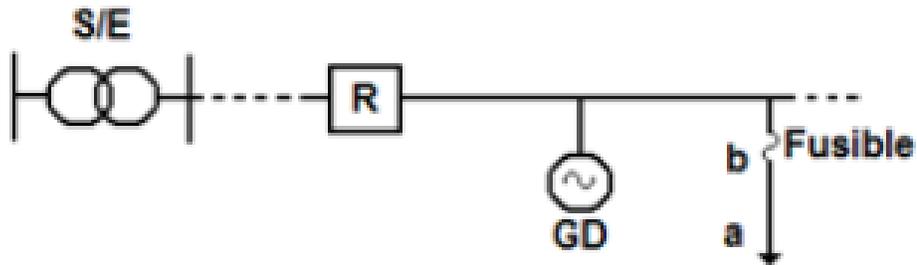
Figura 8. Coordinación de protección reconectador y fusible



Fuente: Tuta & Hincapié (2011), *Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida*.

Como se observa en la figura 7, dada una falla con valor de corriente este entre  $I_1$  e  $I_2$  el sistema deberá de reaccionar ante una falla temporal: el restaurador actuará por la corriente de cortocircuito, abriendo la alimentación y librando la falla, evitando que el fusible se funda, es decir que opere. Ahora bien, si la falla es permanente el reconectador aplicará su curva rápida, pero al no liberar la falla y antes que vuelva a desconectarse nuevamente el dispositivo, el fusible a través de su fundición libera la falla permanente y seccionando así el ramal principal o troncal. (Morales Mazariegos, 2005).

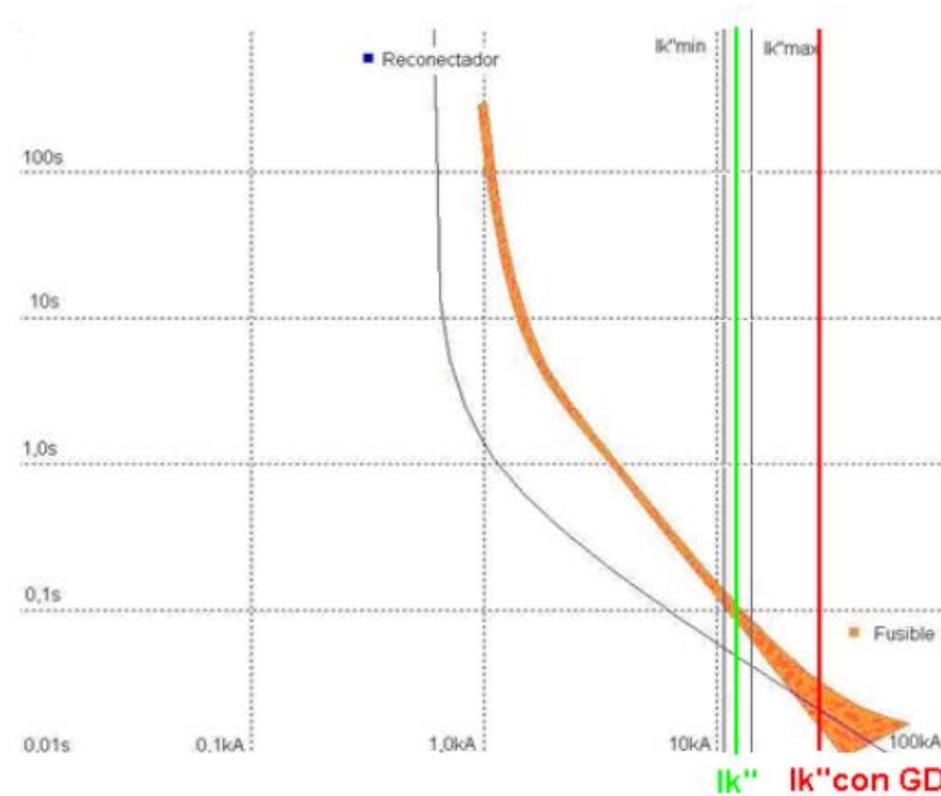
Figura 9. **Sistema de distribución con generación distribuida**



Fuente: Tuta & Hincapié (2011), *Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida*.

Teniendo en cuenta ahora a la generación distribuida conectada en la red, el flujo de potencia no fluirá como normalmente se espera de una red con configuración radial y afecta a la coordinación del sistema de protecciones, siendo esto indeseable en para la operación del sistema, se muestra en la siguiente dos escenarios de corriente de falla con y sin generación distribuida. (Tuta & Hincapié, 2011). Teniendo la corriente de falla con generación distribuida antes de las actuaciones de las protecciones de los fusibles.

Figura 10. **Ubicación de la corriente  $I_k$  con generación distribuida**



Fuente: Tuta & Hincapié (2011), *Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida*.

### 7.3.3. Dispositivos de seccionamiento

Las distribuidoras generalmente construyen la red de distribución de forma radial, con puntos normalmente abiertos a los extremos para en caso de ser necesario poder transferir la carga hacia otros alimentadores.

La mayor parte del tiempo en una interrupción permanente es utilizada para realizar el mantenimiento correctivo, y según se la topología del circuito podrá afectarse solo una parte de los usuarios alimentados por el mismo, por lo

que la operación correcta de los seccionamientos dentro de la red no disminuirá los tiempos de reparación, pero sí podrán afectarse menos clientes ya que si se operan dentro del margen del tiempo, no será considerado del tipo de larga duración. (Sumper, Sudrià, Ramirez, Villafáfila, y Chindris, 2005).

#### **7.3.3.1. Cuchilla seccionadora**

Este tipo de elementos son colocados a lo largo de los circuitos de la red de media tensión con el fin principal de seccionar fragmentos de red, localmente, para aislar las fallas permanentes que reconozca el reconectador o el personal en campo. Estas pueden ser utilizadas con carga, utilizando dispositivos adicionales a las pértigas, pero generalmente son utilizadas para poder aislar la falla en la red y poder recuperar la carga mediante otro alimentador, es importante mencionar que son únicamente operables de forma local, es decir por el personal que atiende las emergencias.

Figura 11. **Cuchillas seccionadoras**



Fuente: [Fotografía de Pacifico Us]. (Itzapa, Chimaltenango. 2021). Colección particular.  
Guatemala.

### **7.3.3.2. Seccionador automatizado**

“El seccionador consiste en un tanque cerrado en el cual se alojan las manivelas de operación de los accesorios de protección y operación” (Nakashima, 2020, p. 43). Además, el dispositivo que consta de comunicación a distancia para poder abrir o cerrar el circuito de forma sencilla, además puede ser utilizado en de forma local por personal en campo. Existe de varios tipos, dependerá mucho del como mitiguen el arco eléctrico, entre estos están: en vacío, en gas SF-6 o de aire.

Figura 12. **Seccionador automatizado**



Fuente: [Fotografía de Pacifico Us]. (Sumpango, Sacatepéquez. 2021). Colección particular. Guatemala.

#### **7.4. Interrupciones en redes de distribución**

Para una red de distribución debe de satisfacer requerimientos, como los menciona Benites (2007) “Cuantitativamente, debe entregar las magnitudes de potencia y energía definidas mediante leyes, acuerdos o contratos celebrados. Cualitativamente, debe entregar la energía sujeta a limitaciones en cuanto las variaciones de tensión y frecuencia dentro de límites permisibles”. (p. 64)

El abastecimiento constante del servicio eléctrico es esencial para toda distribuidora que, busca tener el mayor aprovechamiento de su infraestructura para con los clientes que estén conectados a ella.

Al reducir el tiempo, que están afectados los usuarios, por interrupciones es uno de los componentes más importantes para la calidad y disponibilidad, existen varias formas para mejorar esta gestión como:

- Aplicación en mayor medida de equipos de seccionamientos automatizados, de manera que cuando existan fallas permanentes o mantenimientos programados, se afecte lo menos posible.
- Aumentar las interconexiones entre alimentadores, normales abiertos, para poder recuperar las cargas si las alimentaciones principales llegasen a fallar.
- Utilizando los equipos instalados de manera óptima, y se consigue a través del mantenimiento regular y reparaciones oportunas. (Petleshkov & Yavor, 2019).

En esencia se tiene dos clasificaciones del origen de las interrupciones en la distribución, están aquellas que son programadas por el personal para mejoras, cambio de configuraciones o todo tipo de trabajo que haya sido planeado con anterioridad. Y también están las que son producidas por fallas transitorias o permanentes, que producen una suspensión del servicio prestado por la distribuidora.

#### **7.4.1. Tiempo de atención de fallas**

“La localización en sistemas de distribución es problemática, por la complejidad debida a la presencia de conductores no homogéneos, cargas

intermedias, laterales y desbalance del sistema y de la carga.” (Gómez, Peña y Hernández, 2012, p. 110). Esto se debe a la larga extensión de líneas de distribución que trascienden a lo largo del territorio de concesión, el cual en ocasiones es bastante irregular para una revisión, a lo que se le suma las condiciones meteorológicas cuando se hacen las revisiones para determinar la ubicación de la falla.

El tiempo de duración de la intervención es la suma de tiempos individuales que ocurren desde el momento que se produce una falla y los equipos que intervienen.

- Tiempo de conocimiento ( $T_c$ ): es el tiempo en que el centro de control de la distribuidora tiene el conocimiento de falla, por alarmas, personal en campo o por reportes de cliente.
- Tiempo de localización ( $T_l$ ): considerando los ensayos utilizados para los alimentadores y en la movilización hacia el punto de la falla, se considera el tiempo utilizado para esto.
- Tiempo de maniobra o transferencia ( $T_t$ ): el tiempo necesario para aislar la falla y transferir parte de la carga cuando es posible
- Tiempo de reparación ( $T_r$ ): es el tiempo empleado que se utiliza en las reparaciones que se realizan para reparaciones o cambio de activos que sean necesarios.
- Tiempo de normalización ( $T_v$ ): Después de realizadas las reparaciones se debe de reconfigurar los alimentadores afectados por la falla presentada. (G. Baeza, P. Rodríguez, & Hernández S., 2003).

## **7.4.2. Mantenimientos**

“Acción eficaz para mejorar aspectos operativos relevantes de un sistema o establecimiento tales como funcionalidad, seguridad, productividad, (...). El mantenimiento debe ser tanto periódico como permanente, preventivo y correctivo”. (Ordoñez Sanclemente y Nieto Alvarado, 2010, p. 16). A continuación se presentan tres tipos de mantenimiento que se utilizan en la mayoría de áreas de la industria y en esencia posible también para redes de distribución.

### **7.4.2.1. Mantenimiento correctivo**

Es el tipo de mantenimiento más antigua, es más en la industria se utilizaba antes de que se desarrollará el concepto como tal de mantenimiento. Y es que es básicamente realizar reparaciones en las averías y fallas cuando estas se presentan. La característica más obvia de cuando se debe hacer este mantenimiento es cuando se detiene la producción a causa del equipo o activo con daño. (Villanueva Cornejo, 2017). Para las redes de distribución son todas las interrupciones producidas por las fallas permanentes, las cuales son producidas por errores de algún dispositivo específico en la red, daños de terceros o bien por causas de fuerzas mayores. Cualquiera que haya sido la causa, las reparaciones que se realizan luego de una falla franca en la red se toman como el mantenimiento correctivo, por lo que como medidas mínimas de atención que debe tener una distribuidora debe de contar con disponibilidad de personal para este tipo de mantenimiento como también un stock de materiales para la rápida atención de este.

#### **7.4.2.2. Mantenimiento preventivo**

La aplicación para del mantenimiento preventivo tiene como fin aumentar la confiabilidad y disponibilidad de un equipo, que mediante el desarrollo de un grupo de tareas planificadas y sistematizadas durante un periodo de tiempo definido evitan que se llegue al mantenimiento correctivo, es decir que el equipo presente un fallo. Y es pues, mediante pequeñas revisiones rutinarias, remplazos de piezas o bien de reparaciones programadas es que se logra afectar lo menos posible a las tareas que desarrollan un equipo en particular. (Villanueva Cornejo, 2017).

Como lo indica Sumper, Sudrià, Ramirez, Villafàfila, y Chindris (2005) “La reducción de la frecuencia de las interrupciones se puede conseguir a través del aumento de la fiabilidad del sistema y sus componentes”. Esto dentro de una distribuidora, y específicamente en la red de esta se logra a través de constantes revisiones que se realizan para identificar puntos contaminados de vegetación, puntos calientes, herrajes levemente dañados, postes con daños leves, aisladores flameados, transformadores sobrecargados, y demás activos que comprometan la entrega del servicio de una forma no crítica que puedan ser remplazados de forma fácil y en mantenimientos programados que disminuya el tiempo de corte de suministro a los usuarios.

#### **7.4.2.3. Mantenimiento predictivo**

“Consiste en el análisis de parámetros de funcionamiento cuya evolución permite detectar un fallo antes de que este tenga consecuencias más graves.” (Ordoñez Sanclemente y Nieto Alvarado, 2010). Este tipo de mantenimiento es el empleado para pronosticar el punto del activo o proceso de la línea de producción en donde se producirá la falla, que por medio de una planificación

detallada se pueda minimizar el tiempo de interrupción o incluso aprovechando mantenimientos de rutina.

La técnica que se aplica como el mantenimiento predictivo en el hecho que la mayoría de las partes de un sistema brinda un aviso previo a su falla. Para percibir estos avisos del sistema se necesitan pruebas no destructivas previas para tener un valor de comparación. (Villanueva Cornejo, 2017). Para mantener una inspección de los varios kilómetros de línea, en ocasiones se instalan medidores o equipos analizadores de calidad que permiten identificar puntos de mejoras en la red o identificación de potentes fallas, esto con apoyo de los datos y cálculos.

#### **7.4.3. Análisis del sistema**

En ingeniería la toma de decisiones es esencial para las direcciones de varios proyectos, ya que al presentarse situaciones críticas el poder elegir correctamente marca una gran diferencia. Por lo que, realizar una evaluación debe de ser con un enfoque objetivo, teniendo una clasificación de medición externa. (Pascual, Del Castillo, Louit, y Knights, 2009). Para las empresas distribuidoras es importante minimizar el tiempo de las interrupciones en la red debido a las pérdidas de suministro a sus clientes y lo logra entendiendo las características principales de la red y los componentes que la componen para que en situaciones de contingencia pueda trabajar con las reparaciones de mejor forma.

La red ante la presencia de una falla hace que los elementos, del área afectada, trabajen de forma inadecuada según las especificaciones dadas por el fabricante. Para el análisis del sistema se deben de tener considerar la criticidad de los elementos que componen el sistema, que en el caso de estudio es la red

de distribución eléctrica de media tensión. El delimitar la criticidad de un equipo o activo ayuda establecer las prioridades en la toma de decisiones en los procesos de realizar mantenimientos. Ahora bien, el análisis de criticidad establece ordenes jerárquicos de los varios elementos de la red, y también pondera con una valoración numérica en función de una matriz que combina varios criterios que afectan a la entrega del suministro eléctrico, como ejemplo se muestra la figura 13. (Villanueva Cornejo, 2017).

Figura 13. **Matriz de criticidad**

**MATRIZ DE CRITICIDAD**

FRECUENCIA	4	MC	MC	C	C	C
	3	MC	MC	MC	C	C
	2	NC	NC	MC	C	C
	1	NC	NC	NC	MC	C
		10	20	30	40	50
		CONSECUENCIA				

Fuente: Villanueva Cornejo (2017), *Gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad de las redes del sub sistema de distribución eléctrico 22.9/13.2 KV de San Gabán-Ollachea*.

La matriz descrita en la figura 13, será la guía para aplicar parcialmente en la evaluación de la frecuencia del tipo de falla que se presentan en la red de media tensión y también en el impacto operacional que tienen dichas fallas, es decir si interrumpe completamente el flujo eléctrico entre generador y alimentador del distribuidor.

## 8. PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

INTRODUCCIÓN

ANTECEDENTES

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

OBJETIVOS

### 1. MARCO TEÓRICO

#### 1.1. Generador distribuido renovable

##### 1.1.1 Beneficio de la generación distribuida renovable

1.1.1.1. Técnicos

1.1.1.2. Ambientales

1.1.1.3. Económicos

##### 1.1.2. Tecnología de generación distribuida renovable

1.1.2.1. Hidroeléctrica

1.1.2.2. Eólica

1.1.2.3. Geotérmica

1.1.2.4. Biomasa

1.1.2.5. Solar

#### 1.2. Comercialización de la energía

##### 1.2.1. Opciones de comercialización

1.2.1.1. Con el distribuidor

- 1.2.1.2. En el mercado mayorista
    - 1.2.2. Programación de largo plazo
    - 1.2.3. Oferta firme eficiente
    - 1.2.4. Prueba de potencia máxima
    - 1.2.5. Disponibilidad
  - 1.3. Red de distribución eléctrica
    - 1.3.1. Topografía red de distribución
      - 1.3.1.1. Circuitos radiales
      - 1.3.1.2. Circuitos mallados
    - 1.3.2. Coordinación de protecciones
      - 1.3.2.1. Reconectores
    - 1.3.3. Dispositivos de seccionamiento
      - 1.3.3.1. Cuchilla seccionadora
      - 1.3.3.2. Seccionador automatizado
  - 1.4. Interrupciones en redes de distribución
    - 1.4.1. Tiempo de atención de fallas
    - 1.4.2. Mantenimientos
      - 1.4.2.1. Mantenimiento correctivo
      - 1.4.2.2. Mantenimiento preventivo
      - 1.4.2.3. Mantenimiento predictivo
    - 1.4.3. Análisis del sistema
- 2. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN
  - 2.1. Características del estudio
  - 2.2. Unidades de análisis
  - 2.3. Variables
  - 2.4. Fases del estudio
    - 2.4.1. Fase 1: exploración bibliográfica
    - 2.4.2. Fase 2: determinación de criticidad

2.4.3. Fase 3: tiempos promedios

2.4.4. Fase 4: vinculación de la información

2.4.5. Resultados esperados

### 3. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

3.1. Tipos de falla con mayor criticidad

3.2. Tiempos promedios por tipos de falla

3.3. Vinculación de las fallas con la disponibilidad del generador distribuido.

### 4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. ¿Cuáles son las causas principales que afectan en las interrupciones de un circuito en una red de distribución en la cual está conectado un GDR?

4.2. ¿Cuál es el tiempo promedio para las causas principales que provocan interrupciones en una red de distribución que cuente con generación distribuida?

4.3. ¿De qué forma se vinculan el tiempo de duración de las interrupciones que se producen en una red de distribución con el despacho económico del generador distribuido?

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

APÉNDICES



## **9. METODOLOGÍA**

### **9.1. Características del estudio**

El enfoque que tiene el desarrollo de la investigación es de tipo cuantitativo, ya que atiende la medición de tiempos promedios de interrupciones en una red eléctrica para determinar el impacto que se tiene en el despacho económico del generador distribuido renovable, que cuente con oferta firme eficiente.

El alcance del estudio descriptivo, exponiendo el fenómeno que existe en la relación entre generador distribuido renovable y la red de distribución, de un proceso que se da intrínsecamente por esta conectados. Cabe mencionar que no se comprobará una hipótesis.

Se tomará un diseño de investigación explicativa no experimental, puesto a que se tendrá una recolección de datos para describir el comportamiento de las fallas que suceden en la red de media tensión con la disponibilidad del generador distribuido a través de la disponibilidad que este tiene ante el mercado.

### **9.2. Unidades de análisis**

Se tendrá como población en este estudio la red eléctrica de distribución en donde existan generadores distribuidos conectados, la cual se encontrará dividida en los tipos de falla según criticidad que se den en la red y así como los tiempos promedios que tardan estas en restablecerse.

### 9.3. Variables

Se presenta a continuación que variables serán observables en la investigación propuesta. Teniendo la clasificación y definición de estas.

Tabla XI. **Clasificación de variables**

<b>Variable</b> / <b>Criterio</b>	<b>Propiedad</b>	<b>Clasificación</b>	<b>Nivel de medición</b>
<b>Frecuencia de fallas</b>	Numérica Continua	Observable	Razón
<b>Cantidad de personal</b>	Numérica Discreta	Observable	Razón
<b>Cantidad de material</b>	Numérica Discreta	Observable	Razón
<b>Criticidad de fallas</b>	Categórica Policotómica	Manipulable	Ordinal
<b>Tiempo de interrupción</b>	Numérica Continua	Observable	Razón
<b>Coefficiente de disponibilidad</b>	Numérica Continua	Observable	Razón

Fuente: elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Tabla XII. **Definición teórica y operativa de variables**

<b>Variable</b>	<b>Definición teórica</b>	<b>Definición operativa</b>
<b>Frecuencia de fallas</b>	Cantidad de veces que un tipo de falla se presenta en una red de media tensión en cierto periodo de tiempo.	Se obtiene mediante la recolección de datos de la investigación. Con un periodo de tiempo de siete días.
<b>Cantidad de personal</b>	Cantidad de personal que es necesario para realizar reparaciones de un tipo de falla en la red de distribución	Se obtiene mediante la recolección de datos de la investigación. Midiéndose en número de personas.
<b>Cantidad de material</b>	Cantidad de material que es necesario para realizar reparaciones de un tipo de falla en la red de distribución	Se obtiene mediante la recolección de datos de la investigación. Midiéndose en número de materiales.
<b>Criticidad de fallas</b>	Criticidad de la falla depende del trabajo empleado a realizar para restablecer a configuración normal la red.	Se obtiene mediante la conjunción de datos de la investigación. Al carecer de unidad de medición, se utilizará una escala de 3 niveles para determinar la criticidad de las fallas en la red. (No crítico, medio crítico y no crítico)
<b>Tiempo de interrupción</b>	Tiempo en que no se ejecuta la conexión entre generador distribuido y distribuidor.	Se obtiene mediante la recolección de datos de la investigación. Se medirá en horas, dando inicio desde que se da a conocer la falla hasta que se reconfigura la red a su estado normal.
<b>Coeficiente de disponibilidad</b>	Coeficiente de disponibilidad de la generadora.	Se obtiene mediante cálculos con los valores de datos recolectados. Esta variable es adimensional al ser un coeficiente

Fuente: elaboración propia, realizado en Microsoft Excel.

## **9.4. Fases del estudio**

Se detallan a continuación, las fases que son utilizadas para desarrollar la investigación del presente trabajo.

### **9.4.1. Fase 1: Exploración bibliográfica**

En la primera etapa se procede a consultar fuentes bibliográficas relacionadas al tema para tener un pilar de conocimiento y poder así abordar la investigación de mejor manera. Se tendrán básicamente tres pilares principales que son la red de distribución eléctrica, la generación distribuida y las transacciones que celebren estos generadores en el mercado eléctrico guatemalteco.

Teniendo la base la información se podrá desarrollar de mejor manera la declaración de variables y la manipulación de esta en la metodología.

### **9.4.2. Fase 2: Determinación de criticidad**

En esta segunda fase, se tendrá un desarrollo donde en base a historial de fallas en la red de distribución siendo esta una muestra intencional, en donde se podrá identificar las causas principales que provoquen interrupciones. Teniendo en consideración la frecuencia en que se presentan estas y además el impacto que se tiene en la entrega del suministro eléctrico, tal y como se presenta en la sección 7.4.3 del presente, aplicando la matriz de criticidad para poder conseguir los tipos de fallas más relevantes que afectan en la red de distribución.

Para la recolección de frecuencia de los tipos de fallas, se tomará el periodo de evaluación de siete días, es decir número de veces que se produce la

falla cada semana, y poder así tener un listado de tipos de fallas con el número de interrupciones promedio con datos de los dos últimos años.

Mientras que para el impacto de las interrupciones se tomará por la cantidad del personal y material necesario para realizar cada una de las reparaciones, esta muestra será tomada del histórico de los dos últimos años y obteniendo el promedio del personal requerido para las reparaciones de cada tipo de falla, estos datos serán listados según el tipo de falla. Para el puntaje de personal y material serán considerandos los criterios definidos en las tablas XIII y XIV.

Tabla XIII. **Criterios número de personal en reparaciones**

No	Criterio	Impacto
1	1-2 personas	5
2	3-4 personas	10
3	5-6 personas	15
4	8 personas o más	20

Fuente: elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Tabla XIV. **Criterios cantidad de material en reparaciones**

No	Criterio	Impacto
1	0 - 10 materiales	5
2	10 - 20 materiales	10
3	20 - 30 materiales	15
4	30 - 40 materiales	20

Fuente: elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Luego teniendo los dos grupos de datos se organizarán tal y como se muestra en la tabla XV y poder así aplicar la matriz de criticidad para tener un número en la escala de medición en donde, se tendrán los niveles de: (1) no crítico, (2) medio crítico y (3) crítico de forma similar a la figura 13. Para obtener finalmente diez tipos de causas de fallas de mayor criticidad, considerando obviamente la lista de crítico a no crítico, que serán utilizadas en las siguientes fases.

Figura 14. **Matriz de criticidad aplicada**

Frecuencia	4	Medio crítico	Medio crítico	Crítico	Crítico	Crítico	Crítico	Crítico
	3	No crítico	Medio crítico	Medio crítico	Medio crítico	Crítico	Crítico	Crítico
	2	No crítico	No crítico	No crítico	Medio crítico	Medio crítico	Medio crítico	Crítico
	1	No crítico	Medio crítico	Crítico				
		10	15	20	25	30	35	40
		Impacto						

Fuente: elaboración propia, basada en Cornejo (2017). *Gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad de las redes del sub sistema de distribución eléctrico 22.9/13.2 KV de San Gabán-Ollachea.*

### 9.4.3. Fase 3: Tiempos promedios

Luego en la tercera etapa se centrará en la duración de los diez diferentes tipos fallas que se definen en la segunda fase. Teniendo estos tipos de falla que tienen mayor criticidad, se procederá a obtener un promedio de los tiempos de duración de cada tipo.

Cabe mencionar que, se iniciará el conteo de horas de una falla específica cuando se suspende el suministro y finaliza cuando se normaliza el segmento de red afectada y específicamente la conexión entre generador distribuido y la red. Sin embargo, se tendrá un tiempo de indisponibilidad de forma acumulativa

semanalmente, es decir, que se tendrá un tiempo promedio por semana de la interrupción de conexión ya que, teniendo en cuenta que para la matriz de criticidad de las fallas toma en cuenta la frecuencia en que se presentan estas con un periodo de siete días y también será útil para la siguiente fase. Esta medición se tomará con los datos históricos de fallas de los últimos dos años de las interrupciones de la red de distribución y se almacenarán como se muestra en la tabla XVI.

#### **9.4.4. Fase 4: Vinculación de la información**

Para el desarrollo de esta fase se tendrá una tabla de vinculación, entre los tipos de fallas de mayor criticidad que se determinan en la segunda fase con los tiempos promedios que se desarrollan en la tercera fase, por medio de la tabla XVII.

Para obtener un tiempo total de interrupción por tipo de falla de cada año, teniendo una estimación aproximada de que en un año se compone de 52 semanas, se utilizará el tiempo promedio por falla que se obtiene en la tercera fase. Este tiempo acumulado será el tiempo de indisponibilidad que se estima podría tener un generador por los inconvenientes que pueden azotar en la red de distribución eléctrica.

Los valores de suma de tiempos por año de cada tipo de falla son útiles junto con los datos de la fase dos y el listado de frecuencia para generar un histograma como se muestra en la figura 14. También se definirán los coeficientes de disponibilidad para cada rubro, manteniendo constantes el tiempo de mantenimiento y se tendrán el apoyo visual de gráficos como se muestra en la figura 15 para apreciar los datos porcentualmente.

## 9.5. Resultados esperados

Para la segunda fase se tiene la parte en donde en base a los datos históricos de fallas de una red de distribución eléctrica, para obtener los diez tipos de fallas con mayor criticidad, como se muestra en la tabla XV.

Tabla XV. **Datos fase 2**

No	Tipo de Falla	Frecuencia	Cant. Personal	Cant. Material
1				
2				
3				
...				

Fuente: elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

En la tercera etapa se estiman tener los tiempos promedios mensuales de cada tipo de falla, que se almacenarán los datos se muestra en la tabla XVI.

Tabla XVI. **Datos fase 3**

No	Tipo de falla	Nivel de Criticidad	Tiempo de duración de falla
1			
2			
3			
..			

Fuente: elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Para la cuarta fase se almacenarán en los datos totales como se muestran en la tabla XVII. En esta fase última del desarrollo se esperan tener los datos totales de los tiempos por cada falla para presentarlo como se muestra en la

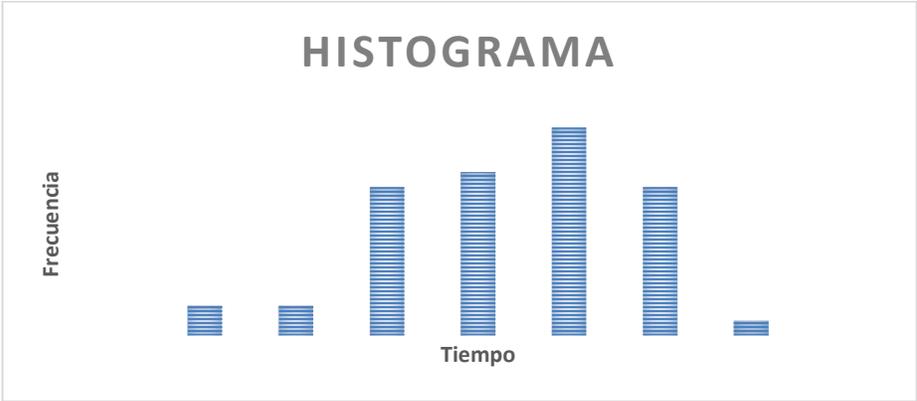
figura 14 para tener según el tipo de falla con la frecuencia que esta sucede y también el tiempo de interrupción. Adicional, se muestra un coeficiente de cada tipo percance, en la que se tendrán en la tabla XVII en donde se presentarán y también se tiene una representación gráfica porcentual como se muestra en la gráfica 15.

Tabla XVII. Datos fase 4

No	Tipo de Falla	Tiempo total falla	Frecuencia	Coeficiente'
1				
2				
3				
...				

Fuente: elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Figura 15. Histograma de fase 3



Fuente: elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Figura 16. **Disponibilidad por tipo de falla**



Fuente: elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

## 10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

En esta sección se mencionan las técnicas estadísticas descriptiva que se utilizarán para el tratamiento de datos que se recolectan con los datos históricos de dos años calendario de una empresa distribuidora dentro de la república de Guatemala.

En primera instancia se tendrá la recolección de los tres grupos básicos de los datos; la frecuencia de las fallas, cantidad de material empleado y cantidad de personal utilizado por cada tipo de falla teniendo un análisis univariado por cada grupo de datos, obteniendo obviamente las medias de los datos como la calidad de estos, es decir calculando la desviación estándar de estos y además utilizando histogramas para tener una representación gráfica de estos grupos.

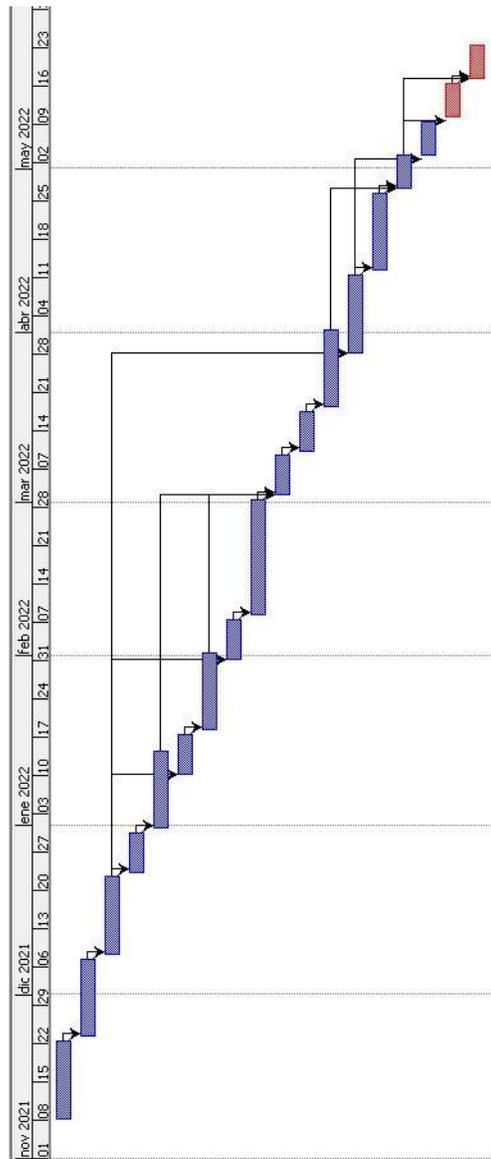
Luego para la determinación de la criticidad de los tipos de falla se utiliza un análisis trivariado utilizando la matriz de criticidad con los parámetros establecidos en la sección 9.4.2 se podrá obtener un listado definitivo con los tipos de falla más críticos. Teniendo este listado de fallas será utilizado un análisis se desarrolla un análisis univariado para la obtención de los tiempos promedios de duración de interrupción que se producen en la red de distribución.

Por último, para la representación de los cálculos coeficiente de disponibilidad de la red al generador distribuido por los tipos de falla que se presentan en la red, se realiza un análisis bivariado para conocer en qué porcentaje afectan las interrupciones con la disponibilidad del generador y por ende el despacho de este en el mercado mediante con el coeficiente que será

respaldado con la descripción grafica tal y como se describe como en la figura 15 y 16.

# 11. CRONOGRAMA

Figura 17. Cronograma de actividades



Fuente: elaboración propia, con programa de Project Libre.

Tabla XVIII. Descripción del cronograma

No.	Descripción	Inicio	Finaliza	Días	Predecesores
1	Ordenar datos históricos por año, mes y semana.	8/11/2021	21/11/2021	13	-
2	Identificar el listado de tipos de falla en los datos históricos.	22/11/2021	5/12/2021	13	1
3	Segmentar datos en el periodo de siete días, iniciando domingo y finalizando lunes.	6/12/2021	19/12/2021	13	2
4	Contar los eventos por tipo de falla en los datos previamente ordenados.	20/12/2021	26/12/2021	6	3
5	Calcular la cantidad promedio y su respectiva desviación de la frecuencia de eventos por semana.	27/12/2021	9/01/2022	13	4
6	Anotar de materiales utilizados para cada uno de los eventos.	10/01/2022	16/01/2022	6	3
7	Calcular la cantidad promedio y su respectiva desviación de los materiales usados por evento.	17/01/2022	30/01/2022	13	6
8	Anotar el número de personas que fueron necesarios para restablecer el servicio.	31/01/2022	6/02/2022	6	3
9	Calcular la cantidad promedio y su respectiva desviación del personal necesario para restablecer el servicio.	7/02/2022	27/02/2022	20	8
10	Ordenar los datos obtenidos hasta el momento en tablas.	28/02/2022	6/03/2022	6	5; 7; 9
11	Desarrollar con los datos obtenidos, la matriz de criticidad.	7/03/2022	13/03/2022	6	10
12	Anotar los tipos de eventos más críticos.	14/03/2022	27/03/2022	13	11
13	Obtener los tiempos de cada evento.	28/03/2022	10/04/2022	13	3
14	Calcular el promedio de los tiempos por tipo de falla.	11/04/2022	24/04/2022	13	13
15	Ordenar los datos obtenidos hasta el momento en tablas.	25/04/2022	1/05/2022	6	12; 14
16	Desarrollar los coeficientes de disponibilidad por tipo de falla.	2/05/2022	8/05/2022	6	13
17	Elaborar los gráficos representativos de los datos obtenidos.	9/05/2022	15/05/2022	6	15
18	Ordenar los datos obtenidos hasta el momento en tablas y en graficas.	16/05/2022	23/05/2022	7	15; 17

Fuente: elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

## 12. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

Se presenta a continuación, el detalle de los costos estimados de cada rubro de recurso considerado que son necesarios para elaborar el trabajo de investigación descriptiva. Teniendo el permiso del manejo de la información, se desarrollará el análisis de esta para poder desarrollar de la fase investigación y poder cumplir los objetivos establecidos.

En el rubro de los recursos se tienen los tipos de intelectual, material y tecnológico, de los cuales ya se tiene el previo apoyo y también se prevé un monto para gastos imprevistos que podrían surgir a lo largo del desarrollo del trabajo.

Tabla XIX. **Gastos de la investigación**

No.	Descripción	Monto
1	Tiempo investigador	Q 8,000.00
2	Tiempo asesor	Q 3,000.00
3	Artículo de oficina	Q 200.00
4	Impresiones	Q 500.00
5	Depreciación de hardware	Q 1,200.00
6	Imprevistos	Q 250.00
	<b>TOTAL</b>	<b>Q 13,150.00</b>

Fuente: elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.



## REFERENCIAS

1. Akorede, M. F., Hizam, H., y Pouresmaeil, E. (2010). Recursos energéticos distribuidos y beneficios para el medio ambiente. *Renewable and sustainable energy reviews*, 14(2), 724-734. doi:doi.org/10.1016/j.rser.2009.10.025
2. Benites Curay, J. C. (2007). Telecontrol de seccionamientos en red de distribución eléctrica para reducción de tiempo de interrupción del servicio. Perú: Universidad Nacional de Piura. Obtenido de <http://repositorio.unp.edu.pe/handle/UNP/642>
3. Chiradeja, P., y Ramakumar, R. (2004). Un enfoque para cuantificar los beneficios técnicos de la generación distribuida. *IEEE Transactions on energy conversion*, 19(4), 764 - 773. doi:10.1109/TEC.2004.827704
4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2000). Norma Coordinación Comercial No. 1, coordinación de despacho de carga. Guatemala: Resolución No. 157-01. Obtenido de <https://www.cnee.gob.gt/wp/normas-comerciales/>
5. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2001). Norma de Coordinación Comercial No. 2, oferta y demanda firme. Guatemala: Resolución 216-01. Obtenido de <https://www.cnee.gob.gt/wp/normas-comerciales/>
6. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2014). Norma técnica de generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con

excedentes de energía. Guatemala: Resolución CNEE-227-2014.  
Obtenido de <https://www.cnee.gob.gt/wp/normas-tecnicas/>

7. G. Baeza, R., P. Rodriguez, J., y Hernández S., J. L. (2003). Ubicación confiable óptima de recursos en una red de distribución eléctrica. *Theoria*, 12(1), 55-63. doi:10.4067/S0718-13372003000100005
8. Gil, H. A., & Joos, G. (2008). Modelos para cuantificar los beneficios económicos de la generación distribuida. *IEEE Transactions on power systems*, 23(2), 327-335. doi:10.1109 / TPWRS.2008.920718
9. Gómez, V. A., Peña, R. A., y Hernández, C. (2012). Identificación y localización de fallas en sistemas de distribución con medidores de calidad del servicio de energía eléctrica. *Información tecnológica*, 23(2), 109-116. doi:10.4067/S0718-07642012000200013
10. Haro Haro, J. D., y Tandalla Tandalla, D. A. (2018). Análisis de la demanda eléctrica<sup>1</sup> en el alimentador N° 1 de la subestación Pijilí a nivel de 13.8 kV perteneciente a ELEPCO SA para cuantificar las pérdidas técnicas y proponer mejoras en el sistema, en el año 2017. Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi. Obtenido de <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/4558>
11. M. Falcão, D., y Borges L.T., C. (2006). Asignación óptima de generación distribuida para mejorar la confiabilidad, las pérdidas y el voltaje. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 28(6), 413-420. doi:10.1016/j.ijepes.2006.02.003

12. Morales Mazariegos, J. F. (2005). Elementos Básicos de Protección de Sistemas de Potencia. Guatemala: Departamento de Comunicación Corporativo de EEGSA.
13. Nakashima, A. N. (2020). Automatismo de redes de distribución. Puebla de Zaragoza: Benemérita Universidad Autónoma de Puebla. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.12371/11308>
14. Ordoñez Sanclemente, J. P., y Nieto Alvarado, L. G. (2010). Mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución. Guayaquil: Universidad Politécnica Salesiana del Ecuador. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/2119>
15. Palizban, O., y Kauhaniemi, K. (2013). Estructura de mercado y modelo de negocio para microrred como parte de las redes inteligentes. Renewable Efficiency Energy III Conference, Vaasa, Finlandia, 19-20. doi:[doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.016](https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.016)
16. Pascual, R., Del Castillo, G., Louit, D., y Knights, P. (2009). Priorización orientada al negocio: una técnica gráfica novedosa. Reliability Engineering & System Safety, 94(8), 1308-1313. doi:[10.1016/j.ress.2009.01.013](https://doi.org/10.1016/j.ress.2009.01.013)
17. Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., y D'haeseleer, W. (2005). Generación distribuida: definición, beneficios y problemas. Energy policy, 33(6), 787-798. doi:[10.1016/j.enpol.2003.10.004](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.004)

18. Petleshkov, A., y Yavor, L. (2019). Analysis of the interruptions in a section of power distribution network medium voltage 20 kV. IEEE Xplore, 1-5. doi:10.1109/ELMA.2019.8771522
19. Qian, K., Zhou, C., Yuan, Y., Shi, X., y Allan, M. (2008). Análisis de los beneficios ambientales de la Generación Distribuida. IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 1-5. doi:10.1109/PES.2008.4596137
20. Rodríguez, O. J. (2018). Coordinación de Protecciones Eléctricas de Tranformadores de una Planta Cementera. Guatemala: Revista de la Escuela de Estudios de Postgrado, FIUSAC. Obtenido de <http://www.revistasguatemala.usac.edu.gt/index.php/reep/article/view/839>
21. Romero de la Cruz, V. (2020). Sistema Fotovoltaico Autónomo para mayor Disponibilidad de Energía Eléctrica en SENATI. Huancayo: Universidad Nacional del Centro del Perú. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12894/6598>
22. Segura Heras, I. (2005). Evaluación del impacto de la generación distribuida en sistemas de distribución primaria de energía eléctrica. Valencia: Universidad politécnica de Valencia. doi:10.4995/Thesis/10251/1894
23. Sumper, A., Sudrià, R., Ramirez, R., Villafáfila, R., y Chindris, M. (2005). Índices de continuidad en redes de distribución y su mejora. Málaga: Asociación española para el desarrollo de la ingeniería eléctrica. Retrieved from <https://www.aedie.org/9CHLIE-paper-send/377-SUMPER.pdf>

24. Teng, J.-H., Luor, T.-S., y Liu, Y.-H. (2005). Colocaciones estratégicas de generadores distribuidos para mejorar la confiabilidad del servicio. IEEE Xplore, 1-6. doi:10.1109/PESS.2002.1043399
25. Tuta, O., y Hincapié, R. (2011). Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida. Scientia et Technica Año XVI, 14-19. Obtenido de <https://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/view/1457/937>
26. Villanueva Cornejo, M. J. (2017). Gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad de las redes del sub sistema de distribución eléctrico 22.9/13.2 KV de San Gabán-Ollachea. Puno: Universidad Nacional del Altiplano. Obtenido de <http://repositorio.unap.edu.pe/handle/UNAP/6688>
27. Zhu, J. (2002). Reconfiguración óptima de la red de distribución eléctrica utilizando el algoritmo genético refinado. Electric Power Systems Research (62), 37-42. doi:10.1016/S0378-7796(02)00041-X
28. Zoka, Y., Sugimoto, A., Yorino, N., Kawahara, K., y Kubokawa, J. (2007). Una evaluación económica para una red autónoma e independiente de recursos energéticos distribuidos. Science Direct. Electric Power Systems Research 77, 831-838. doi:10.1016/j.epsr.2006.07.006





## Apéndice 2. Matriz de coherencia

<b>MATRIZ DE COHERENCIA</b>			
<b>TITULO</b>	<b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b>	<b>PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN</b>	<b>OBJETIVOS</b>
<b>IMPACTO DE LAS INTERRUPTIONES EN UNA RED DE DISTRIBUCION EN EL DESPACHO ECONOMICO DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES CON OFERTA FIRME EFICIENTE</b>	<b>GRAN CANTIDAD DE INTERRUPTIONES EN UN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN AL CUAL ESTA CONECTADO UN GENERADOR DISTRIBUIDO RENOVABLE, CON OFERTA FIRME EFICIENTE, QUE IMPACTAN EN EL DESPACHO ECONOMICO DEL PARTICIPANTE</b>	<b>PRINCIPAL</b>	<b>GENERAL</b>
		¿Cuál es el impacto que se tiene entre las interrupciones en una red de distribución en el despacho económico de un generador distribuido renovable con oferta firme eficiente?	Establecer el impacto que se tiene entre las interrupciones en una red de distribución en el despacho económico de un generador distribuido renovable con oferta firme eficiente.
		<b>AUXILIARES</b>	<b>ESPECIFICOS</b>
		¿Cuáles son las causas principales que afectan en las interrupciones de un circuito en una red de distribución en la cual está conectado un GDR?	Identificar las causas principales que afectan en las interrupciones de un circuito de una red de distribución en la cual está conectado un GDR.
		¿Cuál es el tiempo promedio para las causas principales que provocan interrupciones en una red de distribución que cuente con generación distribuida?	Determinar el tiempo promedio de las causas principales que provocan las interrupciones en una red de distribución que cuente con generación distribuida.
		¿De qué forma se vinculan el tiempo promedio de duración de las interrupciones principales que se producen en una red de distribución con el despacho económico del generador distribuido?	Señalar el vínculo entre el tiempo promedio de duración de las interrupciones principales que se producen en la red de distribución con el despacho económico del generador distribuido.

Fuente: elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.