



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

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE CONECTAR GENERADORES DISTRIBUIDOS
RENOVABLES A UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN, HASTA CUBRIR SU DEMANDA DE
POTENCIA**

Melvin Ernesto Rodríguez Calderón

Asesorado por el Ing. Luis Eduardo Hernández González

Guatemala, enero de 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE CONECTAR GENERADORES DISTRIBUIDOS
RENOVABLES A UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN, HASTA CUBRIR SU DEMANDA DE
POTENCIA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

MELVIN ERNESTO RODRÍGUEZ CALDERÓN
ASESORADO POR EL ING. LUIS EDUARDO HERNÁNDEZ GONZÁLEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Jurgen Andoni Ramírez Ramírez
VOCAL V	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Romeo Neftalí López Orozco
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:

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE CONECTAR GENERADORES DISTRIBUIDOS
RENOVABLES A UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN, HASTA CUBRIR SU DEMANDA DE
POTENCIA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 30 de octubre de 2014.



Melvin Ernesto Rodríguez Calderón

Guatemala, 25 de marzo de 2016

Ingeniero
Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Universidad de San Carlos de Guatemala


Estimado Ingeniero Orozco:

Tras haber asesorado al estudiante universitario MELVIN ERNESTO RODRÍGUEZ CALDERÓN, con carné 2006 – 11326, en el desarrollo del trabajo de graduación titulado: “EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE CONECTAR GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES A UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN, HASTA CUBRIR SU DEMANDA DE POTENCIA” y haber revisado y corregido su contenido, sin encontrar alguna objeción al respecto, doy mi aprobación al mencionado trabajo de graduación.

El autor de este trabajo de graduación y su asesor son responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, me suscribo de usted.

Atentamente,



Ing. Luis Eduardo Hernández González
Ingeniero Electricista
Colegiado 10397
Asesor





Ref. EIME 57. 2016.

Guatemala, 6 de JULIO 2016.

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

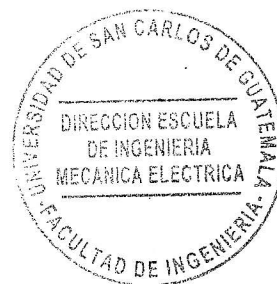
Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE CONECTAR GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES A UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN, HASTA CUBRIR SU DEMANDA DE POTENCIA, del estudiante Melvin Ernesto Rodríguez Calderón, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



SFO



REF. EIME 57. 2016.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; **MELVIN ERNESTO RODRÍGUEZ CALDERÓN** titulado: **EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE CONECTAR GENERADORES DISTRIBUÍDOS RENOVABLES A UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN, HASTA CUBRIR SU DEMANDA DE POTENCIA,** procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López

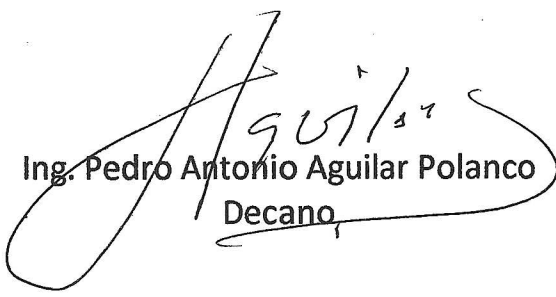


GUATEMALA, 4 DE OCTUBRE 2016.



El Decano 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: **EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE CONECTAR GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES A UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN, HASTA CUBRIR SU DEMANDA DE POTENCIA**, presentado por el estudiante universitario: **Melvin Ernesto Rodríguez Calderón**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, enero de 2017

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por ser el centro de todo esto y por haber permitido lograr un triunfo más en mi vida.
Virgen del Rosario	Por ser patrona del bello pueblo de Amatlán, por interceder ante Dios por mí y por los milagros recibidos.
Mis padres	Carlos Ernesto Rodríguez, por su ejemplo, esfuerzo, apoyo y todas esas lecciones que me ha enseñado para poder salir adelante. Rosa Vidaura Calderón López, por su amor, esfuerzo, mucha paciencia y consejos. Este triunfo es de ustedes también.
Mi hermano	René Mauricio Rodríguez, por su inalcanzable amor, apoyo y consejos. Este triunfo también es para vos.
Mi hermano y hermanas	Carlos Roberto, Mayra y Gladys, por su amor y apoyo en todo momento.
Mis familiares	Tías, tíos, primas, primos y demás familia, por su apoyo y cariño mostrado en todo este camino desde pequeño, en especial a mi tía Laura y a mi tía Amelia.

AGRADECIMIENTOS A:

Los centros de estudios	Colegio Mixto Cultura, Instituto Nacional de Educación Básica Amatitlán (INEBA) y Centro de Estudios de Informática, Computación y Tecnología (CEICT), por haberme dado las herramientas necesarias para ir superándome.
Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala	Por haberme brindado los medios necesarios para poder superarme.
La empresa Servicios Electrónicos	Por haberme abierto las puertas para comenzar en el mundo de la electricidad y haberme dado el suficiente conocimiento para seguir adelante con mis sueños, en especial por la confianza brindada por el Ing. Edgar Valenzuela.
Mis amigos de Servicios Electrónicos	Por su sincera amistad y apoyo incondicional, en especial a Hugo Orozco, por la amistad brindada y la enseñanza.

La Empresa Eléctrica de Guatemala

Por la oportunidad de poder desarrollarme como profesional.

Mis amigos de Empresa Eléctrica de Guatemala

Del departamento de Calidad del Servicio y Planificación, por la amistad brindada, el apoyo durante todo este tiempo convivido.

Mis amigos de Universidad

Quienes son muchos por nombrar, pero en especial a Pablo Vicente, Ricardo Barraza, Edgar Sanchez, Edy Anleu, Cynthia Santizo, José Barraza, José Guas y Felipe Gomez, gracias por su cariño, apoyo y la amistad brindada.

Honorable comité de huelga de todos los dolores, Facultad de Ingeniería

Por haber hecho más fuerte un ideal en común, por las muy buenas amistades encontradas, en especial a la comparsa Chalanitos Cuchi Music por todo el jolgorio compartido.

Mi asesor

Ing. Luis Eduardo Hernández, por su confianza, apoyo, amistad y valiosa asesoría para el desarrollo del presente trabajo de graduación.

Ing. Gerson Armando Arredondo

Por su sincera amistad, consejos y apoyo brindado, y por compartir sus valiosos conocimientos de igual manera para la realización de este trabajo de graduación.

Ing. José Marroquín

Por la amistad, consejos y apoyo brindado, y por compartir sus valiosos conocimientos de igual manera para la realización de este trabajo de graduación.

Raquel Lorena de la Cruz Sánchez

Por su constante apoyo, comprensión, cariño, presión para mi propia superación y darme el impulso cada día para lograr la meta de graduarme.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN.....	XIX
1. GENERACIÓN CON ENERGÍAS RENOVABLES Y REQUERIMIENTOS DE CONEXIÓN DE GDR'S	1
1.1. Definición	1
1.2. Energía en Guatemala.....	1
1.3. Tecnologías con recursos naturales.....	2
1.3.1. Energía de la biomasa.....	2
1.3.2. Energía eólica.....	4
1.3.3. Energía geotérmica	6
1.3.4. Energía hidráulica.....	7
1.3.5. Energía solar.....	8
1.4. Requerimientos de conexión de un generador de distribución renovable (normativa NTGDR).....	11
1.5. Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD).....	13
1.6. Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDROID).....	14

2.	ANTECEDENTES DE GENERADORES DE DISTRIBUCIÓN RENOVABLES EN EL ÁREA DEL DEPARTAMENTO DE ESCUINTLA.....	15
2.1.	GDR Las Victorias	15
2.2.	GDR Santa Elena	16
2.3.	GDR Hidropower San Diego.....	17
2.4.	GDR Hidroaguna	18
2.5.	GDR Central Sola Fotovoltaica SIBO.....	19
2.6.	GDR Luarca	20
3.	SITUACIÓN INICIAL DEL ÁREA DE INFLUENCIA	21
3.1.	Situación de la red de distribución.....	21
3.1.1.	Área de influencia del proyecto	21
3.1.2.	Instalaciones eléctricas –distribución–	23
3.1.3.	Instalaciones eléctricas –transmisión–.....	23
3.1.4.	Análisis de la demanda	25
3.2.	Planteamiento del problema.....	28
4.	COMPORTAMIENTO DE LOS FLUJOS DE POTENCIA AL CONECTAR DIFERENTES GDR'S AL CIRCUITO 63	31
4.1.	Metodología del estudio.....	31
4.2.	Base de datos	32
4.3.	Elementos a monitorear.....	32
4.4.	Resultados	33
4.4.1.	Caso 1, 1 Generador de Distribución Renovable....	33
4.4.1.1.	Demanda máxima	33
4.4.1.2.	Demanda media	36
4.4.1.3.	Demanda mínima	38

4.4.2.	CASO 2, 2 Generadores de Distribución	
	Renovable.....	40
4.4.2.1.	Demanda máxima	40
4.4.2.2.	Demanda media	42
4.4.2.3.	Demanda mínima	44
4.4.3.	Caso 3, 3 Generadores de Distribución	
	Renovable.....	47
4.4.3.1.	Demanda máxima	47
4.4.3.2.	Demanda media	49
4.4.3.3.	Demanda mínima	52
	CONCLUSIONES	55
	RECOMENDACIONES.....	57
	BIBLIOGRAFÍA.....	59

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Generación de la biomasa.....	3
2.	Esquema de una central eólica	5
3.	Esquema de una central geotérmica.....	7
4.	Esquema de una central hidroeléctrica	8
5.	Radiación solar directa anual (kWh/m ² /día)	10
6.	Esquema de una central solar	10
7.	Ubicación de GDR Las Victorias	16
8.	Ubicación de GDR Santa Elena	17
9.	Ubicación de GDR Hidropower San Diego.....	18
10.	Ubicación de GDR Hidroaguna	19
11.	Área de influencia de la evaluación del impacto de conectar generadores distribuidos renovables (GDR) a una línea de distribución. Circuito 63	22
12.	Ubicación geográfica de la línea Escuintla-Palín	24
13.	Diagrama esquemático de 69 kV, en donde se observa la alimentación a cada una de las subestaciones mencionadas	25
14.	Curva de carga del circuito 63 de la subestación Palmeras	26
15.	Curva histórica y de pronóstico de la demanda del circuito 63.....	28
16.	Modelo utilizado para la simulación de la conexión de GDR's	31

TABLAS

I.	Procesos de conversión de biomasa a energía	3
II.	Requerimientos generales.....	12
III.	Porcentaje de utilización de la subestación Palmeras y el circuito 63..	25
IV.	Demandas máximas (MVA) y proyección del circuito 63 y de la subestación Palmeras	27
V.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima (sin inclusión del GDR), caso 1	34
VI.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima por aporte del GDR en estudio, caso 1	34
VII.	Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima (con inclusión del GDR), caso 1	35
VIII.	Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda máxima, caso 1	35
IX.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media (sin inclusión del GDR), caso 1	36
X.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media por aporte del GDR en estudio, caso 1	36
XI.	Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media (con inclusión del GDR), caso 1	37
XII.	Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda media, caso 1	37
XIII.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima (sin inclusión del GDR), caso 1	38
XIV.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima por aporte del GDR en estudio, caso 1	38
XV.	Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima (con inclusión del GDR), caso 1	39

XVI.	Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda mínima, caso 1	40
XVII.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima (sin inclusión de los GDR's), caso 2	40
XVIII.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima por aporte de los GDR's en estudio, caso 2	41
XIX.	Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima (con inclusión de los GDR's), caso 2	41
XX.	Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda máxima, caso 2.....	42
XXI.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media (sin inclusión de los GDR's), caso 2	42
XXII.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media por aporte de los GDR's en estudio, caso 2	43
XXIII.	Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media (con inclusión de los GDR's), caso 2	43
XXIV.	Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda media, caso 2	44
XXV.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima (sin inclusión de los GDR's), caso 2	45
XXVI.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima por aporte de los GDR's en estudio, caso 2.....	45
XXVII.	Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima (con inclusión de los GDR's), caso 2	46
XXVIII.	Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda mínima, caso 2	46
XXIX.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima (sin inclusión de los GDR's), caso 3	47

XXX.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima por aporte de los GDR's en estudio, caso 3.....	48
XXXI.	Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima (con inclusión de los GDR's), caso 3.....	48
XXXII.	Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda máxima, caso 3.....	49
XXXIII.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media (sin inclusión de los GDR's), caso 3.....	50
XXXIV.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media por aporte de los GDR's en estudio, caso 3.....	50
XXXV.	Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media (con inclusión de los GDR's), caso 3.....	51
XXXVI.	Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda media, caso 3.....	51
XXXVII.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima (sin inclusión de los GDR's), caso 3.....	52
XXXVIII.	Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima por aporte de los GDR's en estudio, caso 3.....	52
XXXIX.	Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima (con inclusión de los GDR's), caso 3.....	53
XL.	Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda mínima, caso 3.....	54

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
IA	Corriente fase A
IB	Corriente fase B
IC	Corriente fase C
A	Fase A
B	Fase B
C	Fase C
GWh	Gigavatio hora (s)
GWh/año	Gigavatio hora por año
Km	Kilómetro
kV	Kilovoltio (s)
kW	Kilovatio
kWh/m²/día	Kilovatio hora por metro cuadrado por día
m	Metro
MVA	Mega voltio amperio (s)
Mvar	Mega voltio amperio reactivo (s)
MW	Megavatio (s)
%	Porcentaje
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
S	Potencia aparente
°C	Temperatura en grados Celsius
TWh	Teravatio hora (s)

GLOSARIO

AAAC	Conductor de aluminio con aleación.
Circuito eléctrico	Elemento compuesto por diversos conductores y por el cual pasa la corriente de electricidad.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Conductor	Material que ofrece poca resistencia al movimiento de carga eléctrica
Curva de carga	Representación gráfica de la potencia activa, reactiva y aparente, en un período de 1 día, demandada por un sistema.
Demanda	Medida de la tasa promedio del consumo eléctrico de las instalaciones eléctricas en intervalos de 15 min.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
Flujo de potencia	Conocido también como flujo de carga, es una herramienta importante que involucra análisis numérico aplicado a un sistema eléctrico de potencia.
GDR	Generador de Distribución Renovable.

Hora de demanda	Son los puntos máximos, medios y mínimos de una curva de carga, los cuales se llaman hora de demanda máxima, hora de demanda media y hora de demanda mínima.
INE	Instituto Nacional de Estadística.
Línea	Medio físico que permite conducir la energía eléctrica entre dos puntos.
Línea de distribución	Suministro de energía eléctrica desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales.
NTDROID	Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución.
NTGDR	Normas técnicas de generación distribuida renovable y usuarios autoprotectores con excedentes de energía.
NTSD	Normas técnicas del servicio de distribución.
Potencia eléctrica	Es la relación de paso de energía de un flujo por unidad de tiempo, es decir la capacidad de trabajo entregada o absorbida por un elemento.
SIGRE	Sistemas Gráficos Eléctricos.

Subestación eléctrica Conjunto de equipos, conductores y sistemas que forman parte de un nodo en un sistema eléctrico de potencia.

RESUMEN

El presente trabajo de graduación realiza una evaluación del impacto de conectar varios generadores de distribución renovable hasta cubrir la demanda del circuito de distribución en estudio, en este caso el circuito 63 de la subestación Palmeras, ubicada en el departamento de Escuintla, Guatemala, que pertenece a la Empresa Eléctrica de Guatemala. S.A.

En el primer capítulo se hace una definición general de lo que comprende la energía renovable, las tecnologías con recursos naturales que se pueden implementar y en dónde se puede obtener dichos recursos, así como los requerimientos básicos para la conexión de un GDR con la descripción de las normas respectivas.

En el segundo capítulo se describe brevemente la razón de por qué varios ingenios azucareros y empresas particulares han optado por utilizar este tipo de recursos naturales, así como algunos ejemplos de GDR's ya en funcionamiento en el departamento de Escuintla, indicando su ubicación, su fecha de inicio de operación y la potencia que entregan al sistema de distribución de EEGSA.

En el tercer capítulo se describe el área de influencia del circuito 63, municipios y aldeas que abarca su cobertura geográfica, así como la subestación eléctrica que lo alimenta, en este caso la subestación Palmeras. Se analiza la demanda y se plantea el problema que puede llegar a ocurrir al instalar varios GDR's cubriendo la demanda total de un mismo circuito.

Por último, en el cuarto capítulo se muestra el comportamiento de los flujos de potencia en 3 diferentes casos: caso 1, la conexión de un GDR y su comportamiento en demanda máxima, media y mínima; caso 2, la conexión de dos GDR's y su comportamiento en demanda máxima, media y mínima; y, caso 3, la conexión de tres GDR's cubriendo la demanda total del circuito 63 y su comportamiento en demanda máxima, media y mínima.

OBJETIVOS

General

Realizar un estudio eléctrico para poder ver el comportamiento de los flujos de potencia y las pérdidas de potencia que pueden llegar a existir al conectar uno o varios generadores de distribución renovable a una línea de distribución.

Específicos

1. Dar a conocer las diferentes energías renovables que existen.
2. Hacer ver cuáles son los pasos y qué normativas pueden consultarse para poder realizar una conexión de un GDR.
3. Dar a conocer qué comportamientos puede llegar a tener una línea de distribución y su subestación eléctrica, tanto en su flujo de potencia como en las mismas pérdidas que pueden llegar a ocurrir al instalar uno o varios GDR's.

INTRODUCCIÓN

Con el propósito de conocer el impacto y comportamiento de conectar varios generadores de energía renovable a la red de distribución del Sistema Nacional Interconectado, se realizará un estudio de pre factibilidad en el circuito 63 de la subestación Palmeras. Dicha subestación está ubicada a 1 kilómetro de la carretera que conduce de Escuintla hacia Antigua Guatemala, en la cabecera del municipio de Escuintla. En este proyecto se plantea incorporar uno a uno diferentes GDR's a lo largo de la extensión de cobertura del circuito, para ir evaluando el comportamiento y el impacto de dicha línea en estudio.

En Guatemala existe el potencial de obtener energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, dispersas en todo el territorio nacional, por medio de plantas de generación de pequeña escala, conectadas al Sistema Eléctrico Nacional a través de sistemas o redes de distribución. Esto, adecuadamente reglamentado, puede atraer inversiones para contribuir a satisfacer el crecimiento de la demanda eléctrica del país, crear fuentes de desarrollo económico y cambiar la matriz energética de generación del Sistema Eléctrico Nacional, para reducir la dependencia de la generación con combustibles fósiles.

La conexión de generación mediante energías renovables en redes de empresas distribuidoras presenta desafíos técnicos y regulatorios de creciente vigencia a nivel mundial. Es un momento en que los gobiernos buscan promoverlas como alternativas de bajo impacto ambiental. Esto también es el caso de Guatemala, en particular en el departamento de Escuintla, área distribuida por EEGSA (Empresa Eléctrica de Guatemala S.A), donde pequeños generadores intentan conectarse a las redes rurales alejadas de los grandes

consumos urbanos. No siendo económicamente viable instalar grandes tramos de líneas para conectarse a las redes de transporte, estos generadores deben conectarse en media tensión al sistema de distribución de EEGSA.

Este trabajo contribuye con un análisis y propuesta metodológica y regulatoria de la inserción de generadores de distribución renovables en las líneas de distribución del área del departamento de Escuintla y Guatemala. La EEGSA tiene sus redes concebidas para recibir energía desde el sistema de transmisión y entregarla a los consumidores en el sistema de distribución. La instalación de un generador en las redes de distribución produce un cambio en la forma de utilización de estas redes, a menudo se requieren ampliaciones de la red y cambios de protecciones. Además, en este trabajo se presenta una metodología de cálculo para las ampliaciones de redes requeridas por la instalación de generación distribuida. La metodología utilizada es la de sobre posición, muy sencilla, de tal forma que su aplicación no es de mayor complejidad.

1. GENERACIÓN CON ENERGÍAS RENOVABLES Y REQUERIMIENTOS DE CONEXIÓN DE GDR'S

1.1. Definición

Existen varias definiciones acerca de lo que es la energía renovable, sin embargo, se puede llegar a la conclusión de que se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

1.2. Energía en Guatemala

Guatemala cuenta con un potencial energético de aproximadamente 13800 MW, el cual proviene de centrales de generación hidráulica, eólica, geotérmica y fotovoltaica, sin contar los recursos provenientes de la biomasa; sin embargo, la generación eléctrica depende en gran medida de los combustibles fósiles. Sólo el 11 % del potencial hidrológico y geotérmico es aprovechado.

La producción, transformación, manejo y consumo de productos energéticos derivados de combustibles fósiles limitados, sin ninguna responsabilidad intergeneracional, además de crear un enorme impacto sobre el ambiente, registró altos costes sociales en los últimos cinco años. El incremento de los precios del petróleo y sus derivados en el mercado internacional profundizó el deterioro de los términos de intercambio y el déficit comercial. La gasolina, el gas propano, el diésel, el kerosén, el bunker y la

energía eléctrica incrementaron sus precios, desatando una espiral inflacionaria que ha afectado a todos los guatemaltecos.

La energía tiene relaciones profundas y amplias con las tres dimensiones de la sostenibilidad, por lo cual la crisis energética presenta un desafío para repensar el actual modelo energético insostenible en términos económicos, sociales y ambientales. El modelo de desarrollo actual tiende a asociar el aumento del consumo de energía con el desarrollo, el crecimiento de la economía y el bienestar social; sin embargo, la alta intensidad energética del PIB refleja una productividad y competitividad reducidas de la economía, una alta sensibilidad por fluctuaciones de precios energéticos y altas cargas de emisiones dañinas al medio ambiente, por lo que prevalece la necesidad de reducir el impacto ambiental mediante la disminución de la intensidad energética y las emisiones resultantes.

1.3. Tecnologías con recursos naturales

1.3.1. Energía de la biomasa

La energía de la biomasa se refiere a la proveniente de las plantas, los animales y los microorganismos. Su origen está en la energía solar, fijada por las plantas a través de la fotosíntesis y almacenada en forma de energía bioquímica. Puede ser aprovechada por combustión o por conversión térmica.

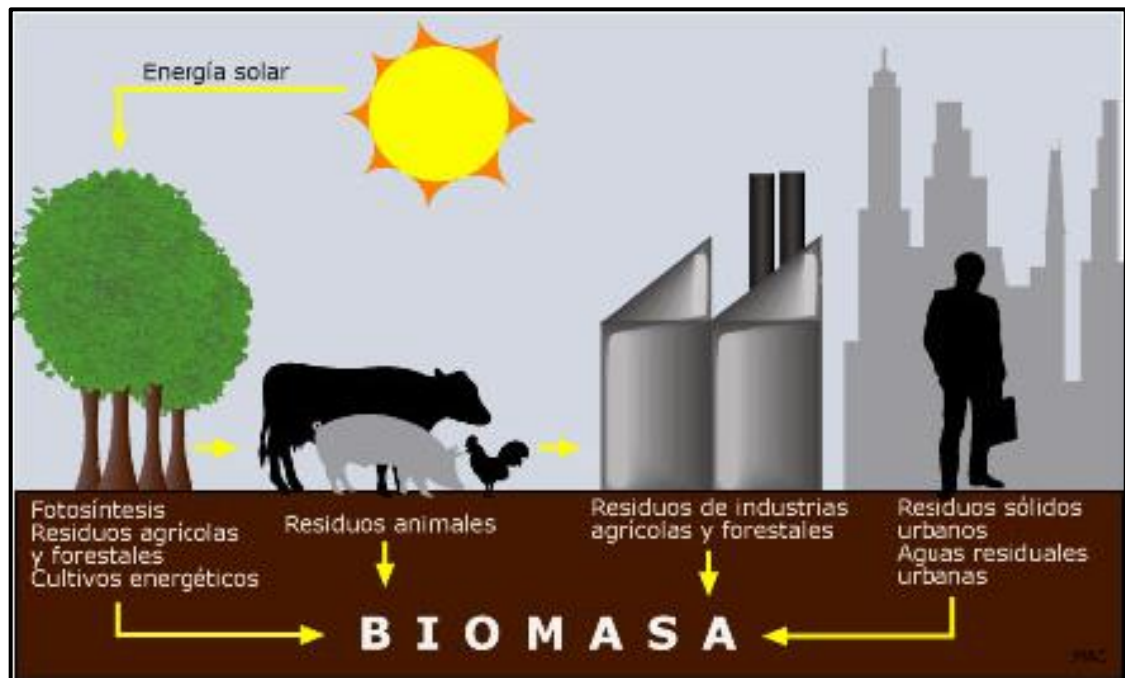
La ventaja que tiene este tipo de combustible con respecto a los demás es que es el único combustible que contiene carbono biogénico, es decir que su combustión no produce emisiones de dióxido de carbono, siendo de esta manera beneficioso para el medio ambiente.

Tabla I. **Procesos de conversión de biomasa a energía**

Tipo de biomasa	Características físicas	Procesos de conversión aplicables	Producto final	Usos
Materiales orgánicos de alto contenido de humedad.	Estiércoles. Residuos de alimentos. Efluentes industriales. Residuos urbanos.	Digestión anaeróbica y fermentación alcohólica.	Biogas. Metanol. Etanol. Bio diesel.	Motores de combustión. Turbinas de gas. Hornos y calderas. Estufas domésticas.
Materiales lignocelulósicos (cultivos energéticos, residuos forestales de cosechas y urbanos).	Polvo Astillas Pellets Briquetas Leños Carbón vegetal	Densificación Combustión directa Pirólisis Gasificación	Calor, Gas pobre Hidrógeno Biodiesel	Estufas domésticas Hornos y calderas Motores de combustión Turbinas de gas

Fuente: *Manual sobre energía renovable*. BUN-CA. 1ed. San José, Costa Rica. www.bun-ca.org

Figura 1. **Generación de la biomasa**



Fuente: *Generación de la biomasa*.

http://www.ambientum.com/enciclopedia/energia/4.36.01.02_1r.html. Consulta: enero de 2015.

1.3.2. Energía eólica

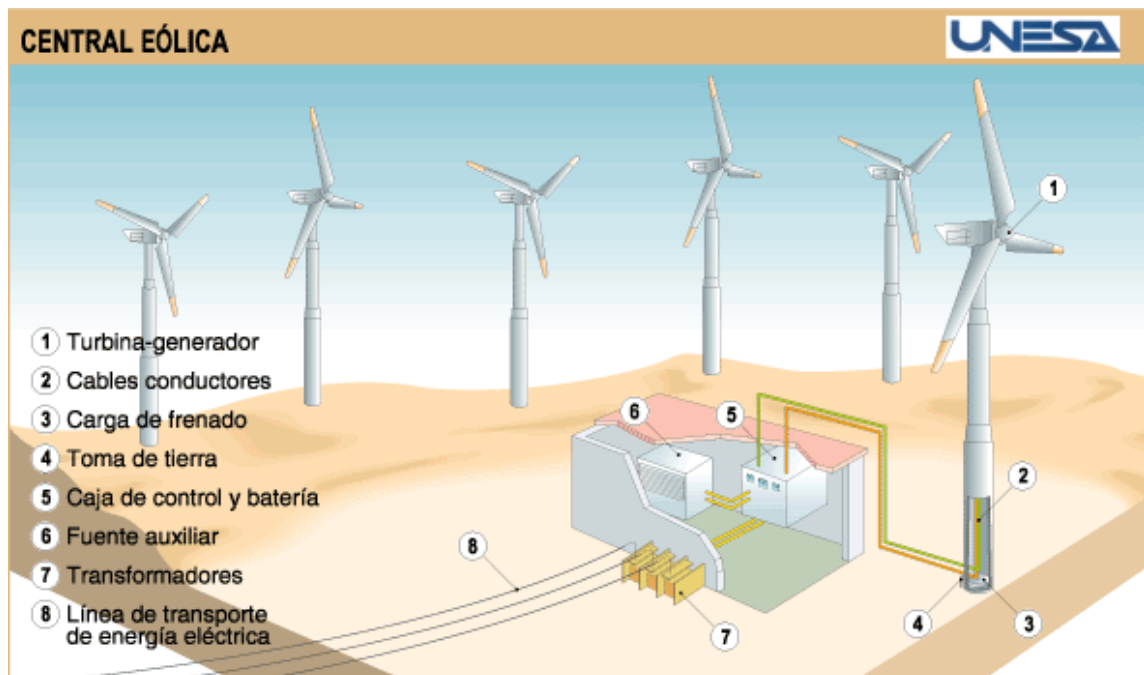
La energía eólica es la energía que es obtenida del viento, mediante el aprovechamiento de su energía cinética. El viento se produce por el desplazamiento del aire entre zonas de alta presión y zonas de baja presión atmosférica. Estas diferencias de presión a su vez son producidas por el aumento o disminución de la temperatura en distintas zonas terrestres, por lo que es correcto decir que la energía eólica, junto con otras energías renovables, proviene inicialmente del sol. En concreto, entre los beneficios más significativos que se pueden disfrutar gracias a la aplicación y desarrollo de la energía eólica destacan los siguientes:

- Reduce de manera considerable la contaminación y es que aquella, después de la solar, podemos decir que es la forma de energía más ecológica del momento. Eso lo consigue gracias a que en ella no se pone en marcha ningún tipo de proceso de combustión. Es decir, disminuye de manera notable las emisiones de dióxido de carbono que se lanzan a la atmósfera.
- Causa menos impacto en el suelo, ya que no solo no necesita remover tierras sino que tampoco realiza ningún tipo de vertido en aquel.
- Permite lograr una cuantiosa energía.
- No menos importante es el hecho de que la energía que origina no necesita ser llevada ni en camiones o en tuberías, como sí sucede con otras modalidades, lo que supone también que haya un impacto cero en lo que se refiere a su transporte.
- Se trata además de una fuente de energía inagotable, ya que el viento no tiene un límite para acabarse.
- Contribuye de manera palpable, por las ventajas citadas, a frenar el cambio climático.

- Impulsa el sector económico y permite la creación de muchos puestos de trabajo.

La energía eólica ya genera más del 2 % de la electricidad que se consume a nivel mundial. Los expertos recomiendan la difusión de la energía eólica, ya que constituye un recurso abundante, renovable y limpio, que no contamina y que ayuda a reemplazar los combustibles fósiles.

Figura 2. Esquema de una central eólica



Fuente: *Esquema de central eólica*. <http://www.unesa.es>. Consulta: enero de 2015.

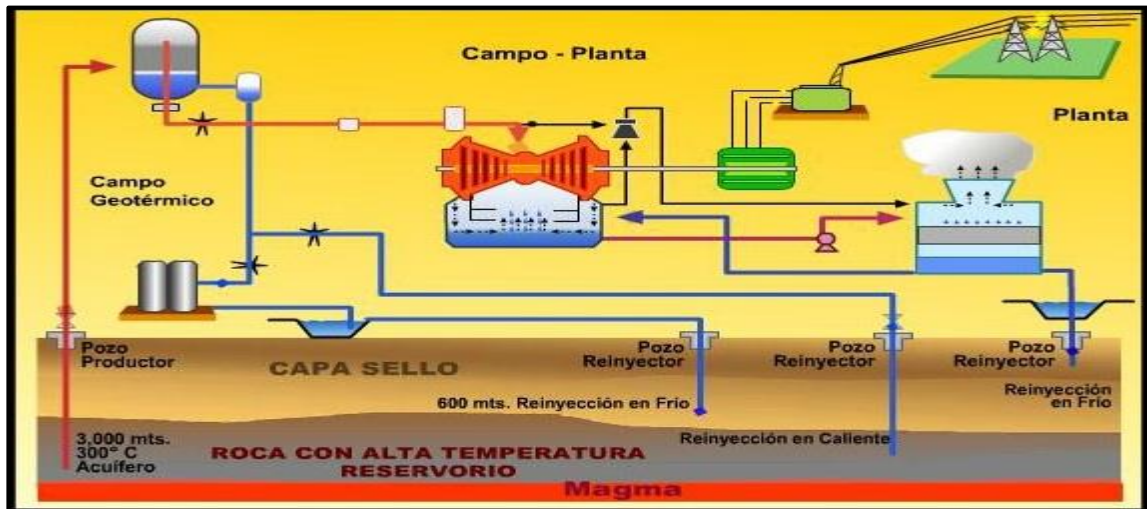
1.3.3. Energía geotérmica

La energía geotérmica es aquella energía que se extrae del calor interno de la tierra. Esta puede ser extraída en forma de vapores calientes, agua, gases o líquidos inyectados para este fin.

El potencial geotérmico de Guatemala también se estima en 1000 MW, de los cuales se aprovecha únicamente 26,5 MW (146 GWh). Actualmente funcionan dos plantas geotérmicas, una en el municipio de Zunil, departamento de Quetzaltenango, y otra en la aldea San José Calderas del municipio de Amatitlán. La primera es una planta de ciclo binario que cuenta con siete unidades de 3,6 MW netos cada una y su capacidad es de 25,2 MW, y la segunda es un campo que cuenta con una unidad a boca de pozo de 5 MW. Entre las áreas de interés geotérmico está el Campo Geotérmico de Zunil II, con un potencial de campo de 40-50 MW, como mínimo, el Campo Geotérmico Tecuamburro, con un potencial mínimo de 50 MW, y el Campo Geotérmico de San Marcos, con un potencial superior a 24 MW. Adicionalmente existen otras áreas de interés en Moyuta (210 °C y 170 °C), Totonicapán (265 °C), Atitlán (186 °C), Palencia (204 °C), Motagua (160 °C), Ayarza (182°C), laguna de Retana (155 °C), y los Achiotes al este del área geotérmica del volcán Tecuamburro (155 °C).¹

¹Instituto de Agricultura, Recursos Naturales y Ambiente (IARNA), Universidad Rafael Landívar (URL) y Asociación Instituto de Incidencia Ambiental (IIA). *Perfil ambiental de Guatemala*. Capítulo 2.10 Energía. 2006.

Figura 3. Esquema de una central geotérmica



Fuente: *Esquema de central geotérmica*. <http://www.monografias.com/trabajos93/generacion-energia-geotermica/>. Consulta: enero de 2015.

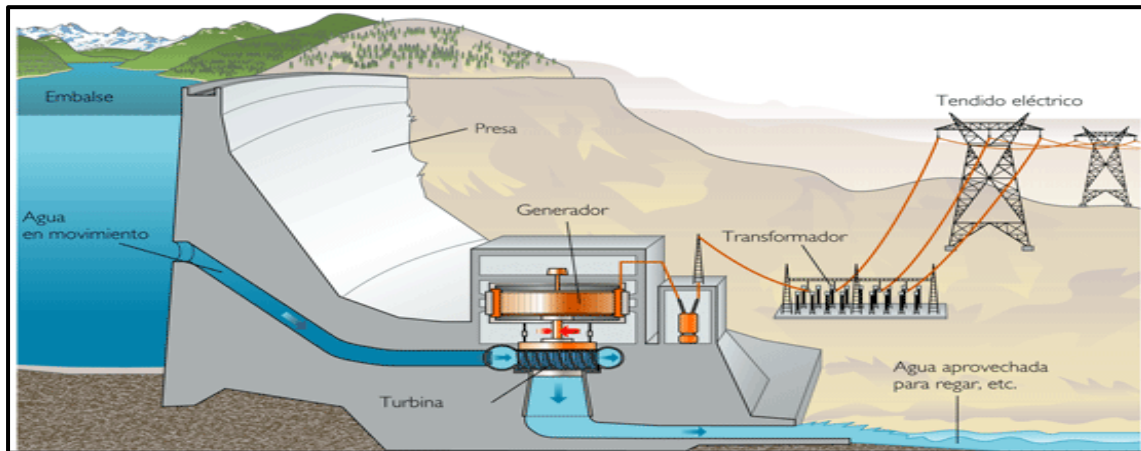
1.3.4. Energía hidráulica

La energía hidráulica se refiere al aprovechamiento de la energía potencial que tiene el agua (por diferencia de altura). Se obtiene buscando una caída de agua desde cierta altura a un nivel inferior, la que luego se transforma en energía mecánica (rotación de un eje), con el uso de una rueda hidráulica o turbina. Esta energía se puede utilizar directamente para mover un pequeño aserradero, un molino o maquinaria de un beneficio de café. También es posible conectar la turbina a un generador eléctrico y de esta manera transformar la energía mecánica en energía eléctrica, con la ventaja de trasladar con mayor facilidad la energía a los puntos de consumo y aplicarla a una gran variedad de equipos y usos productivos.

“Se estima que el potencial bruto de los ríos del país es de 10900 MW y que el potencial técnicamente aprovechable es cercano a los 5000 MW. La capacidad instalada actualmente es de 655 MW, contribuyendo con 2920 GWh.

El portafolio de proyectos hidroeléctricos en estudio o implementación es del orden de los 3981 MW, para una generación anual de 14441 GWh.”²

Figura 4. **Esquema de una central hidroeléctrica**



Fuente: *Esquema de central hidroeléctrica*. <http://www.renovables-energia.com/2009/06/esquema-de-una-central-hidroelectrica/>. Consulta: enero de 2015.

1.3.5. **Energía solar**

“Guatemala recibe anualmente una energía solar de alrededor de 200 000 TWh; la captación del 0,05 % de este recurso sería suficiente para cubrir la demanda total de energía del país.”² El valor anual de radiación global solar sobre el territorio nacional es de aproximadamente 5,3 kWh/m²/día.

La figura 5 muestra los lugares donde es más viable el desarrollo de proyectos fotovoltaicos y fototérmicos, como calentadores solares de agua, secadores solares de vegetales, hornos y estufas solares, aparatos de destilación y de desalinización, entre otros. El mapa sobre la figura 5, con una resolución de 10 por 10 km, muestra los resultados de un modelo basado en

²Instituto de Agricultura, Recursos Naturales y Ambiente (IARNA), Universidad Rafael Landívar (URL) y Asociación Instituto de Incidencia Ambiental (IIA). *Perfil ambiental de Guatemala*. Capítulo 2.10 Energía. 2006.

datos promedio horarios, diarios y mensuales de la radiación directa normal, la radiación global horizontal y la radiación difusa, con base en los registros del período 1998-2002 de los satélites GOES. El margen de error de los valores calculados es del 12 % respecto de las mediciones terrestres.

Aunque latitudinalmente Guatemala está bien ubicada, la alta nubosidad es un factor que incide en el pleno aprovechamiento del potencial solar, principalmente en la costa atlántica. Una característica del clima de Guatemala es que durante la época más fría (diciembre y enero), existe un amplio recurso solar, principalmente en el Altiplano, donde las temperaturas bajan a cero grados durante la noche pero los niveles de radiación son entre 5 y 5,3 kWh/m²/día.

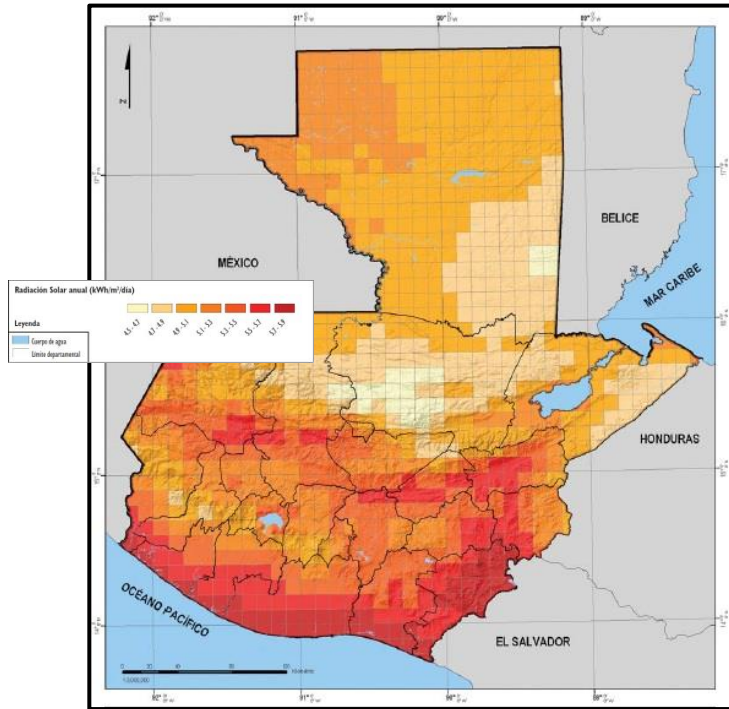
“Un ejemplo de esta potencia es proporcionado por Bons, quien menciona que si en un caso hipotético el 10% de la población guatemalteca utilizara energía térmica para calentamiento de agua, podría desplazarse el consumo de más de 350 GWh/año, es decir un 5 % de la demanda eléctrica nacional”.³

“En relación con los costos, la energía fotovoltaica todavía no puede competir contra la que se genera con base en hidrocarburos, sin embargo, el XI Censo Nacional de la Población y VI de Habitación, (INE, 2003) reportó que en el 2002 había 18175 sistemas de iluminación fotovoltaica instalados en el país”.⁴

³Instituto de Agricultura, Recursos Naturales y Ambiente (IARNA), Universidad Rafael Landívar (URL) y Asociación Instituto de Incidencia Ambiental (IIA). *Perfil ambiental de Guatemala*. Capítulo 2.10 Energía. 2006.

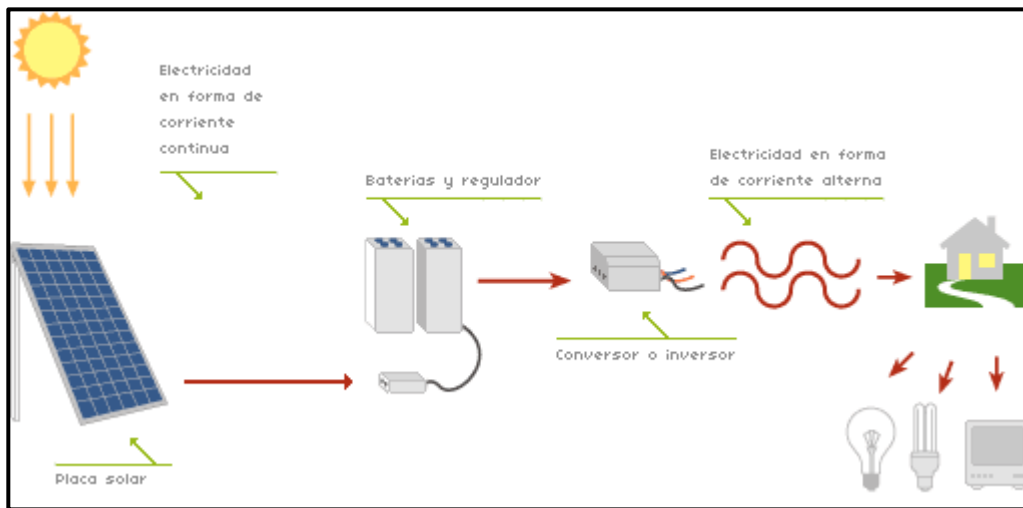
⁴ INE. <https://www.ine.gob.gt>. 2003.

Figura 5. Radiación solar directa anual (kWh/m²/día)



Fuente: *Radiación solar directa anual*. <http://www.perfilambiental.org.gt>. Consulta: enero de 2015.

Figura 6. Esquema de una central solar



Fuente: *Esquema de central solar*. <http://www.solliclima.es/fotovoltaica-aislada>. Consulta: enero de 2015.

1.4. Requerimientos de conexión de un generador de distribución renovable (normativa NTGDR)

El objetivo de esta Norma (NTGDR) es establecer las disposiciones generales que deben cumplir los Generadores Distribuidos Renovables y los distribuidores para la conexión, operación, control y comercialización de energía eléctrica producida con fuentes renovables.

En el Artículo 9 del Capítulo I del título II, habla sobre el procedimiento que debe seguir todo interesado en conectar un Generador Distribuidor Renovable a un Sistema de Distribución, para obtener el Dictamen de Capacidad y Conexión de parte del distribuidor. Es el siguiente:

El interesado presentará al Distribuidor la solicitud de Dictamen de Capacidad y Conexión, en el formulario correspondiente. Dicho formulario deberá incluir lo siguiente: información general del proyecto, ubicación geográfica del proyecto en mapa cartográfico, fuente de energía renovable, número de unidades generadoras, potencia máxima en kilovatios (kW), voltaje de generación (kV), longitud y voltaje de la línea de conexión, diagrama unifilar del proyecto, información de parámetros eléctricos de los elementos de la central generadora (la solicitud del Dictamen de Capacidad y Conexión está detallada en el Artículo 10 del Capítulo I del título II de la norma NTGDR).

1. Dentro de los 15 días siguientes de recibida la solicitud, el Distribuidor deberá proporcionar al interesado la información técnica relacionada con el posible punto de conexión al que se desee conectar el GDR.

2. El Distribuidor elaborará el Dictamen de Capacidad y Conexión y lo trasladará a la CNEE.

3. La CNEE procederá a revisar el Dictamen para la autorización de conexión del GDR.

El Capítulo II del Título II, habla del equipo eléctrico necesario para la conexión de los Generadores de Distribución Renovable, el cual se muestra en el siguiente cuadro, junto a los requerimientos generales que deben ser considerados en los proyectos de Generación Distribuida Renovable:

Tabla II. Requerimientos generales

Tipo de conexión	Capacidad			
	Monofásico	Trifásico		
Características	< 50 kW	< 500 kW	500 kW – < 2000 kW	2000 kW – 5000 Kw
Dispositivos de interrupción (capacidad de interrumpir la máxima corriente de falla)	X	X	X	(4)
Dispositivo de desconexión de la interconexión (manual, con bloqueo, visible, accesible)	X	X	X	X
Dispositivo de desconexión del generador	X	X	X	X
Disparo por sobrevoltaje	X	X	X	X
Disparo por bajo voltaje	X	X	X	X
Disparo por sobre/baja frecuencia	X	X	X	X
Chequeo de sincronismo (A: Automático, M: Manual)	X-A/M (1)	X-A/M (1)	X-A (1)	X-A (1)
Disparo por sobre corriente a tierra		X- (2)	X- (2)	X- (2)
Disparo de potencia inversa		X- (3)	X- (3)	X- (3)
Si exporta, la función de la dirección de potencia puede ser usada para bloquear o retrasar el disparo por baja frecuencia			X	X
Disparo por telemetría/transferido				X
Regulador automático de voltaje				X- (1)

Notas:

- (X) - Característica requerida (sin marca = no requerida).
- (1) - Requerida para instalaciones con capacidad de autosuficiencia u operación aislada.
- (2) - Puede ser requerido por el Distribuidor; selección basada en el sistema de aterrizamiento.
- (3) - Requerida para verificar la no exportación al Sistema de Distribución, a menos que la capacidad del generador sea menor que la carga mínima que pueda tener como usuario.
- (4) - El GDR con exportación al Sistema de Distribución tendrá ya sea dispositivos redundantes o los listados

Fuente: Norma NTGDR. *Artículo 14 del capítulo II del título II.*

Para el caso de los generadores asíncronos, se permitirá la conexión de estos siempre y cuando, dentro de su equipamiento, se incluya la compensación de potencia reactiva necesaria de acuerdo a lo establecido por los estudios eléctricos. De igual manera, para aquellos generadores cuyos parámetros eléctricos de generación no correspondan con ser de corriente alterna a la frecuencia nominal, se deberán instalar los equipos necesarios para que su centro de generación pueda conectarse sin ninguna complicación al Sistema de Distribución (Artículos 15 y 16 de la Norma NTGDR).

Con la aprobación de la solicitud de conexión del GDR, el suministro de materiales y equipos, así como con la construcción de las instalaciones necesarias para llegar a las instalaciones del GDR hasta el punto de conexión, incluyendo el último elemento de maniobras entre las instalaciones del GDR y las existentes del distribuidor; con la aprobación se todo esto se cumple lo establecido en el Capítulo IV, Título II de la norma NTGDR, y también las normas NTSD y NTDROID.

1.5. Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD)

Esta norma es de aplicación obligatoria para todos los participantes que hacen uso de los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Su objetivo es establecer derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del servicio eléctrico de distribución, índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica, tanto en el punto de entrega como en el punto de utilización de tales servicios, tolerancias permisibles, métodos de control, indemnizaciones, sanciones y/o multas, respecto de los siguientes parámetros:

- a) Calidad del producto suministrado por el distribuidor
- b) Incidencia del usuario en la calidad del producto
- c) Calidad del servicio técnico
- d) Calidad del servicio comercial

1.6. Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID)

Estas normas serán de aplicación obligatoria en la República de Guatemala, para todas las personas individuales o jurídicas que tengan relación con el diseño, construcción, supervisión, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución de energía eléctrica, incluyendo sus mejoras, ampliaciones e instalaciones temporales.

Las NTDOID tienen por objeto establecer las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegurar que las mejoras y expansiones de las instalaciones de distribución de energía eléctrica, se diseñen y operen garantizando la seguridad de las personas, bienes y la calidad del servicio.

2. ANTECEDENTES DE GENERADORES DE DISTRIBUCIÓN RENOVABLES EN EL ÁREA DEL DEPARTAMENTO DE ESCUINTLA

En los últimos años se incrementó la construcción de pequeños contribuyentes de energía eléctrica, conocidos como Generadores Distribuidos Renovables (GDR's), específicamente en el departamento de Escuintla.

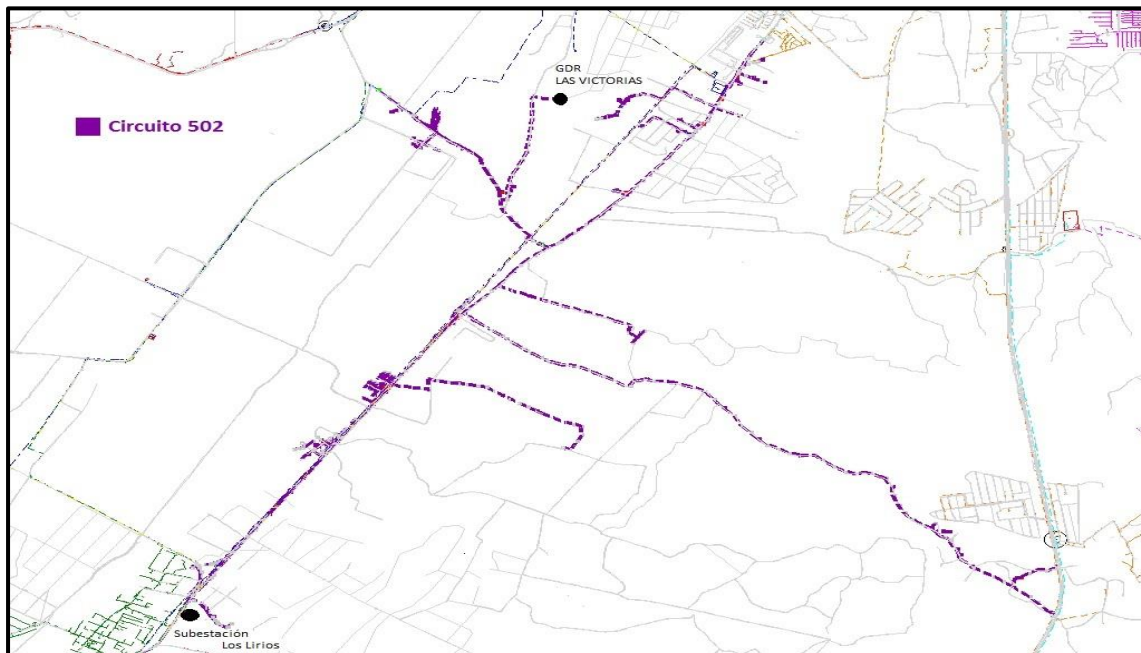
Dentro del territorio Nacional existen varios ingenios azucareros y empresas recicladoras que han optado por no desperdiciar sus desechos y utilizarlos como materia prima para biomasa, organizando un proceso con el fin de generar energía renovable, tanto para abastecer sus propias instalaciones como para vender su potencia excedente a alguna empresa distribuidora. De igual manera, existen otras formas de generar energía, como lo son la fotovoltaica e hidráulica, por esta razón, hoy en día las empresas generadoras de energía han empezado a utilizar los diferentes afluentes de agua que existen específicamente en el departamento en estudio, que es Escuintla, como también han comenzado a aprovechar la energía solar, esto con el fin de crear nuevas fuentes de generación. A continuación se darán algunos ejemplos de Generadores de Energía Renovable ya instalados y puestos en funcionamiento en el área del departamento de Escuintla:

2.1. GDR Las Victorias

Hidroeléctrica Las Victorias está ubicada en el municipio de Masagua, departamento de Escuintla. Entró en operación el 26 de febrero del 2013, con una capacidad instalada de 1,2 MW y dos turbinas para su generación. La

potencia efectiva que suministra al sistema de distribución es de 1,0 MW conectado al circuito 502 de la subestación Los Lirios.

Figura 7. **Ubicación de GDR Las Victorias**

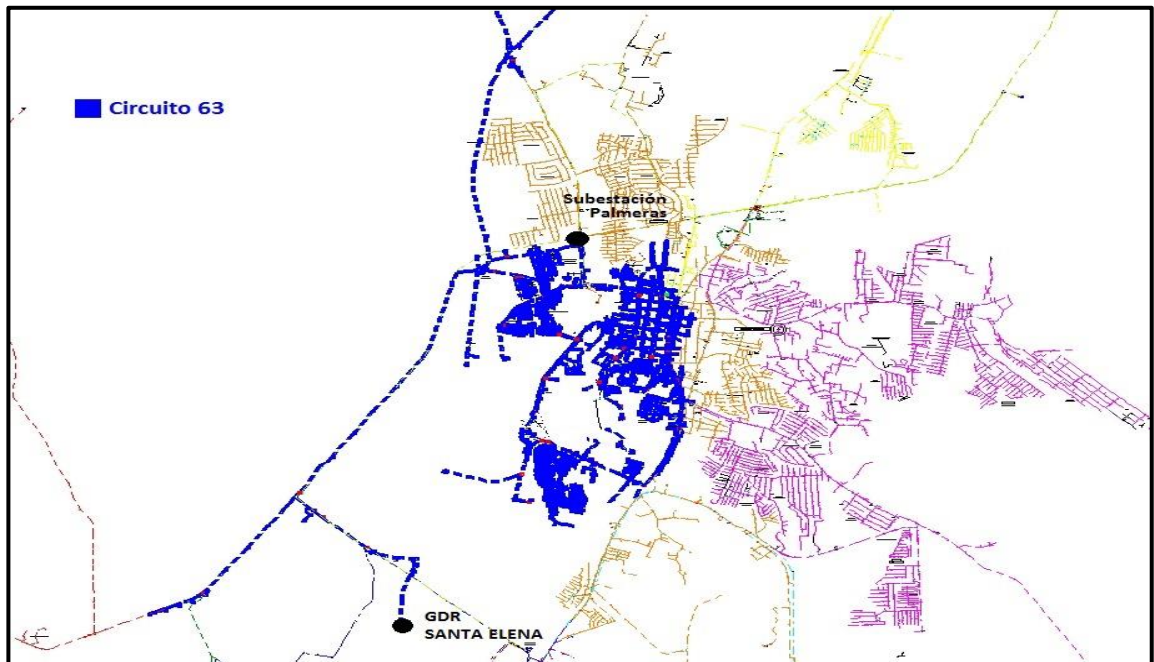


Fuente: Sistemas de Información Gráfica (SIGRE). *GDR Las Victorias*. Consulta: abril de 2015.

2.2. **GDR Santa Elena**

Hidroeléctrica Santa Elena está ubicada en el municipio de Escuintla, departamento de Escuintla. Entró en operación el 1 de diciembre del 2008, con una capacidad instalada de 0,56 MW y dos turbinas para su generación. La potencia efectiva que suministra al sistema de distribución es de 0,56 MW, conectada al circuito 63 de la subestación Palmeras.

Figura 8. **Ubicación de GDR Santa Elena**

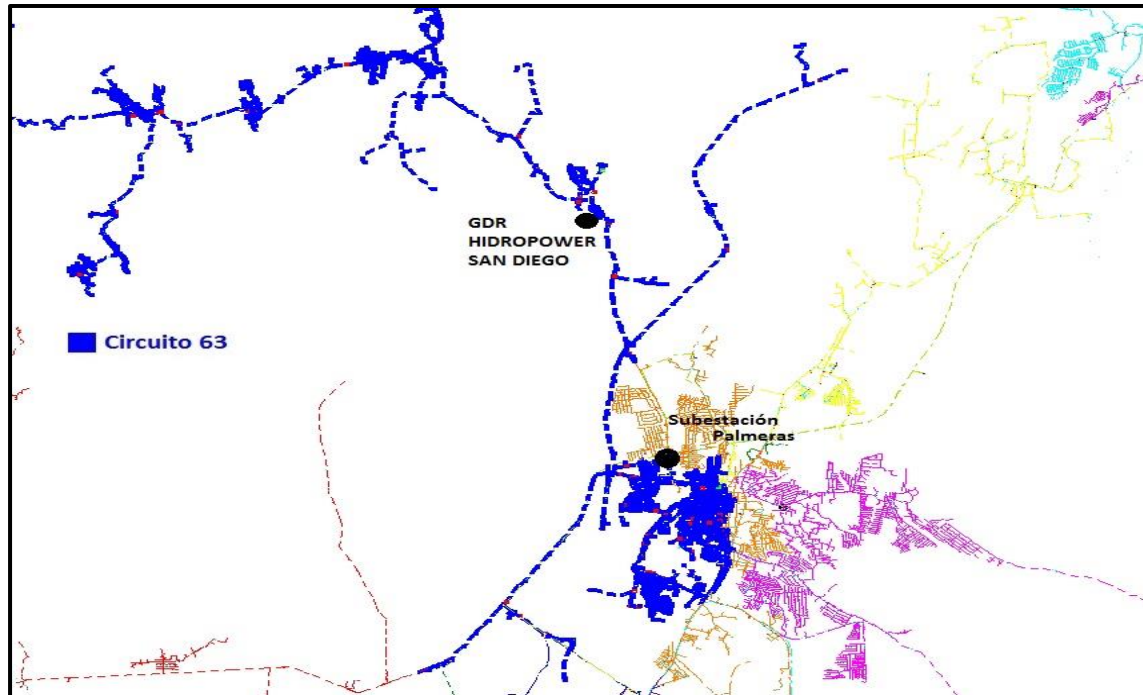


Fuente: Sistemas de Información Gráfica (SIGRE). *GDR Santa Elena*. Consulta: abril de 2015.

2.3. **GDR Hidropower San Diego**

Hidroeléctrica San Diego está ubicada en el municipio de Escuintla, departamento de Escuintla. Entró en operación el 1 de abril del 2011, con una capacidad instalada de 2,16 MW y una turbina para su generación. La potencia efectiva que suministra al sistema de distribución es de 1,908 MW conectada al circuito 63 de la subestación Palmeras.

Figura 9. **Ubicación de GDR Hidropower San Diego**

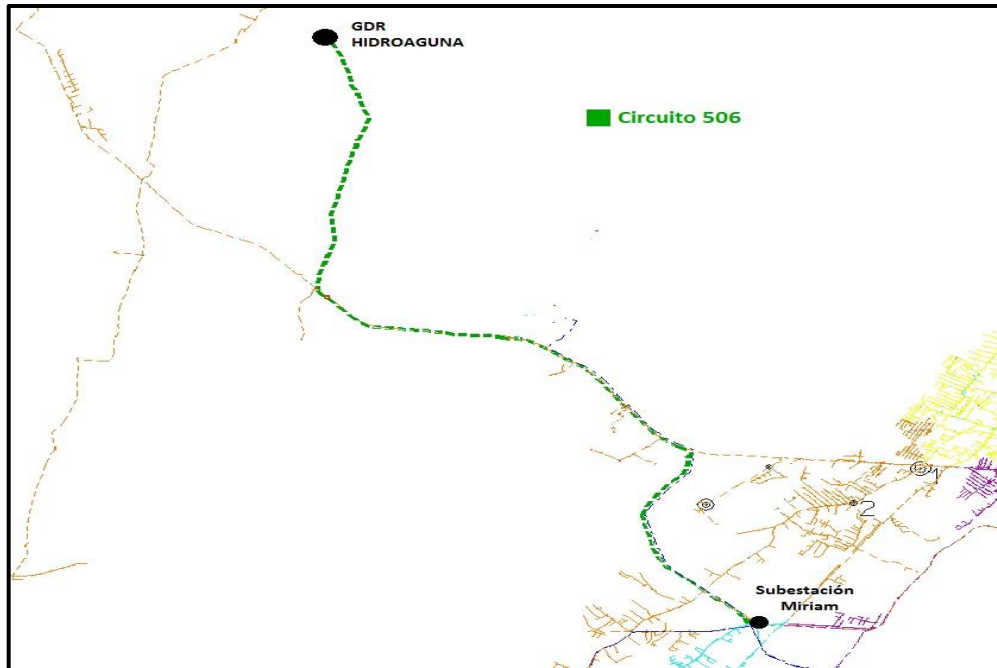


Fuente: Sistemas de Información Gráfica (SIGRE). *GDR San Diego*. Consulta: mayo de 2015.

2.4. **GDR Hidroaguna**

Hidroeléctrica Hidroaguna está ubicada en el municipio de Santa Lucía Cotzumalguapa, departamento de Escuintla. Entró en operación el 5 de abril del 2014, con una capacidad instalada de 2,00 MW y una turbina para su generación. La potencia efectiva que suministra al sistema de distribución es de 2,00 MW conectada al circuito exclusivo 506 de la subestación Miriam.

Figura 10. **Ubicación de GDR Hidroaguna**



Fuente: Sistemas de Información Gráfica (SIGRE). *GDR Hidroaguna*. Consulta: junio de 2015

2.5. **GDR Central Sola Fotovoltaica SIBO**

Central solar fotovoltaica SIBO está ubicada en el municipio de Estanzuela, departamento de Zacapa. Entró en operación el 1 de mayo del 2014, con una capacidad instalada de 5,00 MW y una turbina para su generación. La potencia efectiva que suministra al sistema de distribución es de 5,00 MW.

2.6. GDR Luarca

Hidroeléctrica Luarca está ubicada en el municipio de Mazatenango, departamento de Suchitepéquez. Entró en operación el 16 de junio del 2012, con una capacidad instalada de 0,51 MW y una turbina para su generación. La potencia efectiva que suministra al sistema de distribución es de 0,51 MW.

Esta recopilación de datos de algunos ejemplos de GDR's ya instalados servirán posteriormente para la realización de esta evaluación, más específicamente los GDR's Santa Elena e Hidropower San Diego, ya que estos están conectados al circuito en estudio: el circuito 63 de la subestación Palmeras.

3. SITUACIÓN INICIAL DEL ÁREA DE INFLUENCIA

3.1. Situación de la red de distribución

A continuación se describe la situación de la red de distribución.

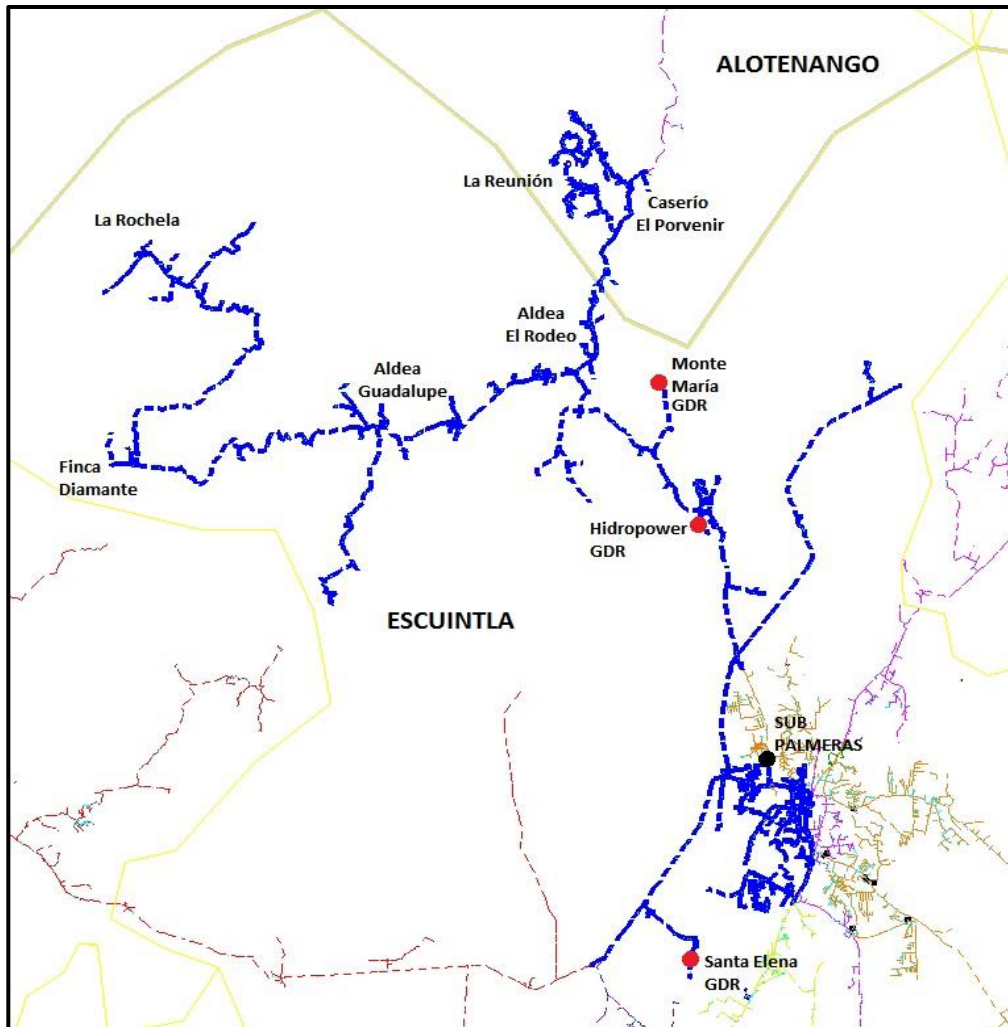
3.1.1. Área de influencia del proyecto

El área de influencia donde se realizará el estudio se encuentra comprendida por: Cantón Raguay, Finca La Industria, Colonia Los Naranjales, Colonia Itzcuintlan, Colonia La Isla, Residenciales Hacienda Concepción y Colonia La Oportunidad, ubicados en la parte oeste del casco urbano de la cabecera del municipio de Escuintla. Además, Finca Diamante, La Rochela, Aldea Guadalupe, Aldea El Rodeo en la parte rural al noroeste del mismo municipio, y La Reunión y Caserío El Porvenir, ubicados en el lado de Alotenango. También cabe mencionar que este circuito actualmente cuenta con 3 GDR's que ayudan con la demanda del área: Santa Elena, Hidropower y Monte María.

La demanda de energía eléctrica para el área en mención es suministrada por el circuito 63 de la subestación Palmeras, subestación ubicada a 1 kilómetro de la carretera que conduce de Escuintla hacia Antigua Guatemala, en la cabecera del municipio de Escuintla. Esta cuenta con una capacidad de 14 MVA, una relación de transformación de 69/13,8 kV y dos circuitos de distribución identificados con el número 62 y 63.

La figura 7 identifica el área mencionada, donde el circuito 63 se identifica con color azul, al noroeste del municipio de Escuintla, y el lado sur del municipio de Alotenango.

Figura 11. **Área de influencia de la evaluación del impacto de conectar generadores distribuidos renovables (GDR) a una línea de distribución. Circuito 63**



Fuente: Sistemas de Información Gráfica (SIGRE). *Área de influencia del Circuito 63.*

Consulta: octubre de 2015.

3.1.2. Instalaciones eléctricas –distribución–

El circuito 63, identificado con color azul en la figura 7, parte de la subestación Palmeras, para posteriormente, a 100 metros de la barra, dividirse en dos ramales importantes, los cuales cuentan con conductor 336 Linnet. Uno de los ramales es urbano y se dirige con conductor 336 Linnet hacia el sur, atendiendo las demandas de las colonias: El Progreso, Los Naranjales, Palmeras del Sur, Condominio Málaga, La Ceiba, El esfuerzo, El Modelo y la Lotificación Hacienda Concepción. La atención a las demandas de cada colonia es derivada por medio de conductor 1/0 ACSR. El otro ramal del circuito 63 es rural y parte en dirección noreste y en su trayectoria llega al poste 236634 con conductor 336 Linnet, para que, posterior a dicho poste, el circuito continúe con conductor 1/0 ACSR, atendiendo las demandas de las comunidades finca El Diamante, La Rochela, El Rodeo, finca La Reunión, El Peaje y el caserío El Porvenir.

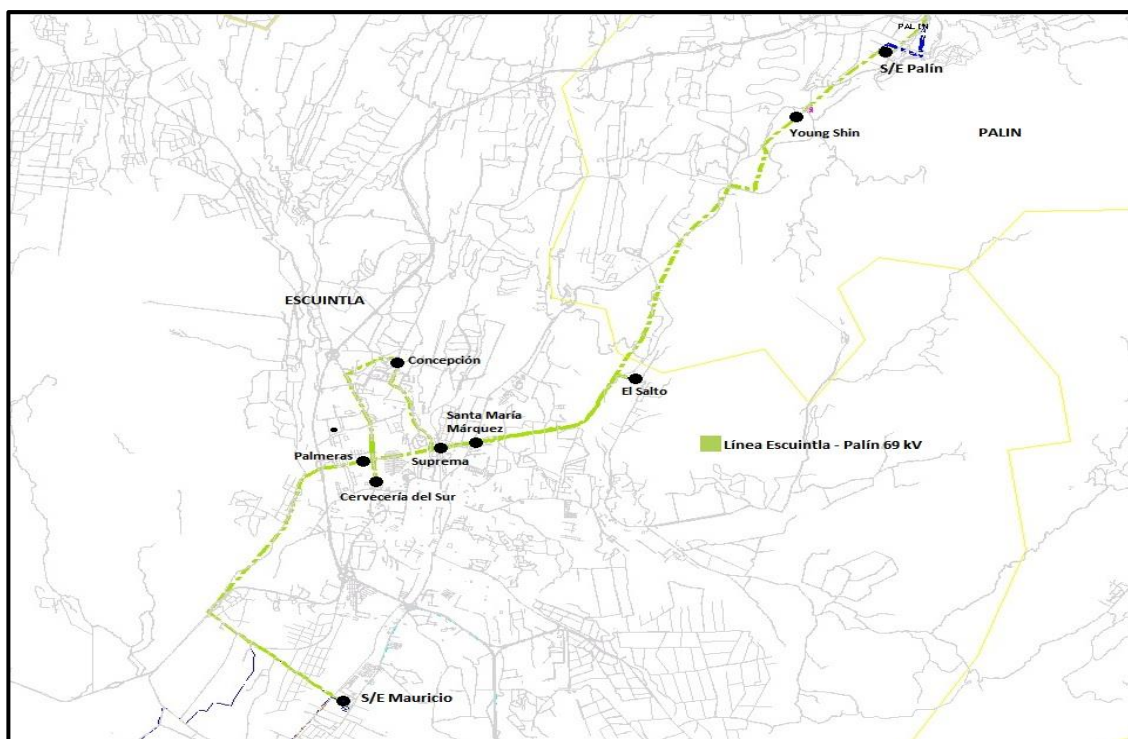
Es importante mencionar que al poste 506322 del ramal norte del circuito 63 se encuentra conectada la Central Hidroeléctrica Hidropower, la cual aporta 1,82 MW de flujo de potencia al circuito en estudio, y en este mismo ramal, al poste 276148 se encuentra conectada la hidroeléctrica de Monte María, la cual aporta 0,35 MW de flujo de potencia al circuito. Además de lo anterior, al poste 500439 del ramal sur del circuito 63, también se encuentra conectada la Central Hidroeléctrica Santa Elena, la cual aporta 0,195 MW a la red del circuito.

3.1.3. Instalaciones eléctricas –transmisión–

En referencia a las instalaciones de transmisión relacionadas directamente al proyecto, la subestación Palmeras es alimentada por medio de la línea Escuintla-Palín 69 KV, la cual, desde su inicio en la subestación de potencia

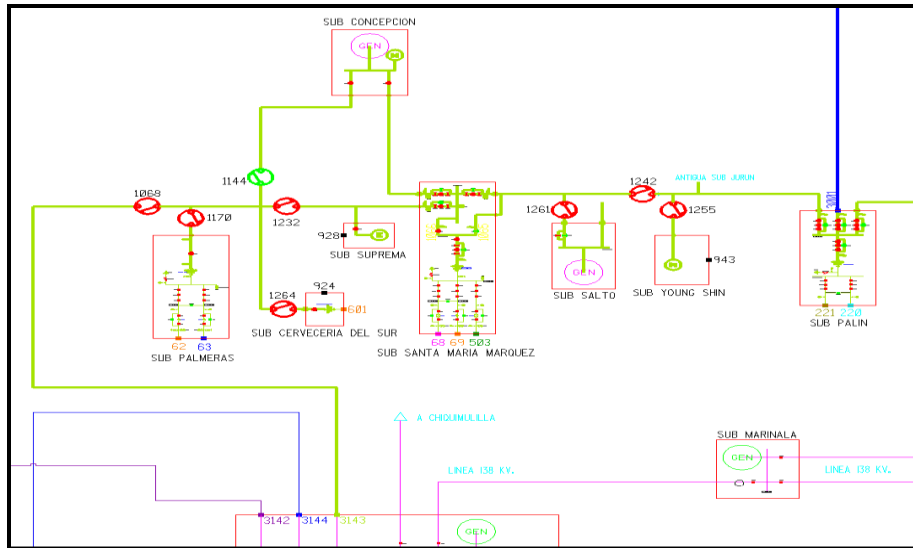
Escuintla y en su trayectoria, alimenta a las subestaciones Cervecería del Sur, Concepción, Santa María Márquez, El Salto, Young Shing y Palín, nodo final de la línea. En la salida de la subestación Escuintla (Mauricio), hasta llegar a conectarse con la subestación Palín, se cuenta con conductor “Flint” 740,8 AAAC, el cual tiene una capacidad de 80 MVA.

Figura 12. **Ubicación geográfica de la línea Escuintla-Palín**



Fuente: Sistemas de Información Gráfica (SIGRE). *Línea Escuintla-Palín*. Consulta: octubre de 2015.

Figura 13. Diagrama esquemático de 69 kV, en donde se observa la alimentación a cada una de las subestaciones mencionadas



Fuente: Sistemas de Información Gráfica (SIGRE). *Esquema de 69kV*. Consulta: octubre de 2015.

3.1.4. Análisis de la demanda

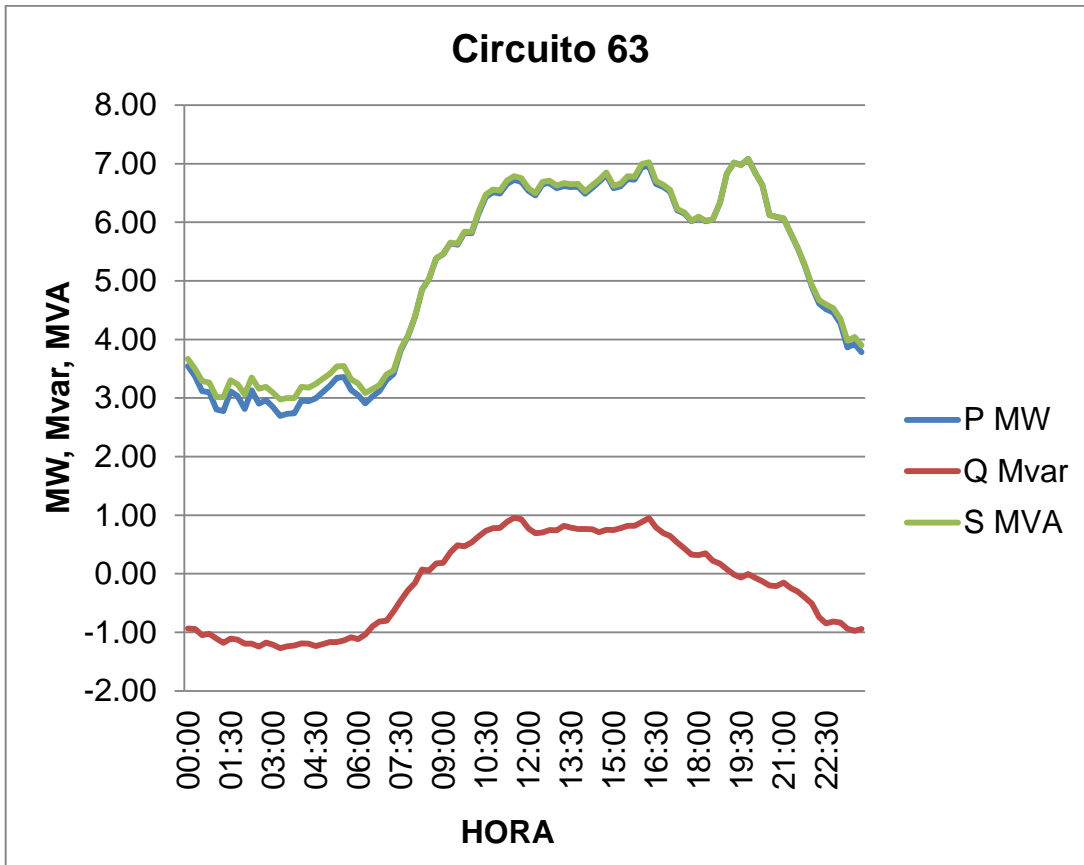
La subestación Palmeras actualmente tiene una demanda máxima de 11,48 MW, mientras que el circuito 63 tiene una demanda máxima de 7,08 MW. El porcentaje de utilización del circuito 63 y de la subestación Palmeras se muestra en la tabla 3:

Tabla III. **Porcentaje de utilización de la subestación Palmeras y el circuito 63**

Descripción	Capacidad Instalada (MVA)	Demanda conectada (MW)	% de utilización
Subestación Palmeras	14	11,48	82,00
Circuito 63	7	7,08	101,14

Fuente: elaboración propia.

Figura 14. Curva de carga del circuito 63 de la subestación Palmeras



Fuente: elaboración propia.

Por lo anterior, y en relación al circuito 63, este presenta una curva de carga con perfil de demanda comercial, presentando también la influencia de carga residencial en los horarios pico, tal como se muestra en la Figura 10. Los datos para la elaboración de esta curva corresponden al día 18 de junio de 2015.

Según el historial de las demandas máximas, en los últimos años se ha presentado una tasa anual de crecimiento en el circuito 63 del 3,85 %, y en la subestación Palmeras del 3,97 % hasta el año actual o de estudio. En función

de ello, la Tabla IV presenta una proyección de la demanda hasta el año 2020, tanto de la subestación como del circuito 63. Estas tasas de crecimiento son obtenidas utilizando el método de proyección de crecimiento de la demanda, dividiendo el año posterior al año anterior, por ejemplo: (año 2012)/(año 2011) y luego sacando un promedio de estas tasas obtenidas.

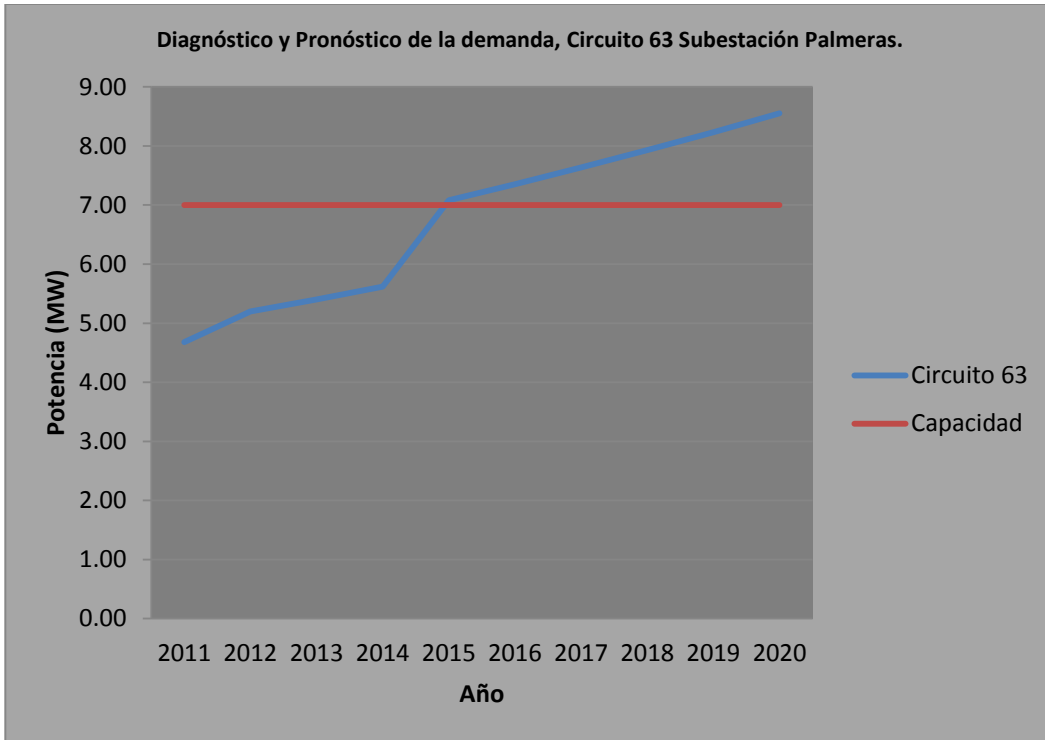
Tabla IV. **Demandas máximas (MVA) y proyección del circuito 63 y de la subestación Palmeras**

Diagnóstico y Pronóstico de las Demandas Máximas [MW]										
AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Circuito 63	4,68	5,20	5,40	5,62	7,08	7,35	7,64	7,93	8,23	8,55
Capacidad	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
S/E Palmeras	9,53	8,03	8,35	8,68	11,48	11,94	12,41	12,90	13,41	13,95
Capacidad	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Diagnóstico y Pronóstico del Factor de Utilización (porcentaje)										
Circuito 63	67	74	77	80	101	105	109	113	118	122
S/E Palmeras	68	57	60	62	82	85	89	92	96	100

Fuente: elaboración propia.

La información refleja que el circuito 63 presenta un factor de utilización del 101 % cuando este recibe el aporte de generación de Santa Elena, Hidropower y Monte María, en cuyo caso, la subestación se encuentra operando con un 82 % de su capacidad nominal y, según la tasa de crecimiento 3,97 %, alcanzará una capacidad del 100 % en el año 2020. La figura 11 muestra la curva histórica y proyección de la demanda del circuito 63 de la subestación Palmeras.

Figura 15. **Curva histórica y de pronóstico de la demanda del circuito 63**



Fuente: elaboración propia.

3.2. Planteamiento del problema

El área de distribución de EEGSA en estudio se caracteriza por ser una zona comercial y residencial, es alimentada por el circuito 63, sin los GDR's Santa Elena, Hidropower y Monte María que proporcionan una potencia total de 5,68 MW a la red de distribución. Este circuito presenta una demanda cercana a los 12,76 MW sin la inclusión de los GDR's.

El conductor principal recorre una distancia aproximada de 7,36 kilómetros en el área urbana y de 42,45 kilómetros en el área rural, cuya mayor carga está ubicada lejos de la fuente de alimentación de la subestación Palmeras, por lo

que la opción de conectar diferentes fuentes de generación de distribución renovable a lo largo del circuito puede ser viable. El problema principal recae en el incremento de potencia de generación, ya que con la ayuda de los GDR's actualmente conectados, la subestación tiene que demandar 7,08 MW para dicho circuito, lo cual ya superó el límite de 7 MW por circuito. Ahora bien, al inyectar nuevas ofertas de generación al circuito para cubrir su demanda, se puede dar que la generación sea mayor a la demanda del circuito, dando lugar con esto a un retorno de generación de potencia a la barra de la subestación Palmeras y, por consiguiente, un incremento de pérdidas de potencia en la red de distribución.

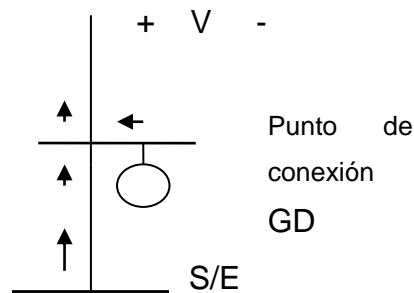
El "retorno" de generación de potencia se debe a que al tener varios GDR's conectados al circuito, este pueda llegar a sobrepasar la demanda del mismo, transportando así el excedente de generación hacia la subestación, y generando un incremento mayor de pérdidas de potencia, así como también pérdidas monetarias para la empresa distribuidora, para poder mitigar estos problemas. La solución sería el incremento del conductor en las líneas primarias de distribución, o limitar la generación de potencia de los futuros GDR's, de tal manera de realizar un balance de carga y de pérdida de potencia en el circuito.

4. COMPORTAMIENTO DE LOS FLUJOS DE POTENCIA AL CONECTAR DIFERENTES GDR'S AL CIRCUITO 63

4.1. Metodología del estudio

Para analizar el efecto de la inclusión de uno o varios generadores de distribución renovable a la red de Empresa Eléctrica de Guatemala S.A., en primer lugar se definen los elementos a monitorear. Luego se toman los datos de potencia en dicho circuito para el año 2015, que es el año a tomar como referencia para el estudio, en los instantes de demanda máxima, media y mínima. Posteriormente, se simulan flujos de potencia en el circuito, mediante el programa SIGRE, en dos ambientes distintos: caso base que corresponde a la situación actual sin proyecto, y caso adicionado que corresponde, mediante principio de superposición, a la conexión y aporte de generación al circuito. Finalmente se comparan los flujos de potencia obtenidos por los elementos seleccionados, los niveles de tensión en los nodos más distantes y las pérdidas totales de potencia en el circuito. El diagrama de la instalación modelada se muestra en la siguiente figura.

Figura 16. **Modelo utilizado para la simulación de la conexión de GDR's**



Fuente: elaboración propia.

La demanda, tanto en el caso sin proyecto, como en el caso con proyecto, es la misma según la hora de demanda. Para el caso sin proyecto, la demanda implica una potencia en la cabecera del circuito igual a la demanda del circuito, más las pérdidas del circuito según la configuración sin proyecto. Por su lado, para el caso con proyecto, aplicando el principio de superposición, primero se corre un flujo de potencia, considerando la potencia máxima posible a suministrar por el proyecto generador y sin aporte de potencia en la cabecera del circuito, lo cual determina la componente de demanda aportada por el generador. Luego, mediante la convergencia de flujos de potencia, se determina la potencia necesaria a ser suministrada en la cabecera del circuito, considerando la demanda total requerida por el circuito y la demanda aportada por el generador.

4.2. Base de datos

Para estructurar el modelo de la red de distribución se obtuvo información de la base de datos del circuito 63 del distribuidor. Se incluyen todos los elementos que componen la red con sus correspondientes características y especificaciones.

4.3. Elementos a monitorear

El efecto del proyecto en el estado eléctrico de la red no es el mismo en todos los elementos. Hay elementos en los que el efecto es mayor que en otros, por la relación eléctrica que tienen con el proyecto. Estos elementos se denominan elementos a monitorear y, para el caso específico de este proyecto, se monitorea el nodo de salida en la subestación del circuito 63, denominado NSC; el nodo de conexión a la red del generador de distribución renovable,

denominado NCGD; el primer nodo aguas abajo a partir del nodo de conexión, denominado PNAB; el primer nodo aguas arriba a partir del nodo de conexión, denominado PNAA, y el nodo más distante a la salida de la subestación, denominado NMD.

4.4. Resultados

A continuación se describen los resultados obtenidos de los cálculos de flujo de carga en estado permanente, para los casos base sin proyecto y para los casos con la inclusión del estudio, tomando como inicio de operación del proyecto el año 2015. Estos casos se presentan comparándolos en una misma hora de demanda, a fin de mostrar la inclusión del estudio a la red, determinando con ello los flujos de potencia en la red, voltajes en puntos críticos y pérdidas de potencia en el circuito en donde influirá directamente el proyecto (circuito 63). Se presentarán 3 casos diferentes, donde en cada caso se irá sumando un GDR hasta cubrir la demanda del circuito. No se tomará en cuenta cuál sea su generación, ya sea por biomasa, energía eólica, solar, etc. Solo se toma en cuenta la potencia con la cual va a afectar al circuito en estudio.

4.4.1. Caso 1, 1 Generador de Distribución Renovable

4.4.1.1. Demanda máxima

La información presentada en la siguiente tabla es el resultado de los cálculos de flujo de carga para el caso de demanda máxima sin proyecto, además el caso en demanda máxima con la inclusión del proyecto con 1 GDR que estará aportando a la red en el estudio 0,75 MW. La potencia a cubrir del circuito en ambos casos es de 7,08 MW. Para el caso sin proyecto la demanda

a cubrir es de 6,9531 MW, implica una potencia en la cabecera del circuito de 7,08 MW y pérdidas de potencia para todo el circuito de 0,1269 MW:

Tabla V. **Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima (sin inclusión del GDR), caso 1**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
311,80	312,80	313,80	7,0800	0,0047	0,0552	0,0670	0,1269	6,9531

Fuente: elaboración propia.

Para el caso con el proyecto, el suministro de 0,75 MW en el punto de conexión del GDR implica pérdidas de potencia en la red de 0,0368 MW y un aporte a la demanda de la red total a cubrir de 0,7132 MW:

Tabla VI. **Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima por aporte del GDR en estudio, caso 1**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
32,14	33,14	34,14	0,7500	0,0123	0,0123	0,0123	0,0368	0,7132

Fuente: elaboración propia.

Por lo anterior, es necesario que el circuito del distribuidor cubra una demanda de 6,2399 MW (= 6,9531 MW – 0,7132 MW), lo cual, en función de la convergencia de los flujos, determina una potencia en la cabecera del circuito de 6,3760 MW y 0,1362 MW de pérdidas de potencia:

Tabla VII. **Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima (con inclusión del GDR), caso 1**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
286,35	287,35	288,35	6,5040	0,0396	0,0462	0,0561	0,1420	6,3620
281,75	282,75	283,75	6,4000	0,0383	0,0447	0,0542	0,1373	6,2627
280,87	281,87	282,87	6,3800	0,0381	0,0444	0,0539	0,1364	6,2436
280,78	281,78	282,78	6,3780	0,0381	0,0444	0,0539	0,1363	6,2417
280,69	281,69	282,69	6,3760	0,0380	0,0443	0,0538	0,1362	6,2399

Fuente: elaboración propia.

En función de lo anterior, el proyecto permite suministrar la demanda requerida de 6,9531 MW, con un incremento de pérdidas de potencia en demanda máxima del orden de los 46,0 kW, que junto a la generación del GDR, reduce la capacidad de operación en la salida del circuito 63. En este caso no valdría la pena realizar una ampliación de la capacidad del conductor o trabajos adicionales en el circuito, ya que los costos serían muy elevados y el incremento de pérdidas es insignificante, aunque estos costos serán absorbidos por el cliente, en este caso el GDR.

Tabla VIII. **Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda máxima, caso 1**

	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro
Oferta MW	7,0800	7,1260	-0,0460
Demanda MW	6,9531	6,9531	0,0000
Pérdidas MW	0,1269	0,1730	-0,0460

Fuente: elaboración propia.

4.4.1.2. Demanda media

La información presentada en la siguiente tabla es el resultado de los cálculos de flujo de carga para el caso de demanda media sin proyecto, además del caso en demanda media con la inclusión del proyecto con 1 GDR, que estará aportando a la red en el estudio 0,75 MW. La potencia a cubrir del circuito en ambos casos es de 5,06 MW.

Para el caso sin proyecto, la demanda a cubrir es de 4,9769 MW, implica una potencia en la cabecera del circuito de 5,06 MW y pérdidas de potencia para todo el circuito de 0,0831 MW:

Tabla IX. **Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media (sin inclusión del GDR), caso 1**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
222,55	223,55	224,55	5,0600	0,0234	0,0270	0,0327	0,0831	4,9769

Fuente: elaboración propia.

Para el caso con el estudio, el suministro de 0,75 MW en el punto de conexión del GDR implica pérdidas de potencia en la red de 0,0368 MW y un aporte a la demanda de la red total a cubrir de 0,7132 MW:

Tabla X. **Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media por aporte del GDR en estudio, caso 1**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
32,14	33,14	34,14	0,7500	0,0123	0,0123	0,0123	0,0368	0,7132

Fuente: elaboración propia.

Por lo anterior, es necesario que el circuito del distribuidor cubra una demanda de 4,2637 MW (= 4,9769 MW – 0,7132 MW), lo cual, en función de la convergencia de los flujos, determina una potencia en la cabecera del circuito de 4,3228 MW y 0,0591 MW de pérdidas de potencia:

Tabla XI. **Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media (con inclusión del GDR), caso 1**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
197,81	198,81	199,81	4,5000	0,0183	0,0210	0,0253	0,0645	4,4355
195,60	196,60	197,60	4,4500	0,0183	0,0210	0,0253	0,0645	4,3855
191,19	192,19	193,19	4,3500	0,0170	0,0195	0,0234	0,0599	4,2901
190,30	191,30	192,30	4,3300	0,0168	0,0193	0,0232	0,0593	4,2707
189,98	190,98	191,98	4,3228	0,0168	0,0192	0,0231	0,0591	4,2637

Fuente: elaboración propia.

En función de lo anterior, el proyecto permite suministrar la demanda requerida de 4,9769 MW, con un incremento de pérdidas de potencia en demanda media del orden de los 12,8 kW, que junto a la generación del GDR reduce la capacidad de operación en la salida del circuito 63. En este caso no valdría la pena realizar una ampliación de capacidad del conductor o trabajos adicionales en el circuito, ya que los costos serían muy elevados y el incremento de pérdidas es insignificante, aunque estos costos serán absorbidos por el cliente, en este caso el GDR.

Tabla XII. **Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda media, caso 1**

	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro
Oferta MW	5,060	5,073	-0,0128
Demanda MW	4,977	4,977	0,0000
Pérdidas MW	0,083	0,096	-0,0128

Fuente: elaboración propia.

4.4.1.3. Demanda mínima

La información presentada en la siguiente tabla es el resultado de los cálculos de flujo de carga para el caso de demanda mínima sin proyecto, además del caso en demanda mínima con la inclusión del proyecto con 1 GDR, que estará aportando a la red en el estudio 0,75 MW. La potencia a cubrir del circuito en ambos casos es de 2,69 MW.

Para el caso sin proyecto, la demanda a cubrir es de 2,6713 MW, implica una potencia en la cabecera del circuito de 2,69 MW y pérdidas de potencia para todo el circuito de 0,0187 MW:

Tabla XIII. **Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima (sin inclusión del GDR), caso 1**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
117,85	118,85	119,85	2,6900	0,0056	0,0061	0,0069	0,0187	2,6713

Fuente: elaboración propia.

Para el caso con el estudio, el suministro de 0,75 MW en el punto de conexión del GDR implica pérdidas de potencia en la red de 0,0368 MW y un aporte a la demanda de la red total a cubrir de 0,7132 MW:

Tabla XIV. **Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima por aporte del GDR en estudio, caso 1**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
32,14	33,14	34,14	0,7500	0,0123	0,0123	0,0123	0,0368	0,7132

Fuente: elaboración propia.

Por lo anterior, es necesario que el circuito del distribuidor cubra una demanda de 1,9581 MW (= 2,6713 MW – 0,7132 MW), lo cual, en función de la convergencia de los flujos, determina una potencia en la cabecera del circuito de 1,9702 MW y 0,0120 MW de pérdidas de potencia:

Tabla XV. **Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima (con inclusión del GDR), caso 1**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
87,36	88,36	89,36	2,0000	0,0040	0,0040	0,0040	0,0120	1,9880
86,48	87,48	88,48	1,9800	0,0040	0,0040	0,0040	0,0120	1,9680
86,39	87,39	88,39	1,9780	0,0040	0,0040	0,0040	0,0120	1,9660
86,12	87,12	88,12	1,9720	0,0040	0,0040	0,0040	0,0120	1,9600
86,04	87,04	88,04	1,9702	0,0040	0,0040	0,0040	0,0120	1,9581

Fuente: elaboración propia.

En función de lo anterior, el proyecto permite suministrar la demanda requerida de 2,671 MW, con un incremento de pérdidas de potencia en demanda mínima del orden de los 30,2 kW, que junto a la generación del GDR, reduce la capacidad de operación en la salida del circuito 63. En este caso no valdría la pena realizar una ampliación de capacidad del conductor o trabajos adicionales en el circuito, ya que los costos serían muy elevados y el incremento de pérdidas es insignificante, aunque estos costos serán absorbidos por el cliente, en este caso el GDR.

Tabla XVI. **Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda mínima, caso 1**

	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro
Oferta MW	2,690	2,720	-0,0302
Demanda MW	2,671	2,671	0,0000
Pérdidas MW	0,019	0,049	-0,0302

Fuente: elaboración propia.

4.4.2. CASO 2, 2 Generadores de Distribución Renovable

4.4.2.1. Demanda máxima

La información presentada en la siguiente tabla es el resultado de los cálculos de flujo de carga para el caso de demanda máxima sin proyecto, además del caso en demanda máxima con la inclusión del proyecto con 2 GDR's, que estarán aportando a la red en el estudio el primero con 0,75 MW y el segundo con 4,5 MW, dando un flujo total de 5,25 MW. La potencia a cubrir del circuito en ambos casos es de 7,08 MW.

Para el caso sin proyecto, la demanda a cubrir es de 6,9531 MW, implica una potencia en la cabecera del circuito de 7,08 MW y pérdidas de potencia para todo el circuito de 0,1269 MW:

Tabla XVII. **Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima (sin inclusión de los GDR's), caso 2**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
311,80	312,80	313,80	7,0800	0,0047	0,0552	0,0670	0,1269	6,9531

Fuente: elaboración propia.

Para el caso con el estudio, el suministro es de 5,25 MW por parte de los dos GDR's. Este suministro de potencia a la red implica pérdidas de potencia en la red de 0,0990 MW y un aporte a la demanda de la red total a cubrir de 5,1510 MW:

Tabla XVIII. Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima por aporte de los GDR's en estudio, caso 2

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
230,95	231,95	232,95	5,2500	0,0311	0,0316	0,0363	0,0990	5,1510

Fuente: elaboración propia.

Por lo anterior, es necesario que el circuito del distribuidor cubra una demanda de 1,8021 MW (= 6,9531 MW – 5,1510 MW), lo cual, en función de la convergencia de los flujos, determina una potencia en la cabecera del circuito de 1,8142 MW y 0,0121 MW de pérdidas de potencia:

Tabla XIX. Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima (con inclusión de los GDR's), caso 2

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
79,41	80,41	81,41	1,8200	0,0040	0,0040	0,0040	0,0121	1,0790
79,36	80,36	81,36	1,8190	0,0040	0,0040	0,0040	0,0121	1,8069
79,19	80,19	81,19	1,8150	0,0040	0,0040	0,0040	0,0121	1,8029
79,18	80,18	81,18	1,8148	0,0040	0,0040	0,0040	0,0121	1,8027
79,15	80,15	81,15	1,8142	0,0040	0,0040	0,0040	0,0121	1,8021

Fuente: elaboración propia.

En función de lo anterior, el proyecto permite suministrar la demanda requerida de 6,9531 MW, con un ahorro de pérdidas de potencia en demanda

máxima del orden de los 15,8 kW que, junto a la generación de los GDR's, reduce la capacidad de operación en la salida del circuito 63.

Tabla XX. **Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda máxima, caso 2**

	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro
Oferta MW	7,0800	7,0642	-0,0158
Demanda MW	6,9531	6,9531	0,0000
Pérdidas MW	0,1269	0,1111	-0,0158

Fuente: elaboración propia.

4.4.2.2. Demanda media

La información presentada en la siguiente tabla es el resultado de los cálculos de flujo de carga para el caso de demanda media sin proyecto, además del caso en demanda media con la inclusión del proyecto, con 2 GDR's que estarán aportando a la red en estudio, el primero con 0,75 MW y el segundo con 4,5 MW, dando un flujo total de 5,25 MW. La potencia a cubrir del circuito en ambos casos es de 5,06 MW.

Para el caso sin proyecto la demanda a cubrir es de 4,9769 MW, implica una potencia en la cabecera del circuito de 5,06 MW y pérdidas de potencia para todo el circuito de 0,0831 MW:

Tabla XXI. **Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media (sin inclusión de los GDR's), caso 2**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
222,55	223,55	224,55	5,0600	0,0234	0,0270	0,0327	0,0831	4,9769

Fuente: elaboración propia.

Para el caso con el estudio, el suministro es de 5,25 MW por parte de los dos GDR's. Este suministro de potencia a la red implica pérdidas de potencia en la red de 0,0990 MW y un aporte a la demanda de la red total a cubrir de 5,1510 MW:

Tabla XXII. Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media por aporte de los GDR's en estudio, caso 2

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
230,94	231,94	232,94	5,2500	0,0311	0,0316	0,0363	0,0990	5,1510

Fuente: elaboración propia.

Por lo anterior, la combinación de los dos GDR's cubrirá en su totalidad la demanda del circuito 63 en horas de demanda media, lo cual, en función de la convergencia de los flujos, determina que estos entregarán una demanda de 4,977 MW y pérdidas de potencia de 0,097 MW al circuito 63; de igual manera, suministrará un retorno o exceso de potencia a la barra de la subestación Palmeras de 0,176 MW, la cual al llegar a la barra se repartirá la potencia entre los otros circuitos que estén conectados a la barra:

Tabla XXIII. Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media (con inclusión de los GDR's), caso 2

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Barra	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	MW	A	B	C	Totales	MW
230,947	231,947	232,947	5,250	0,174	0,031	0,031	0,035	0,097	4,979
230,947	231,947	232,947	5,250	0,172	0,031	0,031	0,035	0,097	4,981
230,947	231,947	232,947	5,250	0,175	0,031	0,031	0,035	0,097	4,978
230,947	231,947	232,947	5,250	0,176	0,031	0,031	0,035	0,097	4,977
230,947	231,947	232,947	5,250	0,176	0,031	0,031	0,035	0,097	4,977

Fuente: elaboración propia.

En función de lo anterior, el proyecto permite suministrar la demanda requerida de 4,9769 MW, con un incremento de pérdidas de potencia en demanda media del orden de los 14,0 kW, que junto a la generación de los GDR's reduce la capacidad de operación en la salida del circuito 63. En este caso no valdría la pena realizar una ampliación de capacidad del conductor o adicionales extras en el circuito, ya que los costos serían muy elevados y el incremento de pérdidas es insignificante, aunque estos costos serán absorbidos por el cliente, en este caso el GDR.

Tabla XXIV. **Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda media, caso 2**

	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro
Oferta MW	5,060	5,074	-0,0140
Demanda MW	4,977	4,977	0,0000
Pérdidas MW	0,083	0,097	-0,0140

Fuente: elaboración propia.

4.4.2.3. Demanda mínima

La información presentada en la siguiente tabla es el resultado de los cálculos de flujo de carga para el caso de demanda mínima sin proyecto, además del caso en demanda mínima con la inclusión del proyecto con 2 GDR's que estarán aportando a la red en el estudio, el primero con 0,75 MW y el segundo con 4,5 MW, dando un flujo total de 5,25 MW. La potencia a cubrir del circuito en ambos casos es de 2,69 MW.

Para el caso sin proyecto la demanda a cubrir es de 2,6713 MW, implica una potencia en la cabecera del circuito de 2,69 MW y pérdidas de potencia para todo el circuito de 0,0187 MW:

Tabla XXV. Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima (sin inclusión de los GDR's), caso 2

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
117,85	118,85	119,85	2,6900	0,0056	0,0061	0,0069	0,0187	2,6713

Fuente: elaboración propia.

Para el caso con el proyecto el suministro es de 5,25 MW por parte de los dos GDR's. Este suministro de potencia a la red implica pérdidas de potencia en la red de 0,0990 MW y un aporte a la demanda de la red total a cubrir de 5,1510 MW:

Tabla XXVI. Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima por aporte de los GDR's en estudio, caso 2

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
230,9474	231,9474	232,9474	5,2500	0,0311	0,0316	0,0363	0,0990	5,1510

Fuente: elaboración propia.

Por lo anterior, la combinación de los dos GDR's cubrirá en su totalidad la demanda del circuito 63 en horas de demanda mínima, lo cual, en función de la convergencia de los flujos, determina que estos entregarán una demanda de 2,671 MW y pérdidas de potencia de 0,089 MW al circuito 63; de igual manera, suministrarán un retorno o exceso de potencia a la barra de la subestación Palmeras de 2,49 MW, la cual al llegar a la barra se repartirá la potencia entre los otros circuitos que estén conectados a la barra:

Tabla XXVII. **Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima (con inclusión de los GDR's), caso 2**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Barra	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	MW	A	B	C	Totales	MW
230,95	231,95	232,95	5,250	2,480	0,030	0,029	0,030	0,089	2,682
230,95	231,95	232,95	5,250	2,480	0,030	0,029	0,030	0,089	2,681
230,95	231,95	232,95	5,250	2,488	0,030	0,029	0,030	0,089	2,673
230,95	231,95	232,95	5,250	2,489	0,030	0,029	0,030	0,089	2,672
23,95	231,95	232,95	5,250	2,490	0,030	0,029	0,030	0,089	2,671

Fuente: elaboración propia.

En función de lo anterior, el proyecto permite suministrar la demanda requerida de 2,671 MW, con un incremento de pérdidas de potencia en demanda mínima del orden de los 70,2 kW, que junto a la generación de los GDR's, reduce la capacidad de operación en la salida del circuito 63. En este caso no valdría la pena realizar una ampliación de capacidad del conductor o trabajos adicionales en el circuito, ya que los costos serían muy elevados y el incremento de pérdidas es insignificante, aunque estos costos serán absorbidos por el cliente, en este caso el GDR.

Tabla XXVIII. **Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda mínima, caso 2**

	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro
Oferta MW	2,690	2,760	-0,0702
Demanda MW	2,671	2,671	0,0000
Pérdidas MW	0,019	0,089	-0,0702

Fuente: elaboración propia.

4.4.3. Caso 3, 3 Generadores de Distribución Renovable

4.4.3.1. Demanda máxima

La información presentada en la siguiente tabla es el resultado de los cálculos de flujo de carga para el caso de demanda máxima sin proyecto, además del caso en demanda máxima con la inclusión del proyecto, con 3 GDR's que estarán aportando a la red en el estudio, el primero con 0,75 MW, el segundo con 4,5 MW y el tercero con 2,5 MW, dando un flujo total de 7,75 MW. La potencia a cubrir del circuito en ambos casos es de 7,08 MW.

Para el caso sin proyecto la demanda a cubrir es de 6,9531 MW, implica una potencia en la cabecera del circuito de 7,08 MW y pérdidas de potencia para todo el circuito de 0,1269 MW:

Tabla XXIX. **Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima (sin inclusión de los GDR's), caso 3**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
311,80	312,80	313,80	7,0800	0,0047	0,0552	0,0670	0,1269	6,9531

Fuente: elaboración propia.

Para el caso con el proyecto el suministro es de 7.75 MW por parte de los tres GDR's. Este suministro de potencia a la red implica pérdidas de potencia en la red de 0.3019 MW y un aporte a la demanda de la red total a cubrir de 7.4481 MW:

Tabla XXX. **Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima por aporte de los GDR's en estudio, caso 3**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
341,40	342,40	343,40	7,7500	0,1074	0,0967	0,0978	0,3019	7,4481

Fuente: elaboración propia.

Por lo anterior, la combinación de los tres GDR's sobrepasara la demanda del circuito 63 en horas de demanda máxima, lo cual en función de la convergencia de los flujos, determina que estos entregarán una demanda de 6,953 MW y pérdidas de potencia de 0,314 MW al circuito 63; de igual manera, suministrarán un retorno o exceso de potencia a la barra de la subestación Palmeras de 0,483 MW, la cual al llegar a la barra se repartirá la potencia entre los otros circuitos que estén conectados a esta:

Tabla XXXI. **Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda máxima (con inclusión de los GDR's), caso 3**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Barra	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	MW	A	B	C	Totales	MW
341,40	342,40	343,40	7,750	0,495	0,112	0,101	0,101	0,315	6,940
341,40	342,40	343,40	7,750	0,500	0,112	0,101	0,102	0,315	6,935
341,40	342,40	343,40	7,750	0,485	0,112	0,101	0,101	0,314	6,951
341,40	342,40	343,40	7,750	0,482	0,112	0,101	0,101	0,314	6,954
341,40	342,40	343,40	7,750	0,483	0,112	0,101	0,101	0,314	6,953

Fuente: elaboración propia.

En función de lo anterior, el estudio permite suministrar la demanda requerida de 6,953 MW, con un incremento de pérdidas de potencia en demanda máxima del orden de los 18,72 kW, que junto a la generación de los GDR's, reduce la capacidad de operación en la salida del circuito 63. En este

caso no valdría la pena realizar una ampliación de capacidad del conductor o trabajos adicionales en el circuito ya que los costos serían muy elevados y el incremento de pérdidas es insignificante, pero estos costos serán absorbidos por el cliente, en este caso el GDR.

Tabla XXXII. **Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda máxima, caso 3**

	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro
Oferta MW	7,080	7,267	-0,1872
Demanda MW	6,953	6,953	0,0000
Pérdidas MW	0,127	0,314	-0,1872

Fuente: elaboración propia.

4.4.3.2. Demanda media

La información presentada en la siguiente tabla es el resultado de los cálculos de flujo de carga, para el caso de demanda media sin proyecto, además del caso en demanda media con la inclusión del proyecto, con 3 GDR's que estarán aportando a la red en el estudio, el primero con 0,75 MW, el segundo con 4,5 MW y el tercero con 2,5 MW, dando un flujo total de 7,75 MW. La potencia a cubrir del circuito en ambos casos es de 5,06 MW.

Para el caso sin proyecto la demanda a cubrir es de 4,9769 MW, implica una potencia en la cabecera del circuito de 5,06 MW y pérdidas de potencia para todo el circuito de 0,0831 MW:

Tabla XXXIII. Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media (sin inclusión de los GDR's), caso 3

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
222,55	223,55	224,55	5,0600	0,0234	0,0270	0,0327	0,0831	4,9769

Fuente: elaboración propia.

Para el caso con el proyecto el suministro es de 7,75 MW por parte de los tres GDR's. Este suministro de potencia a la red implica pérdidas de potencia en la red de 0,3019 MW y un aporte a la demanda de la red total a cubrir de 7,4481 MW:

Tabla XXXIV. Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media por aporte de los GDR's en estudio, caso 3

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
341,40	342,40	343,40	7,7500	0,1074	0,0967	0,0978	0,3019	7,4481

Fuente: elaboración propia.

Por lo anterior, la combinación de los tres GDR's sobrepasará la demanda del circuito 63 en horas de demanda media, lo cual en función de la convergencia de los flujos, determina que estos entregarán una demanda de 4,9769 MW y pérdidas de potencia de 0,379 MW al circuito 63; de igual manera, suministrarán un retorno o exceso de potencia a la barra de la subestación Palmeras de 2,393 MW, la cual al llegar a la barra se repartirá la potencia entre los otros circuitos que estén conectados a esta:

Tabla XXXV. **Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda media (con inclusión de los GDR's), caso 3**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Barra	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	MW	A	B	C	Totales	MW
341,40	342,40	343,40	7,750	2,471	0,134	0,125	0,123	0,383	4,896
341,40	342,40	343,40	7,750	2,460	0,134	0,125	0,123	0,382	4,908
341,40	342,40	343,40	7,750	2,390	0,133	0,124	0,122	0,379	4,981
341,40	342,40	343,40	7,750	2,394	0,133	0,124	0,122	0,379	4,977
341,40	342,40	343,40	7,750	2,3937	0,133	0,124	0,122	0,3794	4,9769

Fuente: elaboración propia.

En función de lo anterior el estudio permite suministrar la demanda requerida de 4,977 MW, con un incremento de pérdidas de potencia en demanda media del orden de los 29,63 kW, que junto a la generación de los GDR's, reduce la capacidad de operación en la salida del circuito 63. En este caso no valdría la pena realizar una ampliación de capacidad del conductor o trabajos adicionales en el circuito, ya que los costos serían muy elevados y el incremento de pérdidas es insignificante, aunque estos costos serán absorbidos por el cliente, en este caso el GDR.

Tabla XXXVI. **Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda media, caso 3**

	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro
Oferta MW	5,060	5,356	-0,2963
Demanda MW	4,977	4,977	0,0000
Pérdidas MW	0,083	0,379	-0,2963

Fuente: elaboración propia.

4.4.3.3. Demanda mínima

La información presentada en la siguiente tabla es el resultado de los cálculos de flujo de carga para el caso de demanda mínima sin proyecto, además del caso en demanda mínima con la inclusión del proyecto con 3 GDR's, que estarán aportando a la red en el estudio, el primero con 0,75 MW, el segundo con 4,5 MW y el tercero con 2,5 MW, dando un flujo total de 7,75 MW. La potencia a cubrir del circuito en ambos casos es de 2,69 MW.

Para el caso sin proyecto la demanda a cubrir es de 2,6713 MW, implica una potencia en la cabecera del circuito de 2,69 MW y pérdidas de potencia para todo el circuito de 0,0187 MW:

Tabla XXXVII. **Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima (sin inclusión de los GDR's), caso 3**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
117,85	118,85	119,85	2,69	0,0056	0,0061	0,0069	0,0187	2,6713

Fuente: elaboración propia.

Para el caso con el estudio el suministro es de 7,75 MW por parte de los tres GDR's. Este suministro de potencia a la red implica pérdidas de potencia en la red de 0,3019 MW y un aporte a la demanda de la red total a cubrir de 7,4481 MW:

Tabla XXXVIII. **Flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima por aporte de los GDR's en estudio, caso 3**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	A	B	C	Totales	MW
341,40	342,40	343,40	7,7500	0,074	0,0967	0,0978	0,3019	7,4481

Fuente: elaboración propia.

Por lo anterior, la combinación de los tres GDR's sobrepasará la demanda del circuito 63 en horas de demanda mínima, lo cual en función de la convergencia de los flujos, determina que estos entregarán una demanda de 2,671 MW y pérdidas de potencia de 0,490 MW al circuito 63; de igual manera, suministrarán un retorno o exceso de potencia a la barra de la subestación Palmeras de 4,588 MW, la cual al llegar a la barra se repartirá la potencia entre los otros circuitos que estén conectados a esta:

Tabla XXXIX. **Convergencia de flujos de potencia [MW] en la red del circuito 63 en demanda mínima (con inclusión de los GDR's), caso 3**

Corriente en Cabecera (Amperios)			Potencia	Barra	Pérdidas (MW)				Demanda
IA	IB	IC	MW	MW	A	B	C	Totales	MW
341,40	342,40	343,40	7,750	4,777	0,171	0,166	0,164	0,501	2,473
341,40	342,40	343,40	7,750	4,760	0,171	0,166	0,163	0,500	2,490
341,40	342,40	343,40	7,750	4,600	0,168	0,162	0,160	0,490	2,660
341,40	342,40	343,40	7,750	4,580	0,168	0,162	0,160	0,490	2,680
341,40	342,40	343,40	7,750	4,588	0,168	0,162	0,160	0,490	2,671

Fuente: elaboración propia.

En función de lo anterior, el proyecto permite suministrar la demanda requerida de 2,671 MW, con un incremento de pérdidas de potencia en demanda mínima del orden de los 47,16 kW, que junto a la generación de los GDR's, reduce la capacidad de operación en la salida del circuito 63. En este caso no valdría la pena realizar una ampliación de capacidad del conductor o trabajos adicionales en el circuito, ya que los costos serían muy elevados y el incremento de pérdidas es insignificante, aunque estos costos serán absorbidos por el cliente, en este caso el GDR.

Tabla XL. **Ahorro de pérdidas de potencia por la inclusión del estudio en demanda mínima, caso 3**

	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro
Oferta MW	2,690	3,162	-0,4716
Demanda MW	2,671	2,671	0,0000
Pérdidas MW	0,019	0,490	-0,4716

Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. La conexión de nuevas alternativas de oferta de generación a la red de distribución de Empresa Eléctrica de Guatemala, permitirá apoyar a satisfacer la demanda de energía en el área de cobertura del circuito 63 y la subestación Palmeras.
2. Según el análisis del proyecto, los resultados obtenidos durante la simulación en los diferentes escenarios mostrados, se logra observar que la inyección de generación al circuito 63 por medio de Generadores Distribuidos Renovables conectados al circuito en diferentes puntos de su entorno y extensión geográfica, específicamente en los extremos del circuito, generan pérdida de potencia para horas de demanda máxima, media y mínima, esto derivado de la ubicación en que fueron conectados los generadores y de que la concentración de carga se encuentra muy lejana de tal generación. Por tal razón, los puntos de conexión de cada uno de los generadores idealmente deben ser conectados cercanos a los centros de carga, a fin de que el flujo de generación no recorra grandes distancias, aunque cabe mencionar que no se garantiza la eliminación de las pérdidas de potencia en su totalidad.
3. Para lograr mitigar las pérdidas de potencia derivadas de la suma de generación inyectada al circuito por medio de los GDR's, se deben realizar modificaciones a la red, tales como: transferencias de carga entre circuitos vecinos al circuito 63; ampliar los tramos principales del circuito a fin de tener una menor resistencia (esta ampliación debe ser

absorbida por el cliente, en este caso la generadora); y, por último, limitar el flujo de potencia suministrado por la generadora.

4. En el análisis del proyecto se muestra que conforme se agreguen GDR's a la línea de distribución del circuito, en un punto dentro de la inyección de generación al circuito, este será cubierto en su totalidad por la potencia generada y se llegará a un punto en que dicha generación superará la demanda del circuito, por lo cual se considera que existe un excedente o retorno de potencia en la red de distribución que viaja por toda la línea de distribución principal, hasta llegar a la barra principal de la subestación Palmeras, la cual no se pierde, ya que por la ley de ohm $P = I^2/R$, esta busca ser absorbida por la carga que se encuentre más cercana a la barra principal de la subestación, hasta llegar a consumirse.
5. Empresa Eléctrica de Guatemala S.A., como distribuidora, no recomienda que existan pérdidas de potencia dentro de su red de distribución con la entrada de Generadores Distribuidos Renovables, ya que dichas pérdidas se convierten en costos monetarios que por supuesto afectan las utilidades de la empresa.

RECOMENDACIONES

1. Configurar la potencia de los Generadores de Distribución Renovable de tal manera que la suma de ellos conectados a un mismo circuito no exceda la demanda del mismo, para no generar mayores pérdidas en la red de distribución.
2. Colocar los Generadores de Distribución Renovable lo más cerca posible de los centros de carga, para reducir las pérdidas de potencia.
3. Instalar los Generadores de Distribución Renovable para compensar potencia entre circuitos adyacentes y así disminuir pérdidas de potencia entre ellos.
4. Colocar los Generadores de Distribución Renovable en circuitos en donde la demanda de estos amerite una ampliación de capacidad de conductor en el ramal principal.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista. [en línea] <<http://www.amm.gob.gt>> [Consulta: enero de 2015].
2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. [en línea] <<http://cnee.gob.gt>> [Consulta: enero de 2015].
3. *Compendio de Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. Guatemala: CNEE, 2087. 287 p.
4. Definición de Energía Eólica. [en línea] <http://definicion.de/energia-eolica/> [Consulta: enero 2015].
5. Desventajas de la Energía Eólica. [en línea] <<http://twenergy.com/a/desventajas-de-la-energia-eolica-477>> [Consulta: enero 2015].
6. Esquema de central eólica. [en línea] <<http://www.unesa.es>> [Consulta: enero de 2015].
7. Esquema de central geotérmica. [en línea] <<http://www.monografias.com/trabajos93/generacion-energia-geotermica/>> [Consulta: enero 2015].

8. Esquema de central hidroeléctrica. [en línea]
<<http://www.renovables-energia.com/2009/06/esquema-de-una-central-hidroelectrica/>> [Consulta: enero 2015].
9. Esquema de central solar. [en línea]
<<http://www.soliclima.es/fotovoltaica-aislada>>
[Consulta: enero de 2015].
10. Generación de la biomasa. [en línea]
<http://www.ambientum.com/enciclopedia/energia/4.36.01.02_1r.html> [Consulta: enero de 2015].
11. Instituto de Agricultura, Recursos Naturales y Ambiente (IARNA), Universidad Rafael Landívar (URL) y Asociación Instituto de Incidencia Ambiental (IIA). *Perfil ambiental de Guatemala 2006*. Págs. 175 a 187.
12. La Energía de la Biomasa. [en línea]
<http://www.peruecologico.com.pe/lib_c15_t09.htm>
[Consulta: enero 2015].
13. *Manuales sobre energía renovable: biomasa*. Users Network (BUN-CA). -1a ed. –San José, Costa Rica: 2002. 51 p.
14. *Manuales sobre energía renovable: eólica*. Users Network (BUN-CA). -1a ed. –San José, Costa Rica: 2002. 40 p.
15. *Manuales sobre energía renovable: solar fotovoltaica*. Users Network (BUN-CA). -1a ed. –San José, Costa Rica: 2002. 42 p.

16. *Manuales sobre energía renovable: hidráulica a pequeña escala*. Users Network (BUN-CA). -1a ed. –San José, Costa Rica: 2002, 40 p.
17. *Manuales sobre energía renovable: solar térmica*. Users Network (BUN-CA). -1a ed. –San José, Costa Rica: 2002, 42 p.
18. MOHR RIOSECO, Ricardo Alberto. *Inserción de generadores de energía renovable en redes de distribución*. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Agosto 2007. 133 p.
19. Radiación solar directa anual. [en línea] <<http://www.perfilambiental.org.gt>> [Consulta: enero de 2015].
20. Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE). Versión 1X. Programa diseñado para información de la red de Transporte y Distribución propiedad de TRELAC Y EEGSA. Guatemala: EEGSA. Consulta: 2015 y 2016.

