

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA
MICRORRED ELÉCTRICA BASADA EN GENERACIÓN
DISTRIBUIDA EN CIUDAD BARRIOS**

PRESENTADO POR:

LEONEL EDGARDO GALICIA MARROQUÍN

WENDY ABIGAIL PINTO ZETINO

JOSÉ RONALDO RODAS CRUZ

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MARZO 2022

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCON SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

DOCTOR EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA
MICRORRED ELÉCTRICA BASADA EN GENERACIÓN
DISTRIBUIDA EN CIUDAD BARRIOS**

Presentado por:

LEONEL EDGARDO GALICIA MARROQUÍN

WENDY ABIGAIL PINTO ZETINO

JOSÉ RONALDO RODAS CRUZ

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. NUMA POMPILIO JIMÉNEZ CORTEZ

SAN SALVADOR, MARZO 2022

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. NUMA POMPILIO JIMÉNEZ CORTEZ

NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, viernes 18 de febrero de 2022, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 5:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

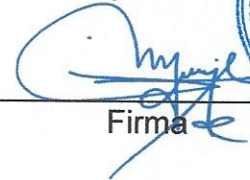
1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director



Firma

2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

Por:



Firma



Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- NUMA POMPILIO JIMENEZ CORTEZ
(Docente Asesor)



Firma

- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS



- MSC. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ



Firma

Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA MICRORRED ELÉCTRICA BASADA EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN CIUDAD BARRIOS

A cargo de los Bachilleres:

- GALICIA MARROQUÍN LEONEL EDGARDO

- PINTO ZETINO WENDY ABIGAIL

- RODAS CRUZ JOSÉ RONALDO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.7

(Ocho punto siete)

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, doy gracias a Dios quien ha guiado mi camino y me ha dirigido por el sendero correcto, que hasta el día de hoy me ha permitido llegar a este punto en mi vida con salud y brindándome siempre su sabiduría y protección en cada circunstancia.

A mis padres, quien en vida fueron los que forjaron mi carácter de la persona que soy hoy en día, con consejos, regaños y su amor incondicional; este trabajo de graduación es en memoria de ellos, siento un pesar inmenso de que no puedan estar conmigo en este momento el cual me embarga de una inmensa dicha y felicidad, pero quiero que quede plasmado mi agradecimiento eterno y que sepan que si he llegado a este punto de convertirme en profesional lo he hecho por ellos; en cada noche de estudio y desvelo, en los días que mis fuerzas se agotaban para querer seguir adelante, ellos han sido y serán siempre mi fuente de motivación.

También doy gracias a mis hermanos Marvin Pinto y Julio Pinto, quienes han sido mi apoyo desde el día que emprendí mi carrera universitaria, ellos son mi modelo a seguir y les doy gracias por estar siempre para mí, gracias por sus consejos y por estar en cada momento de mi vida para consolarme y animarme durante este camino.

Durante mi recorrido en la vida, me he dado cuenta que hay muchas cosas en las que soy buena, encontré destrezas y habilidades que jamás pensé, se desarrollasen en mí, pero lo realmente importante es que pude descubrir que por más que disfrute trabajar sola, siempre tendré un mejor resultado si lo realizo con la ayuda y compañía perfecta. Es por eso que doy gracias a todos mis compañeros que fueron parte de cada uno de los momentos durante mi carrera y que se llegaron a convertir en familia, gracias por su apoyo en cada uno de los trabajos y proyectos que realizamos.

También a Ronaldo Rodas y Leonel Galicia quienes son mis compañeros de este trabajo de graduación, por ser las personas que me daban ánimos en los momentos de desesperación y frustración, gracias por ser parte de mi vida y ayudarme durante mi carrera universitaria, estoy segura que no hay personas mejores a las que hubiese podido elegir para realizar este trabajo de graduación, gracias por todo.

Wendy Pinto

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios primeramente ya que me ha permitido vida, salud y coraje cuando las ganas han faltado, quien ha guiado mis pasos para seguir en el sendero del bien, gracias a mis padres y hermanos, Enis Elizabeth Marroquin y Daniel Galicia López, Mónica Galicia y Guillermo Marroquin, a quienes dedico este logro, sé que han sacrificado mucho más de lo que pudieron con el objetivo de que yo siguiera el camino que con este trabajo culmino, a mi sobrino Adrián a quien espero guiar con el ejemplo por el camino de la rectitud, gracias a toda mi familia que directamente o indirectamente me han apoyado.

Doy gracias a mis amigos y compañeros de trabajo de graduación, Wendy Pinto y Ronaldo Rodas, con quienes superamos muchas odiseas, en el fondo sabíamos que todo estaría bien y que era un proceso necesario, gracias por los consejos, nunca se detengan me ha enseñado mucho en cuanto a nunca rendirse.

A la familia Garcia Rivera quienes me han apoyado mucho y a quienes considero familia, gracias por darme un lugar en sus vidas, en especial a Marisol Garcia, quien siempre confió en mí y me animo a no rendirme, siempre manténgase volando alto, gracias por ser luz cuando nadie más lo fue, deseo que la primavera siempre este en sus vidas.

Gracias a todos los que en su momento se han tomado el tiempo de aconsejarme, a cada uno de mis compañeros y amigos que hice en este recorrido, son unas personas increíbles, a mis amigos foráneos de facultad y a los que se agregaron, siempre les deseo éxitos, no imagino un camino sin conocerlos y no tenerlos en mi vida, gracias por cada paso que dimos juntos y que me ayudaron a dar.

Gracias a quienes me han enseñado su poesía y a quienes me han enseñado lo bonito del mundo.

A mi yo del futuro, jamás te rindas, tú puedes con todo.

A todos, al infinito...

y a cumplir sueños.

Leonel Galicia.

AGRADECIMIENTOS

A toda mi familia, que siempre me mostro su ayuda en diferentes formas, especialmente a mis padres, Marco Rodas y Mercedes Cruz, a ella le dedico mi carrera por su sacrificio, por ser mi mayor inspiración y apoyo.

A mis amigos de la Universidad de El Salvador, han sido muy importantes para sobrellevar estos años de estudio. En especial a mis compañeros de trabajo de grado, excelentes amigos con quienes he compartido frustración y alegría a lo largo de la carrera.

Ronaldo Rodas

ÍNDICE GENERAL

	Página
1 CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	8
1.1 DESCRIPCIÓN DEL TEMA	9
1.2 OBJETIVOS	9
1.2.1 GENERALES	9
1.2.2 ESPECIFICOS	9
1.3 ALCANCES	10
1.4 ANTECEDENTES	10
1.5 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	11
1.6 JUSTIFICACIÓN	11
2 CAPITULO II: MARCO DE REFERENCIA TEÓRICA.....	12
2.1 GENERALIDADES DE MICRORREDES Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA Escenario energético en el salvador.....	12
2.1.1 MATRIZ ENERGÉTICA DE EL SALVADOR.....	12
2.1.2 POTENCIAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE SISTEMAS CON ENERGÍAS RENOVABLES	14
2.1.3 PROYECCIÓN DE ENERGÍA SFV PARA LOS AÑOS 2018-2035.....	18
2.2 RECURSO ELECTRICO DISTRIBUIDO	20
2.2.1 DEFINICIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	20
2.2.2 TECNOLOGÍAS EMPLEADAS EN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	21
2.2.3 ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO	26
2.2.4 IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	31
2.3 SOBRE LAS MICRORREDES.....	38
2.3.1 SOBRE LA MICRORRED TÍPICA	40
2.3.2 MODOS DE OPERACIÓN TÍPICOS	41
2.3.3 TIPOS DE MICRORREDES	42

2.4	INTEGRACIÓN DE LOS RECURSOS DISTRIBUIDOS	48
2.4.1	REQUERIMIENTOS TÉCNICOS GENERALES	48
2.4.2	CONDICIÓN DE SINCRONISMO	48
3	CAPITULO III: SIMULACION Y ANÁLISIS DEL MODELO DE MICRORRED	50
3.1	INTRODUCCIÓN	50
3.2	MODELO DE SIMULACIÓN	50
3.2.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MODELO	50
3.2.2	ELEMENTOS PRINCIPALES DEL MODELO	55
3.2.3	ESCENARIOS DE OPERACIÓN	59
3.3	SIMULACION DEL MODELO EN EL DOMINIO DEL TIEMPO	59
3.3.1	CONSIDERACIONES PARA LA SIMULACIÓN.....	59
3.3.2	CURVA DE DEMANDA DEL SISTEMA.....	61
3.3.3	COMPORTAMIENTO DE CARGAS MÁS SIGNIFICATIVAS POR CIRCUITO	62
3.3.4	COMPORTAMIENTO DE LOS BUSES	65
3.3.5	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA CONVENCIONAL CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	66
3.3.6	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA CONVENCIONAL CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO.....	71
3.3.7	CONTRIBUCION DE POTENCIA DEL RECURSO DISTRIBUIDO A LA RED 75	
3.4	COMPORTAMIENTO EN CONDICIONES DE CORTO CIRCUITO	76
4	ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA Y MEDIO AMBIENTAL	78
4.1	FACTIBILIDAD ECONÓMICA	78
4.1.1	CONFIGURACIÓN DE LA MICRORRED.....	79
4.2	FACTIBILIDAD MEDIO AMBIENTAL.....	86
4.2.1	ETAPAS	86
4.2.2	PERMISOS Y LICENCIAS.....	90

4.3	PROYECCIÓN SOCIAL	94
4.3.1	CUBO-BIBLIOTECA	94
4.3.2	EMPLEO GENERADO EN LA COMUNIDAD.....	95
5	CONCLUSIONES.....	97
6	ANEXOS	99
6.1	ANEXO A: DISEÑO BANCO BATERÍAS.	99
6.1.1	ESTIMACIÓN DE VIDA ÚTIL.	101
6.1.2	DATOS TÉCNICOS SISTEMA DE BATERÍAS WEG-ESSW-50100618.....	102
6.2	ANEXO B: DATOS TÉCNICOS DE PANEL FV	103
6.2.1	DATOS TÉCNICOS DE CANADIAN SOLAR CS6U-330P (330WP)	103
6.3	ANEXO C: DIAGRAMA DE MODELO DE MICRORRED	104
6.4	ANEXO D: CONFIGURACIÓN DE ETAP PARA SIMULACIÓN EN EL DOMINIO DEL TIEMPO.	105
7	BIBLIOGRAFÍA	107

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Tabla 1 Capacidad de potencia instalada según tipo de recurso.....	13
Tabla 2 Capacidad instalada y disponible por central generadora de electricidad Mercado Mayorista, al 31 de diciembre de 2020.....	15
Tabla 3 Capacidad instalada MW de generadores minorista de centrales fotovoltaicas al 30 de junio de 2020	16
Tabla 4 Capacidades operativas de las tecnologías de almacenamiento.	30
Tabla 5 Resumen de las distribuciones de cargas de los circuitos 309-1-41 y 309-1-42	52
Tabla 6 Ubicaciones sugeridas para la instalación de la microrred.....	54
Tabla 7. Descripción del sistema fotovoltaico.....	57
Tabla 8 Escenario de operación de la carga.	59
Tabla 9. Ponderación de las cargas por circuito. Cargas más significativas	60
Tabla 10. Los niveles máximo y mínimo de tensión, según las zonas de servicio.....	60
Tabla 11 Parámetros de carga L2_C-41	64
Tabla 12. Parámetros de carga L2_C-42	64
Tabla 13. Parámetros de carga L4_C-42	64
Tabla 14. Comparación de niveles de tensión de buses de circuito 309-1-42.....	70
Tabla 15 Distribución de cargas 309-1-41.	71
Tabla 16 Distribución de cargas circuito 309-1-42	71
Tabla 17 Descripción escenarios	77
Tabla 18 Corrientes de cortocircuito 3P en los buses más significativos.....	78
Tabla 19 Demanda eléctrica simulada.....	79
Tabla 20 Costo de tecnología solar	79
Tabla 21 Costo de tecnología de almacenamiento	80
Tabla 22 Costo del inversor.....	80
Tabla 23 Precio de la red eléctrica.....	80
Tabla 24 Presupuesto de la inversión inicial	85

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 1 Distribución de la capacidad instalada por tipo de recurso al 31/diciembre/2020.....	13
Figura 2 Promedios de largo plazo del potencial eléctrico fotovoltaico, periodo 1999-2018...	14
Figura 3 Mapa de potencial eólico en El Salvador, velocidad del viento (m/s) a una altura de 100 metros sobre la superficie.....	18
Figura 4 Capacidad instalada de energía SFV 2018-2020	19
Figura 5 Proyectos candidatos por recurso solar para los años 2018-2035.....	20
Figura 6 Sistema Fotovoltaico.....	22
Figura 7 Red de distribución con tecnologías de generación distribuida.....	26
Figura 8 Principio de almacenamiento electroquímico.....	28
Figura 9 Red de distribución con tecnologías de generación y almacenamiento distribuido....	31
Figura 10 Flujos de potencia en red convencional con generación distribuida, aporte pequeño.	32
Figura 11 Flujos de potencia en red convencional con generación distribuida, aporte grande.	32
Figura 12 Funcionamiento de las protecciones de red en conjunto con Generación distribuida.	33
Figura 13 Generador instalado aguas abajo del transformador LTC, inyección hacia la carga.	34
Figura 14 Generador instalado aguas abajo del transformador LTC, inyección hacia la red convencional.....	35
Figura 15 curva de disparo fusible con interruptor.....	36
Figura 16 Esquema de protección de una red donde debe darse la coordinación de fusible con interruptor (fuse-saving).....	36
Figura 17: Esquema de una microrred.....	39
Figura 18 Microrred típica.....	40
Figura 19 Facility Island.....	43
Figura 20 Isla secundaria.....	44
Figura 21 Isla lateral.....	44
Figura 22 Circuito isla.....	45
Figura 23 Isla bus-Subestación.....	45

Figura 24 Subestación isla.....	46
Figura 25 Isla de circuito adyacente.	46
Figura 26 Circuito 309-1-41 SE Ciudad Barrios.....	51
Figura 27 Circuito 309-1-42 SE Ciudad Barrios.....	51
Figura 28 Diagrama unifilar general del modelo de microrred de Ciudad Barrios con la ubicación previa del recurso distribuido.	53
Figura 29 Áreas georreferenciadas en Google Earth.....	54
Figura 30 Áreas a seleccionar para la ubicación de la microrred.....	55
Figura 31. Perfil de demanda típica medida en las cargas conectadas a la subestación Ciudad Barrios.	56
Figura 32. Curva típica de demanda simulada.	61
Figura 33. Curva de demanda en el periodo simulado.	62
Figura 34 Comportamiento de la corriente para la carga L2_C-41.....	63
Figura 35. Variación de tensión en la carga L2_c-41.....	63
Figura 36 comportamiento de la tensión en los buses 3, 4 y 5 del C-41	65
Figura 37 Comportamiento de los buses 5,6 y 7 del C-42	66
Figura 38. Esquema de interconexión de la generación distribuida a la red.	67
Figura 39 Curva de irradiancia cargada al sistema fotovoltaico.	68
Figura 40 Curva de generación de potencia del sistema fotovoltaico con el perfil de irradiancia cargado.....	68
Figura 41. Niveles de tensión en la red de distribución, circuito 309-1-42, sin influencia de generación distribuida.....	69
Figura 42. Niveles de tensión en la red de distribución, circuito 309-1-42, con influencia de generación distribuida.....	70
Figura 43 Comportamiento de las tensiones carga L2_41 con RD.	72
Figura 44 Comportamiento de las corrientes para la carga L2_C-41 con RD	72
Figura 45 Comportamiento de los buses del circuito 309-1-41 con GD	74
Figura 46 Comportamiento de los buses del circuito 309-1-42 con GD	74
Figura 47. Curvas de demanda de la red y potencia entregada por la GD.	75
Figura 48. Aporte de las diferentes fuentes de energía en la red.....	76
Figura 49 Curvas de corriente, potencia y energía baterías.....	76

Figura 50 Curva de energía y demanda de potencia en el sistema de almacenamiento.	77
Figura 51 Geolocalización mediante HOMER de la microrred en CB	81
Figura 52 Diseño de la microrred mediante HOMER.....	81
Figura 53 Descripción general del sistema ganador.....	82
Figura 54 Arquitectura del sistema ganador y caso base.....	82
Figura 55 Valores de Costo Actual Neto (NPC) y del Capital Inicial.....	83
Figura 56 Recuperación simple de la inversión, mostrada en años.....	83
Figura 57 Comparación de costos entre caso base y caso ganador	84
Figura 58 Flujo de caja por tipo de costo para la arquitectura ganadora.....	84
Figura 59 Producción anual generada por los componentes del sistema	85
Figura 60 Tabla General de Categorización para actividades, obras o proyectos destinados a la generación de energía eléctrica a base del aprovechamiento de la energía solar	93
Figura 61 Diseño del Cubo-biblioteca.....	95
Figura 62 Selección y capacidad del banco de baterías en ETAP.....	100
Figura 63 Vida útil aproximada del sistema de baterías.....	101

1 CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

A través del tiempo la producción de electricidad se ha basado en la generación a gran escala ubicada cerca de la fuente primaria de energía; este modelo presenta múltiples beneficios basados en la economía de escalas. Por otro lado, este esquema muestra algunas desventajas técnicas ya que las grandes centrales, por lo general, están muy alejadas de los centros de consumo y el transporte de esos volúmenes de energía implican una gran infraestructura y altas pérdidas técnicas.

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) modernos se caracterizan por su alta complejidad y expansión constante, tanto geográficamente como en su potencia instalada; paralelo al aumento de la demanda servida por los SEP, las cargas incrementan sus requerimientos en cuanto a la calidad del servicio. Décadas atrás, los SEP se sobredimensionaban lo cual permitía mantener holgadamente los criterios de seguridad y calidad; en la actualidad, se realizan diseños más cercanos a los puntos de trabajo real y se procura evitar un sobredimensionamiento tanto de redes como de subestaciones, en muchas ocasiones por aspectos económicos; por lo tanto, los SEP se ven sometidos continuamente a estrés y a trabajar cada vez más cerca de sus límites físicos, ante esta perspectiva se han buscado opciones para evitar la congestión de las redes. Una alternativa lógica es colocar generación cerca de la demanda.

La reducción de los costos de las tecnologías de energías renovables y los marcos regulatorios favorables han dado paso a que cada vez más usuarios o empresas opten por instalar pequeños generadores; este proceso está transformando las redes eléctricas en el mundo entero pues conduce a la implementación de las microrredes.

En el inicio de este trabajo se presentan las generalidades sobre los sistemas de generación distribuida y almacenamiento distribuido, desde las tecnologías mayormente utilizadas, hasta las aplicaciones y sus efectos en la red de distribución, y generalidades de microrredes eléctricas; así como aspectos generales de la aplicación de la generación distribuida en el país.

Luego, se muestra el caso de estudio del diseño de una microrred eléctrica basada en generación distribuida con sistemas fotovoltaicos, que tendría lugar en la red de distribución de Ciudad Barrios, en San Miguel. Se muestra el diseño del modelo propuesto (cargas, sistemas de generación, sistemas de almacenamiento, etc.) y la simulación de éste en diferentes escenarios de operación, a través de herramientas de software, resaltando los efectos que tiene en la red eléctrica de distribución.

Por último, se hace una revisión a los requisitos que se deben cumplir para que la implementación del proyecto sea ambientalmente factible, y la proyección social que un proyecto de este tipo llevaría a Ciudad Barrios; igualmente se hace un estudio de factibilidad económica haciendo uso de herramientas de software, que nos dará indicadores para saber si el proyecto resultaría rentable o, al contrario.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL TEMA

La necesidad de suministro de energía eléctrica es cada vez mayor, lo cual ha llevado a que se busquen diferentes alternativas para la generación de ésta. La generación distribuida se ha presentado como una solución al suministro de electricidad en lugares alejados de los grandes centros de generación; las microrredes por su parte han mejorado algunas deficiencias técnicas respecto a los sistemas de distribución convencionales.

De ahí que surge la necesidad de que se implementen sistemas de microrredes con generación distribuida, para el presente caso se realiza el estudio que involucre la situación energética de Ciudad Barrios, en este proceso se pretende investigar, analizar y proponer un esquema de diseño para la implementación de una microrred señalando ventajas o desventajas y la simulación del sistema eléctrico en software del modelo propuesto que ayude a determinar la viabilidad de ésta.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 GENERALES

Diseñar una microrred eléctrica para suministrar energía en la red de distribución del municipio de Ciudad Barrios, utilizando generación fotovoltaica y almacenamiento de energía.

1.2.2 ESPECIFICOS

- Realizar una investigación en la cual se presenten los modelos de microrred y las ventajas que presentan en relación a las redes convencionales, con generación distribuida para regiones geográficas alejadas.
- Analizar la viabilidad técnica para implementar una microrred en Ciudad Barrios, considerando los factores que afectan la implementación y escenarios de operación de la red.
- Diseñar una microrred eléctrica para Ciudad Barrios, tomando en cuenta fuentes de generación de energía eléctrica renovable y sistemas de almacenamiento que se puedan implementar.
- Desarrollar análisis de funcionamiento, flujos de potencia, cortocircuito y coordinación de protecciones del modelo propuesto.
- Realizar el presupuesto económico de la implementación de la microrred, determinar la factibilidad económica y ambiental.

1.3 ALCANCES

- Investigar el estado del arte en la aplicación de las microrredes eléctricas a partir de la generación fotovoltaica y almacenamiento de energía, para redes ubicadas en sitios alejados y cargas críticas como hospitales, zonas industriales y comerciales.
- Determinar la viabilidad técnica y económica de implementar el diseño de una microrred en el sector de Ciudad Barrios, ubicada en el departamento de San Miguel, tomando en cuenta datos y curvas de demanda y generación para dicha área, así también el potencial de generación de energías renovables en el lugar.
- Observar e interpretar el desempeño de la microrred, implementando el uso de la herramienta de software ETAP para simular el esquema eléctrico propuesto, para observar el comportamiento ante diferentes condiciones de operación y contingencia.

1.4 ANTECEDENTES

La experiencia con proyectos de generación distribuida ha dejado valiosa documentación que pueda contribuir a futuras investigaciones. La EPRI en su “Engineering Guide for Integration of Distributed Generation and Storage into Power Distribution Systems” muestra un enfoque general sobre los impactos, positivos y negativos, y requerimientos técnicos que trae consigo implementar generación distribuida en las redes de distribución; de igual manera “impact of distributed generation on distribution system”, Angel Sarabia, nos muestra algunos efectos de estas tecnologías.

En algunas universidades se han realizado investigaciones o estudios que muestran diversas aplicaciones de la generación distribuida y de las microrredes eléctricas. El trabajo de grado presentado por *Anzures Mendoza* en la *Universidad de Quintana Roo*, “Análisis y diseño de una microrred eléctrica” muestra justamente el desarrollo de una microrred eléctrica utilizando generación distribuida. Asimismo, trabajos de investigación de tecnología complementaria a estos sistemas como en la tesis “*Generación Distribuida: Tecnologías de Generación y Sistemas de Almacenamiento de Energía*” presentada por J. María López (2018) en la Universidad de Sevilla, donde se muestra la generación distribuida a través de fuentes renovables y utilizando sistemas de almacenamiento de energía. Por su parte, en la Universidad de El Salvador, en el trabajo de grado “Protecciones de sobrecorriente adaptativas para microrredes eléctricas con presencia de generación distribuida”.

En El Salvador, la generación distribuida ha tenido un auge importante en los últimos años según los datos reportados por la SIGET en el “Boletín de estadísticas” del año 2019. En muchas empresas se ha implementado la utilización de paneles solares para cubrir algunas de sus necesidades energéticas, así como la cogeneración que también puede considerarse generación distribuida.

1.5 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La manera en que se lleva la energía eléctrica a cada sitio donde se necesite ha tenido evoluciones importantes, desde la generación hasta la distribución. Se ha visto que las tecnologías de generación de energía eléctrica han ido cambiando para adaptarse a las nuevas necesidades que se presentan, tanto de demanda de energía como de sostenibilidad con el medio ambiente, y por supuesto sin dejar de lado el tema económico. Por otra parte, para poder transportar la energía a diferentes lugares alejados de la fuente de generación se requiere de una infraestructura robusta que se ajuste a los requerimientos de confiabilidad y que sea planificada según la demanda de energía eléctrica.

En El Salvador históricamente se ha tenido una gran dependencia de tecnologías de generación de energía eléctrica a partir combustibles fósiles. Según el boletín de estadísticas de SIGET, para el año 2019 las centrales térmicas contribuyeron con un 24.8% de la inyección de energía en el mercado mayorista, es decir que este es el recurso más utilizado. Ligado a la generación de energía en centrales térmicas a base de derivados del petróleo están los problemas medioambientales que se generan debido a las emisiones de gases en estas centrales, y la dependencia del precio de la energía a los costos de los combustibles fósiles y sus variaciones.

Por otro lado, el acceso a la electricidad, que contribuye al desarrollo de los municipios, se ve limitado sobre todo en los poblados rurales del país, donde la inversión en la expansión de líneas de transmisión y distribución no es económicamente viable.

Como consecuencia de lo anterior se busca la implementación de generación de energía eléctrica con sistemas que puedan tener cierta autonomía de la red de distribución eléctrica, se adecúe a las necesidades y que sean abastecidos por medio de generación energía renovable cerca de los lugares de consumo, es decir microrredes eléctricas como una alternativa para la solución de problemas técnicos, económicos y ambientales de los sistemas actuales de energía en el país.

1.6 JUSTIFICACIÓN

Cuando la capacidad de generación de una ciudad o región aumenta, se observa la necesidad de gestionar de forma correcta la energía generada, tomando en cuenta hechos como que el origen de dicha energía sea de fuentes renovables, las Microrredes brindan una alternativa de interconexión con la red, para permitir un mejor aprovechamiento de la energía, incrementar la calidad de energía y continuidad del servicio y sobre todo que haya un impacto ambiental menor.

Las Microrredes presentan una de las principales características siendo esta que se comportan como pequeños centros de generación distribuida, estos pueden utilizar una o varias fuentes de generación de energía para dar servicio eléctrico a un grupo de usuarios.

2 CAPITULO II: MARCO DE REFERENCIA TEÓRICA

2.1 GENERALIDADES DE MICRORREDES Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA Escenario energético en el salvador

2.1.1 MATRIZ ENERGÉTICA DE EL SALVADOR

La matriz energética de El Salvador está compuesta por recursos renovables y no renovables para la producción de electricidad. En los últimos años se ha ido incorporando recurso renovable no convencional a la matriz, donde destacan los sistemas fotovoltaicos, y recientemente, en 2021, se ha incorporado la generación con recurso eólico con 50 MW, contribuyendo al desplazamiento de los generadores a base de combustible fósil y con esto buscar la disminución del precio de la energía y tener un impacto mínimo al medio ambiente.

La capacidad instalada nacional al 31 de diciembre de 2020, tomando en cuenta la generación conectada al sistema de transmisión y distribución, asciende a un total de 2360.21 MW, superando en 4.53% la capacidad instalada a la misma fecha de 2019 que ascendía a 2257.96 MW [1]

El incremento de la potencia instalada para el año 2020 se debe a la puesta en operación de proyectos solares fotovoltaicos y la instalación de 11 aerogeneradores de 15 que integra el parque eólico de Ventus. En total el incremento de capacidad es de 102.25 MW.

Es importante destacar que parte de la capacidad instalada corresponde a los Generadores Distribuidos Renovables (GDR) que al 31 de diciembre del 2020 tiene una capacidad instalada de 283.41 MW, con plantas solares fotovoltaicas, biogás y pequeñas centrales hidroeléctricas. Dentro de las plantas solares fotovoltaicas están registrados los auto productores que autoabastecen de electricidad sus instalaciones.

Tabla 1 Capacidad de potencia instalada según tipo de recurso

GENERADORES	CAPACIDAD INSTALADA			
	2019 (MW)	(%)	2020 (MW)	(%)
HIDRÁULICA	552,69	24,5%	552,69	23,4%
GEOTÉRMICA	204,40	9,1%	204,40	8,7%
FÓSIL	771,11	34,2%	771,11	32,7%
BIOMASA	293,60	13,0%	293,60	12,4%
SOLAR	194,00	8,6%	219,00	9,3%
EOLICA	0,00	0,0%	36,00	1,5%
GDR SFV	212,33	9,4%	255,46	10,8%
GDR PCH	22,98	1,0%	21,10	0,9%
GDR BIOGAS	6,85	0,3%	6,85	0,3%
TOTAL	2257,96	100,0%	2360,21	100%

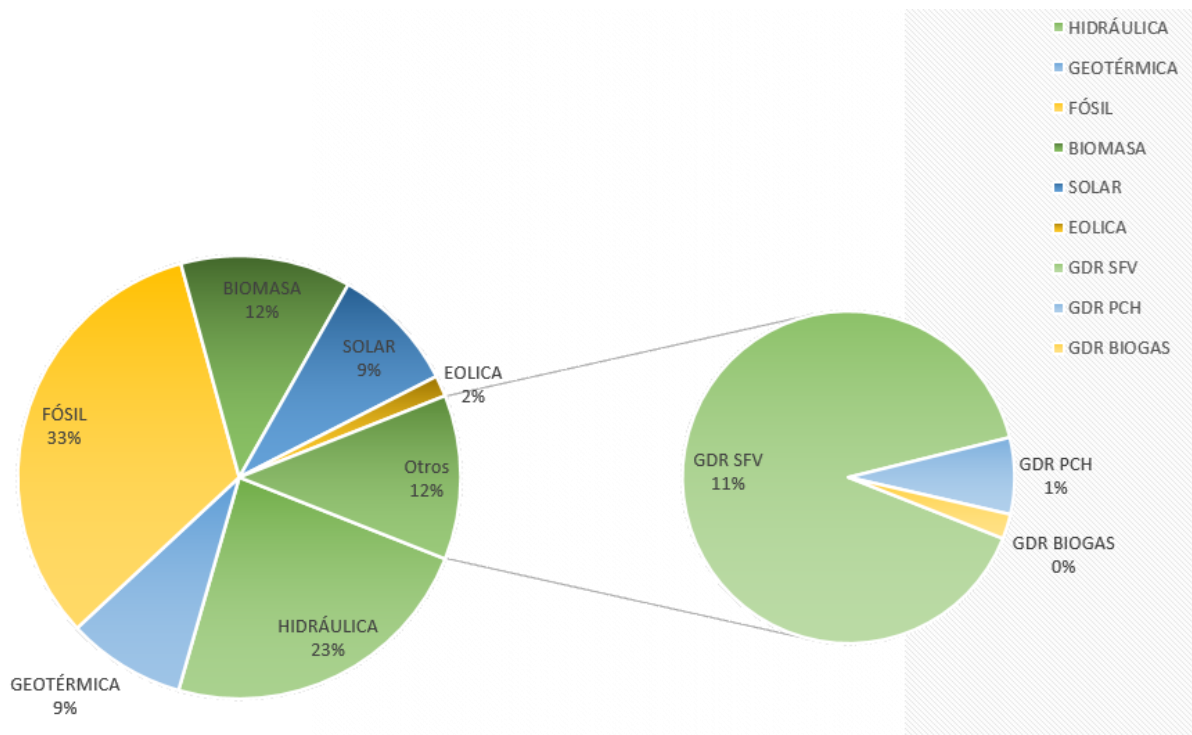


Figura 1 Distribución de la capacidad instalada por tipo de recurso al 31/diciembre/2020

2.1.2 POTENCIAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE SISTEMAS CON ENERGÍAS RENOVABLES

El Salvador es un país que cuenta con una producción de energía principalmente a través de centrales térmicas e hidroeléctricas; sin embargo, debido al constante incremento de la demanda de energía, ha sido necesario buscar nuevas alternativas y escenarios de producción, considerando el impacto ambiental que estas generan y el incremento en el consumo de los combustibles fósiles en el mundo. A lo largo de los últimos años, el uso de energías renovables ha ido en crecimiento gracias al desarrollo de nuevas tecnologías. El recurso solar y eólico han mostrado ser alternativas que pueden ser muy bien aprovechadas en el país, algunas características de éstos se amplían en los siguientes párrafos.

Este mapa de recurso solar proporciona un resumen del potencial eléctrico solar fotovoltaico (FV) estimado en el país. Representa el promedio del total diario /anual de la producción eléctrica de una planta solar FV de 1kW-pico conectada a la red, calculado para un periodo reciente de 20 años (1999-2018).

La configuración de la instalación FV considerada es de estructura independiente sobre el suelo con módulos de silicio cristalino montados en posición fija con la inclinación óptima para maximizar la producción energética anual. La inclinación óptima comprende valores que van de 13° a 19° orientados hacia el Ecuador. Se considera el uso de inversores de alta eficiencia. El cálculo de la electricidad solar se basa en datos de recurso solar, que se muestra en la figura 2, de alta resolución y software de modelado FV proporcionados por Solargis. El cálculo tiene en cuenta la radiación solar, la temperatura de aire y el terreno para simular la conversión energética y las pérdidas en los módulos FV y otros componentes de la planta FV.

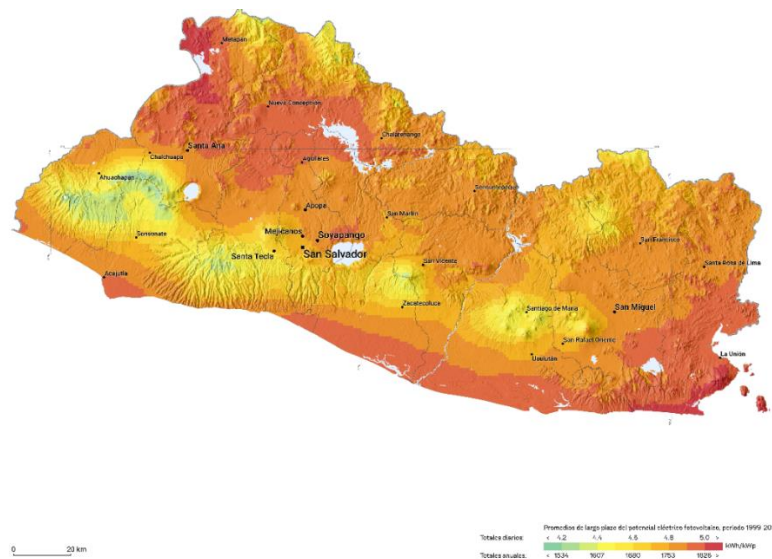


Figura 2 Promedios de largo plazo del potencial eléctrico fotovoltaico, periodo 1999-2018

En los últimos años se ha apostado mucho por la producción de energía a partir de este recurso, tanto en grandes centrales, así como también en generación distribuida (productores a baja o mediana escala). A continuación, se muestra la capacidad instalada y disponible por Mercado Mayorista y Minorista del potencial fotovoltaico en El Salvador para el año 2020.

En el mercado mayorista de electricidad en el salvador participan diferentes operadores que se clasifican en generadores, transmisor, distribuidores, comercializadores y grandes usuarios finales de energía eléctrica. En la Tabla 2 se muestra las centrales generadoras existentes al 31 de diciembre de 2020, detalladas con su capacidad instalada y disponible.

Tabla 2 Capacidad instalada y disponible por central generadora de electricidad Mercado Mayorista, al 31 de diciembre de 2020

NOMBRE	CAPACIDAD INSTALADA		CAPACIDAD DISPONIBLE	
	(MW)	(%)	(MW)	(%)
PROVIDENCIA SOLAR	60,0	27%	60	30%
ANTARES	60,0	27%	60	30%
PROYECTO LA TRINIDAD, LTDA. DE C.V.	14,0	6%	14	7%
LATRINIDAD	8,0	4%	8	4%
MÁRQUEZ	6,0	3%	6	3%
ACAJUTLA ENERGÍA SOLAR LTDA. DE C.V.	20,0	9%	20	10%
LOS REMEDIOS	20,0	9%	20	10%
CAPELLA SOLAR	115,0	53%	100	50%
ALBIREO I	57,5	26%	50	25%
ALBIREO II	57,5	26%	50	25%
SONSONATE SOLAR	10,0	5%	8	4%
SONSONATE SOLAR	10,0	5%	8	4%
TOTALES	219,0	100%	202	100%

El mercado “minorista” de energía eléctrica está integrado por las plantas de generación conectadas directamente al sistema de distribución y venden a las distribuidoras y los usuarios finales y las distribuidoras y comercializadores que venden a los usuarios finales. En este mercado se realizan transacciones entre generadores y distribuidores, distribuidores y usuarios finales, comercializadores y usuarios finales, y transacciones entre distribuidores.

Los generadores conectados en las redes de distribución son fundamentalmente renovables (GDR) que cada año se incrementan y forman parte del parque generador distribuido. Las Plantas Fotovoltaicas de diversos tamaños acumulan 255.46 MW al 30 de diciembre del 2020, pero debido a la falta de información detallada a esta fecha, en la Tabla 3 se muestran datos de las plantas existentes al 30 de junio de 2020.

Tabla 3 Capacidad instalada MW de generadores minorista de centrales fotovoltaicas al 30 de junio de 2020

GENERACION EN DISTRIBUCION	APR	GDR-BIL	GDR-CLP	UPR	APT-D	TOTAL
CENTRALES FOTOVOLTAICAS, MW						
APR				0,05		0,05
AES MONCAGUA	2,50					2,50
ALPHA SOLAR I		0,38				0,38
ALPHA SOLAR II		0,38				0,38
BARRIO NUEVO I		0,40				0,40
BARRIO NUEVO II		0,40				0,40
BARRIO NUEVO III		0,40				0,40
BÓSFORO JIQUILISCO	10,00					10,00
BÓSFORO PLANTA EL CARMEN	10,00					10,00
BÓSFORO PLANTA GUAZAPA	10,00					10,00
BÓSFORO PLANTA GUAZAPA II (APOPA)	10,00					10,00
BÓSFORO PLANTA LA UNION	10,00					10,00
BÓSFORO PLANTA NEJAPA	10,00					10,00
BÓSFORO PLANTA PASAQUINA	10,00					10,00
BÓSFORO PLANTA SANTA ANA	10,00					10,00
BÓSFORO PLANTA SONSONATE	10,00					10,00
BÓSFORO SAN SEBASTIÁN SALITRILLO (SANTA ANA II)	10,00					10,00
DIZUCAR	0,20					0,20
ECTROPA, S.A DE C.V.	0,10					0,10
EL PASEO	0,43					0,43
FOTOVOLTAICA SOL DE OPCIO	3,04					3,04
GS-ES-67KW	0,66					0,66
GRUPO ROCA I		0,40				0,40
GRUPO ROCA II		0,40				0,40
GRUPO ROCA III		0,40				0,40
HILCASA APOPA Y MZ1 - MZ2	2,64					2,64
HILCASA ENERGY I (El ángel)		0,40				0,40
HILCASA ENERGY II (El ángel)		0,40				0,40
HILCASA ENERGY III (El ángel)		0,40				0,40
HILCASA GRANJA Y TECHOS 2	4,67					4,67
HILCASA INTRADESA 8A 449	0,22					0,22
HILCASA INTRADESA 8B 450	0,11					0,11
HILCASA INTRADESA IDC 986	0,90					0,90
HILCASA INTRADESA OFICINAS	0,56					0,56
HILCASA TECHOS 1 Y S4	0,99					0,99
HILOSA	1,50					1,50
INDUFOAM ENERGY	3,10					3,10

INSTALACIÓN DE PANELES SOLARES EN TECHO DEL COMPLEJO CORPORATIVO TUSCANIA	0,35					0,35
MAG-KOIKA	0,25					0,25
MEGA PLANTA VIJOSA	1,35					1,35
MESAS 1	7,50					7,50
MESAS 2	5,00					5,00
METROCENTRO SANTA ANA	1,47					1,47
MULTIPLAZA	0,80					0,80
NUEVO GUALCHO	1,60					1,60
PARQUE SOLAR CANGREJERA I		0,40				0,40
PARQUE SOLAR CANGREJERA II		0,40				0,40
PARQUE SOLAR CANGREJERA III		0,40				0,40
PEÑA MORENO	0,45					0,45
PLANTA FOTOVOLTAICA PARQUEO HOTEL REAL INTERCONTINENTAL	0,36					0,36
PLANTA FV EL APOLO	1,50					1,50
PLANTA FV EL PROGEO	1,20					1,20
POTENZA	10,00					10,00
PVGEN I		0,40				0,40
PVGEN II		0,40				0,40
PVGEN III		0,40				0,40
SOLAR INTERNACIONAL I		0,40				0,40
SOLAR INTERNACIONAL II		0,40				0,40
SOLAR INTERNACIONAL III		0,40				0,40
SOLARIS ENERGY I		0,40				0,40
SOLARIS ENERGY II		0,40				0,40
SPICA	19,90					19,90
SUNO POWER I		0,40				0,40
SUNO POWER II		0,40				0,40
SUNO POWER III		0,40				0,40
TOTO S.A DE C.V.	0,38					0,38
UPR			37,66			37,66
ZAMBOMBERA I		0,40				0,40
ZAMBOMBERA II		0,40				0,40
ZAMBOMBERA III		0,40				0,40
ZONA FRANCA SAN BARTOLO	0,30					0,30
TOTAL	174,03	11,16	37,66	0,05	-	222,90

En cuanto al recurso eólico, varios estudios de mediciones de estaciones meteorológicas han detectado velocidades del viento de entre 1,1 metros por segundo (m/s) y 4,3 m/s. La Figura 3 presenta una descripción general de la velocidad media del viento a una altura de buje de 100 m, lo que muestra que esto promedia entre 4 y 5 m/s. Asimismo, alrededor del 70 % del territorio salvadoreño tiene una densidad potencial de energía eólica (a 100 m de altura) inferior a 260 vatios por metro cuadrado (W/m²) [2]. Pocas zonas han mostrado velocidades de viento altas y relativamente constantes. Un sitio que ha demostrado tener altas velocidades de viento es el proyecto de 54 MW desarrollado por Ventus en Metapán, Santa Ana, que tiene una velocidad promedio de 6,6 m/s a 50 metros de altura.

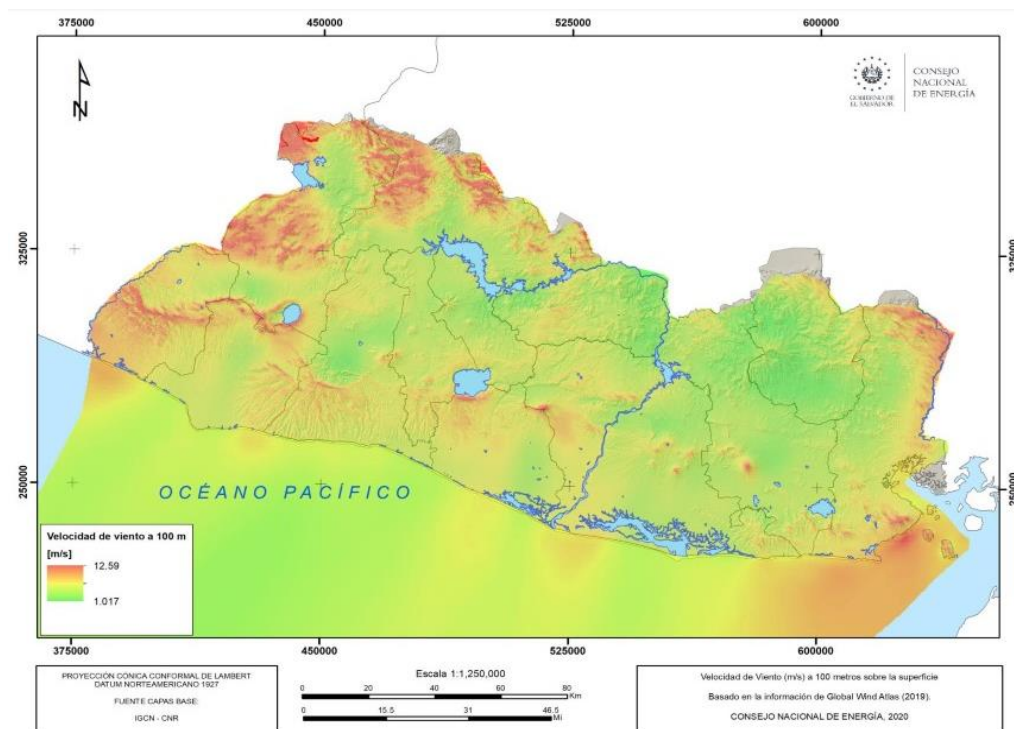


Figura 3 Mapa de potencial eólico en El Salvador, velocidad del viento (m/s) a una altura de 100 metros sobre la superficie.

2.1.3 PROYECCIÓN DE ENERGÍA SFV PARA LOS AÑOS 2018-2035

De acuerdo con la Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía – CNE – esta es la autoridad superior, rectora y normativa en materia de política energética. Además, uno de sus objetivos es el de elaborar la planificación de corto, mediano y largo plazo en materia energética. Además, dicha Ley de Creación da al CNE las atribuciones de “elaborar la política, establecer estrategias y planes indicativos de corto, mediano y largo plazo para el desarrollo del sector energético”.

En base a dicho marco legal, el CNE presenta la nueva actualización del “Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2018 – 2035”. Este plan tal y como su nombre lo indica, es de carácter indicativo; es decir, el resultado del mismo no es vinculante o de cumplimiento obligatorio. El plan indicativo nos permite obtener una guía, tanto para el Estado como para inversionistas, del posible crecimiento del parque generador basado en una serie de proyectos de diversas tecnologías.

En este punto, es importante aclarar que, de acuerdo con la Política Energética del país, se busca la “diversificación de la matriz energética y el fomento a las fuentes renovables de energía”, por tanto, el CNE buscará siempre impulsar el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales que cuenta el país y las tecnologías limpias, pero en ningún momento bloqueará cualquier proyecto con otras tecnologías que deseen instalarse en el país. El enfoque de este trabajo de graduación se basa en la implementación de energía SFV.

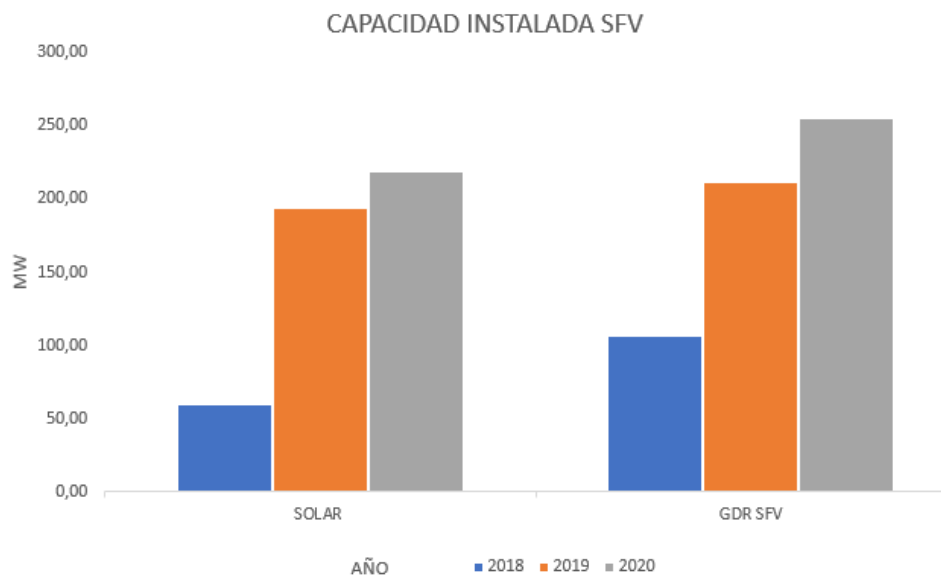


Figura 4 Capacidad instalada de energía SFV 2018-2020

La anterior gráfica muestra la capacidad instalada de energía SFV, que proviene tanto, del mercado mayorista como minorista.

Proyectos candidatos

Estos proyectos son aquellos que tienen alguna posibilidad de instalarse debido a que se encuentran en estudios o que ha existido alguna comunicación con la empresa propietaria y menciona que el proyecto se desarrollará.

NOMBRE	FECHA OPCIONAL	POTENCIA (MW)
SOLAR 1	01/01/2023	50
SOLAR 2	01/01/2023	15
SOLAR 3	01/01/2023	60
SOLAR 4	01/01/2023	20
SOLAR 5	01/01/2023	80
SOLAR 6	01/01/2023	25
TOTAL		250

Figura 5 Proyectos candidatos por recurso solar para los años 2018-2035

2.2 RECURSO ELECTRICO DISTRIBUIDO

2.2.1 DEFINICIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Se podría decir que la Generación Distribuida (GD) es un concepto relativamente nuevo, pero tiene su origen de alguna forma en los inicios de la industria eléctrica. En los comienzos de la industria eléctrica la necesidad de energía eléctrica en una localidad era satisfecha por la propia municipalidad a través de la instalación de generadores ubicados próximos al sitio de consumo [3]. Más adelante, con el aumento continuo en la demanda de energía eléctrica y debido a las economías a escala, se comenzaron a construir las grandes centrales generadoras centralizadas, ubicadas cerca de las fuentes primarias de energía (Hidroeléctrica, Carbón, etc.).

En la actualidad hay diferentes factores que han motivado al avance en las diferentes tecnologías de producción de energía eléctrica como alternativa a las grandes centrales generadoras. En la industria, sobre todo, debido al incremento en la demanda de electricidad, se ha hecho uso de pequeños generadores de energía eléctrica a base de algún combustible, o también mediante la cogeneración, reduciendo la dependencia de la energía brindada por el servicio eléctrico local. Por otro lado, la creciente problemática ambiental relacionada a las emisiones de gases de efecto invernadero, el agotamiento paulatino de recursos renovables convencionales en emplazamientos con gran potencia de producción (grandes ríos), son algunos motivos que han llevado a que se busquen alternativas de generación de energía eléctrica con recursos renovables no convencionales, que pueden ser explotados con generadores fotovoltaicos, eólicos, de biomasa, o mini hidráulica.

No hay un consenso único a nivel mundial acerca de la definición de Generación Distribuida debido a diferentes factores que pueden intervenir en ésta, sobre todo los criterios de cada país a la hora de establecer un nivel de potencia máximo para la GD; sin embargo, la interpretación general es la misma [3]. Podemos definir entonces como Generación Distribuida a aquella fuente de energía eléctrica (renovable o no renovable) que está

conectada a la red de distribución de energía eléctrica y que está próxima al lugar de consumo.

2.2.1.1 DEFINICIÓN DE GD SEGÚN EN EL CONTEXTO NACIONAL

Según la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), en El Salvador, se le denomina Generación distribuida a aquella que se encuentra conectada a la red de distribución y que además no participa en el Mercado Mayorista de Electricidad. Dichas plantas no superan los 20MW de capacidad instalada y en su totalidad son tecnologías renovables [4].

Según la regulación salvadoreña, se tiene 3 tipos de GD:

- GDR: Generador que toda su energía la inyecta directamente a la red de distribución y su fin principal es comercializar la energía producida
- APR: Auto Productor Renovable, usuario final que posee una planta de generación renovable y comercializa sus excedentes de energía, mediante un contrato de largo plazo con el distribuidor, el cual fue adjudicado en una convocatoria.
- UPR: Usuario Productor Renovable, usuario que posee una planta de generación renovable, con el único objetivo de abastecer su propia demanda. No comercializa su energía, según norma se establecen parámetros de diseño para cumplir el objetivo de auto abastecimiento.

2.2.2 TECNOLOGÍAS EMPLEADAS EN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Las alternativas para la producción de energía eléctrica son muy diversas, las tecnologías y recursos varían y se adaptan a las diferentes condiciones donde se requieran. En la generación distribuida se emplean con mucho éxito algunas tecnologías que llevan muchos años en los sistemas eléctricos; y, por otro lado, otras tecnologías no han sido capaces de superar la fase de prueba o prototipos debido a varios factores que afectan directa o indirectamente su funcionamiento, sobre todo en países subdesarrollados. Algunas de las tecnologías utilizadas en la generación distribuida se describen en los siguientes puntos.

2.2.2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de equipos que sirven para convertir energía solar (en forma de radiación) en energía eléctrica. Las celdas del panel fotovoltaico captan la luz solar que, gracias al efecto fotovoltaico, genera una diferencia de potencial entre dos puntos del

material (semiconductor) de la celda, por lo tanto, al cerrar el circuito se genera corriente eléctrica; varias celdas constituyen un panel fotovoltaico. El panel fotovoltaico es capaz de generar corriente directa, que se puede aprovechar en muchas aplicaciones, sin embargo, para la mayoría de aplicaciones cotidianas y para conectarse a la red de distribución local se requiere que la corriente generada sea corriente alterna, para lo cual es necesario que se utilice un conversor de corriente DC/AC.

Los sistemas fotovoltaicos representan el recurso de energía renovable no convencional más explotado en el mundo debido a las facilidades que presenta la instalación de estos sistemas y que puede aprovecharse en casi cualquier parte donde se exponga la luz solar. Otro factor clave para que esta tecnología puede aprovecharse más que otras, es que se puede optar por producir desde pocos kW con pequeñas instalaciones caseras en los techos de las edificaciones, hasta grandes centrales fotovoltaicas con producciones de algunas decenas de MW.

La siguiente imagen muestra un esquema de los componentes básicos de un sistema fotovoltaico:

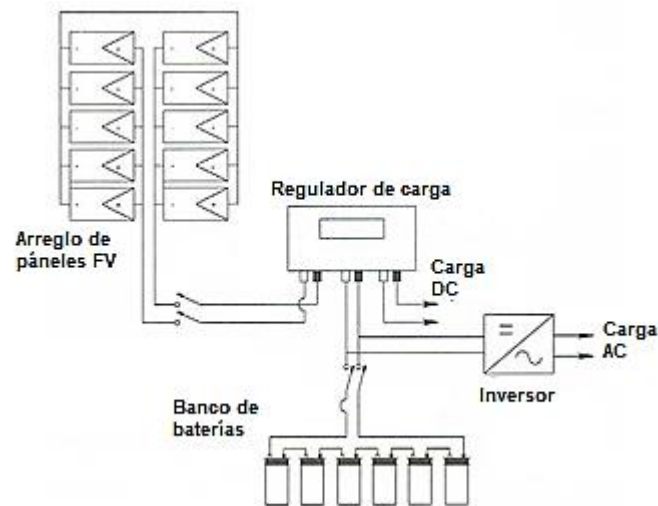


Figura 6 Sistema Fotovoltaico

Algunas de las ventajas de los sistemas fotovoltaicos son:

- Impacto muy reducido en el medio ambiente. La producción de energía con recurso solar frena el agotamiento de combustibles fósiles y reduce la contaminación directa del medioambiente ya que no genera desperdicios en su proceso y no se explota ningún recurso extraído de la tierra. El proceso de generación es bastante silencioso en comparación a otras tecnologías.
- El potencial de generación es muy grande debido a las facilidades que ofrece instalar este tipo de sistemas de generación y que el recurso utilizado es inagotable y está disponible casi en cualquier lugar.
- Flexibilidad de potencia instalada y fácil acceso a la tecnología. En el mercado los paneles solares se encuentran en pequeñas capacidades de generación por panel para

pequeñas instalaciones de unos cientos de kW, y la facilidad de hacer arreglos con varios paneles permite generación incluso a gran escala unas decenas de MW.

- Costo variable de generación cero o cercano a cero y bajos costos de mantenimiento. Debido a que el costo del recurso solar es cero, la producción de energía no tendrá un costo asociado a los recursos utilizados como materia prima luego de la inversión inicial; por otro lado, los costos de mantenimiento pueden ser bastante bajos ya que no requiere maquinaria especial y los procedimientos son simples para efectuar mantenimiento al sistema.

2.2.2.2 GENERADOR DE TURBINA DE COMBUSTIÓN DE GAS

La operación básica de la turbina de gas se basa en que el aire fresco de la atmósfera fluye a través de un compresor que lo eleva a una alta presión. Luego se añade energía dispersando combustible (habitualmente gas natural, queroseno, gasóleo o diésel, entre otros) en el aire, quemándolo de modo que la combustión genera un flujo de alta temperatura. Este gas de alta temperatura y presión entra a una turbina, donde se expande disminuyendo la presión de salida, produciendo el movimiento del eje durante el proceso. El trabajo de este eje de la turbina es mover al compresor y sistemas como el generador eléctrico que pueden estar acoplado. El calor producido y liberado luego de las turbinas es una buena opción para aplicaciones de cogeneración.

Para la generación de energía eléctrica a partir de turbinas de gas, se implementa un ciclo combinado, en donde los gases de escape a alta temperatura son aprovechados para producir vapor de agua y con esto obtener energía eléctrica a través de generación de turbina de vapor. En parques industriales se aprovechan los gases de escape a alta temperatura para diferentes procesos donde se requieran altas temperatura, esto es la cogeneración. Los generadores eléctricos basados en esta tecnología pueden producir desde unos 20 kW (en el caso de las microturbinas), hasta alrededor de los 400 MW de potencia eléctrica [5].

2.2.2.3 GENERADORES A PARTIR DE MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA

También son conocidos como grupos electrógenos, son comúnmente utilizados cuando hay déficit en la generación de energía eléctrica en algunos sitios, o cuando son frecuentes los cortes en el suministro eléctrico utilizados como generadores de emergencia generalmente con un sistema UPS conectado al sistema. Ocasionalmente son utilizadas para abastecer energía eléctrica en localidades rurales o en eventos temporales en lugares con poca infraestructura de distribución eléctrica.

El grupo electrógeno consta de 2 partes principales que están acopladas entre sí: el motor y el alternador o generador eléctrico. El motor representa la fuente de energía mecánica para que el alternador gire y genere electricidad. Existen dos tipos de motores: motores de gasolina y de gasoil (diésel). Generalmente los motores diésel son los más utilizados en los grupos electrógenos por sus prestaciones mecánicas, ecológicas y económicas. El principio de funcionamiento se basa en la explosión (combustión) del combustible en las cámaras de combustión, la energía liberada es transmitida a un pistón y éste de igual manera transmite la energía mecánica hacia un cigüeñal lo que permite el movimiento rotatorio de un eje que es aprovechado por el alternador. Por su parte, el alternador genera la energía eléctrica de salida, aprovechando la energía mecánica proveniente del motor, siguiendo el principio de inducción electromagnética.

Este tipo de tecnología es una de las más comunes en la generación distribuida. Con frecuencia son utilizados conectados en paralelo con las líneas de distribución eléctrica para aliviar los picos de demanda u ofrecer energía de reserva. Las capacidades de estas unidades pueden ir desde los pocos kW hasta unos 10 MW de potencia eléctrica, para incrementar la capacidad se suelen conectar en paralelo. Típicamente esta tecnología ofrece una eficiencia alrededor del rango 25%-40% [5].

2.2.2.4 TURBINAS EÓLICAS

El funcionamiento los aerogeneradores se basa en obtener la energía cinética lineal del viento a través de las palas haciéndolas girar sobre un eje, permitiendo así obtener energía mecánica en un movimiento rotatorio. Este movimiento rotatorio es aprovechado para hacer girar al eje del rotor del generador (incrementando la velocidad de giro a través de una caja de velocidad), produciendo así energía eléctrica. Existen dos tipos de aerogeneradores, de eje vertical y de eje horizontal. Éstos últimos son los que más se han empleado por la industria eléctrica para la generación de energía a mediana y gran escala.

La utilización de esta tecnología, en grandes parques eólicos, ha tenido un crecimiento importante, sobre todo con el compromiso medioambiental de los países. Las turbinas eólicas individuales varían en capacidad de producción desde menos de 1 kW hasta más de 2 MW. Para una gran capacidad, las turbinas eólicas individuales se agrupan en parques eólicos que contienen hasta cientos de turbinas. La mayoría de los parques eólicos tienen una escala de varios megavatios, que van desde unos pocos megavatios hasta decenas de MW. La mayoría de los parques eólicos más pequeños (menos de <10 MW) o los sitios de aerogeneradores individuales están conectados a sistemas de distribución de servicios públicos y ciertamente califican como recursos distribuidos [5].

2.2.2.5 GENERADORES HIDROELÉCTRICOS A PEQUEÑA ESCALA

Las centrales hidroeléctricas aprovechan la energía potencial y cinética en corrientes de agua de ríos, saltos de agua o estanques de agua. La corriente de este líquido genera un movimiento rotatorio en un eje por medio de una turbina, y ésta a su vez impulsa el eje de un generador de energía eléctrica.

Las minicentrales hidroeléctricas aprovechan pequeños ríos y estanques de agua de las localidades, generalmente rurales, construyendo pequeña infraestructura para obtener caudales deseados. La potencia que estas centrales pueden suministrar está limitada por la fuente de agua disponible en el sitio, generalmente van desde unos pocos kW y podría alcanzar un par de decenas de MW instalados. Según cada región o país puede variar el límite superior de potencia para que sea considerada mini hidroeléctrica, sin embargo, la potencia instalada no constituye el criterio básico para diferenciar una minicentral de una central hidroeléctrica convencional. Una minicentral no es una central convencional a escala reducida. Una turbina de unos cientos de kilovatios tiene un diseño completamente distinto del de otra de unos cientos de megavatios. Desde el punto de vista de obra civil, una minicentral obedece a principios completamente distintos a las grandes centrales alimentadas por enormes embalses [6].

2.2.2.6 GENERADOR ELÉCTRICO A PARTIR DE BIOMASA

La generación de energía eléctrica a partir de biomasa se basa en aprovechar la energía térmica que se obtiene de la combustión de desechos naturales (cascaras de frutos secos, hierva de maleza seca, hojas secas, madera, etc.) o del combustible extraído de éstos. Los desechos naturales pueden ser llevados a una caldera donde se hará combustión, el calor liberado de la combustión ayuda a producir vapor de agua a alta presión, y éste servirá para poner en movimiento una turbina que acciona al eje del rotor del generador eléctrico. Por otro lado, al extraer de estos desechos el biocombustible, éste servirá para poner en marcha máquinas como turbinas de combustión de gas y generar energía eléctrica a partir de ello.

La potencia que se puede generar con este tipo de combustible va a depender del tamaño de las instalaciones de las máquinas utilizadas. Puede ir desde unos pocos kW en instalaciones caseras o comunales hasta cientos de MW en grandes plantas de generación.

2.2.2.7 RESUMEN DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Hay una variedad de tecnologías que son empleadas para la generación de energía eléctrica a pequeña escala, cada una con características que puede suponer ventajas o desventajas

dependiendo de cada situación. Las capacidades de potencia instalada de estos sistemas pueden variar demasiado en función de las necesidades que se tengan en sitio y de los recursos naturales y económicos que se tengan disponibles. No todas las tecnologías son escalables, ya que algunas dependen fuertemente de las condiciones naturales del lugar donde se instale su sistema, como en el caso de las mini hidráulicas; y otras tecnologías son relativamente fácil de escalar como en el caso de los sistemas fotovoltaicos.

Las tecnologías basadas en renovables pueden ser las más atractivas de emplear en generación distribuida, sin embargo, son las menos estables en cuanto a generación de energía debido a las condiciones impuestas por la naturaleza, esto hace necesario muchas veces que se utilicen sistemas de almacenamiento de energía. Por su parte los sistemas basados en combustibles fósiles permiten una generación constante.

La siguiente imagen muestra una red de distribución eléctrica con presencia de diferentes tecnologías de generación distribuida.

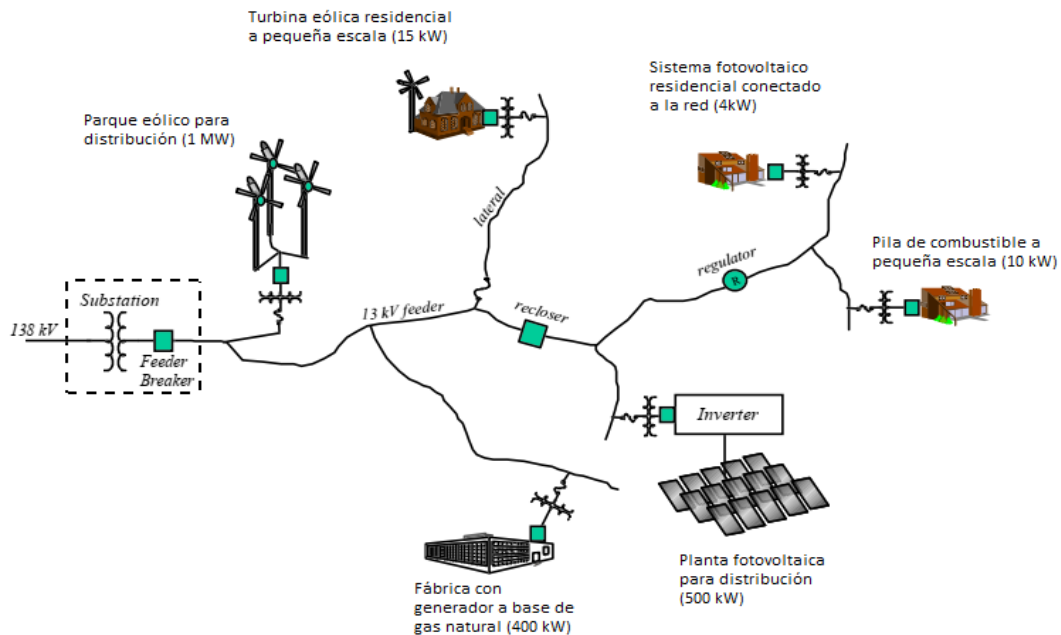


Figura 7 Red de distribución con tecnologías de generación distribuida

2.2.3 ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO

Siguiendo el principio de conservación de la energía – “La energía no se crea ni se destruye, solo se transforma” –, la cantidad de energía en cualquier sistema físico aislado permanece invariable en el tiempo, y dicha energía puede sólo transformarse en otro tipo de energía. Para almacenar energía debe hacerse en forma de energía.

El almacenamiento de energía ha sido un tema de vital importancia para el desarrollo de los sistemas eléctricos en general. Usualmente estos sistemas son utilizados para tener un respaldo eléctrico (sistemas UPS) ante la posibilidad de contingencia en el sistema de distribución local, así como también en sistemas de generación con recursos renovables para almacenar los excedentes de energía generados, el almacenamiento de la energía ante limitaciones técnicas en la red eléctrica (congestionamiento), o para servicios de regulación ya sea de frecuencia o control de tensión en la red. A estos sistemas que tienen como fin el almacenamiento de energía generados por sistemas de generación distribuida se les conoce como Sistemas de Almacenamiento Distribuido (AD).

Actualmente existen diferentes tecnologías para lograr el almacenamiento energía, energía eléctrica para el caso estudiado. Algunas de estas tecnologías se describen a continuación.

2.2.3.1 ALMACENAMIENTO ELECTROQUÍMICO: SISTEMAS DE BATERÍAS

Los sistemas de almacenamiento de energía basados en el principio electroquímico (BESS), es decir almacenamiento en baterías, son una de las tecnologías más desarrolladas en este ámbito y a día de hoy es la más utilizada en el mundo [7]

Su funcionamiento consta de la respuesta eléctrica que se produce en medio de una reacción química al hacer interactuar 2 placas metálicas (electrodos ánodo y cátodo) separadas por una solución química (electrolito), esta reacción es la llamada reacción reducción-oxidación (redox) y da lugar a que una placa ceda electrones y la otra placa los reciba hasta llegar al límite de cada material. Entre los electrodos se produce una diferencia de potencial que al cerrar el circuito mediante una carga se produce una corriente eléctrica. El proceso de almacenaje comienza cuando, por medio de la conexión de una fuente externa de energía eléctrica, se invierte la reacción reducción-oxidación permitiendo se reinicie el proceso inicial.

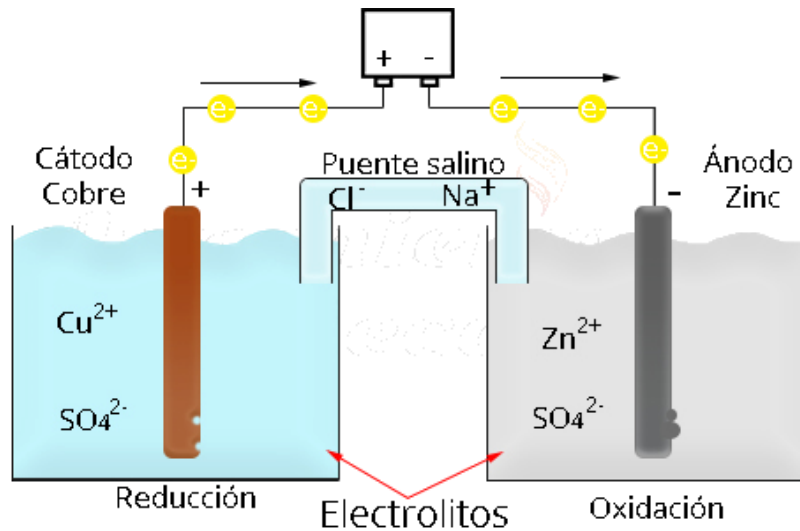


Figura 8 Principio de almacenamiento electroquímico.

Actualmente, existen diferentes modelos de baterías que se basan en el mismo principio pero que tienen diferentes características. En almacenamiento de energía a gran escala se utilizan principalmente baterías de Li-ion, y son utilizadas como complemento en los sistemas de generación a base de energías renovables no convencionales. Grandes bancos de baterías son cargados con los excedentes de energía generados para su posterior uso cuando el recurso renovable no esté disponible.

2.2.3.2 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POTENCIAL GRAVITACIONAL: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE BOMBEO

Los sistemas de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo de agua (PHES) constan de dos embalses de agua uno inferior y otro superior (ubicados a diferente altura). Su funcionamiento se basa en que se debe bombear agua del embalse inferior hasta el embalse superior y de esta manera se almacena la energía en forma de energía potencial gravitatoria, que adquiere el agua al ubicarse en el embalse superior, y que se puede transformar en energía eléctrica al dejar descender el agua hacia el embalse inferior pasando por un sistema de generación con turbinas accionadas por la energía cinética del agua descendiendo.

Los sistemas de almacenamiento por bombeo son la alternativa que permite almacenar mayor cantidad de energía, ya que generalmente constan de instalaciones con gran extensión en volumen que pueden ser estanques de agua natural o creados artificialmente. El almacenamiento basado en bombeo está claramente condicionado por las condiciones geográficas de cada localidad, donde pueden aprovecharse estanques de agua naturales o construir embalses en terrenos con un desnivel que sea propicio. Las potencias que pueden suministrar este tipo de

sistemas pueden ir desde unos 20 MW y llegar hasta unos 3000 MW, según los sistemas instalados en algunos países; el tiempo de respuesta puede ir desde unos 45s hasta un par de minutos, y el tiempo de descarga o suministro es típicamente de unas 8 horas hasta las 24 horas. [7] [8]

2.2.3.3 ALMACENAMIENTO MECÁNICO POR AIRE COMPRIMIDO

Este tipo de sistemas (CAES) toma la energía eléctrica, generalmente energía sobre generada, para poner a funcionar máquinas de compresión de aire y así almacenar grandes cantidades de aire a presión que puede ser liberado para generar electricidad a través de la expansión del aire mediante una turbina de gas. El almacenamiento de energía en forma de aire comprimido se hace, generalmente, en grandes depósitos naturales como cavidades subterráneas o incluso submarinas.

Muy similar a los sistemas hidráulicos de bombeo reversible, son sistemas de gran capacidad de suministro de potencia y grandes cantidades de energía almacenada, y de igual manera requieren condiciones orográficas muy especiales para poder funcionar. La cavidad para almacenar el aire comprimido debe cumplir con ciertas características de volumen, presión, estanqueidad y profundidad.

Las capacidades en potencia de estos sistemas rondan desde los 5 MW hasta unos 1000 MW que puede entregar en una respuesta de un par de minutos, y su tiempo de descarga puede ir desde los pocos minutos hasta alcanzar un máximo que podría superar las 20 horas. [7].

2.2.3.4 ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Los sistemas de almacenamiento térmico (TES), o de energía en forma de calor, basan su funcionamiento en provocar un cambio de temperatura en alguna sustancia que tenga características de capacidad térmica (que indica la energía que se puede almacenar por cada kg al aumentar en un grado su temperatura) favorable. La transferencia de calor será por convección hacia medios líquidos o por radiación o conducción con sustancias sólidas. Las sustancias mayormente utilizadas son: La sal solar, aceites sintéticos, agua, hormigón, rocas naturales y otros.

Para obtener el calor a transferir a las sustancias de almacenamiento se utilizan concentradores solares a base de espejos que enfocan los rayos solares en un foco de captación de calor; o en su defecto, para el almacenamiento de energía eléctrica generada por recursos renovables, se utilizan máquinas que transformen esta energía eléctrica (excedentes de generación) en calor

para transferir a las sustancias mencionadas. Luego, por medio de fluidos de intercambios, una turbina y un generador eléctrico producir electricidad. [9].

Las capacidades de almacenamiento de los sistemas TES pueden ir desde pequeñas potencias instaladas en sistemas donde se utilizan tanques de agua presurizada, que pueden llegar hasta una capacidad de algunas decenas de MW; los sistemas más grandes, donde normalmente se utilizan sales como sustancia de almacenamiento, pueden aportar capacidades de unos cientos de MW, que podrían aportar energía durante unas 8 horas, aproximadamente, como máximo.

2.2.3.5 RESUMEN TÉCNICO DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO

La Tabla 4 muestra un resumen de algunas características técnicas de las diferentes tecnologías de almacenamiento descritas con anterioridad. Los datos presentados son producto de una recopilación de diferentes estudios sobre casos de sistemas de almacenamiento en diferentes países [7].

Tabla 4 Capacidades operativas de las tecnologías de almacenamiento.

Resumen de las capacidades operativas de las tecnologías de almacenamiento						
Tecnología	Capacidad de potencia [MW]		Duración de descarga [h]		Tiempo de respuesta [seg]	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
PHES	20	4000	8	24	60	180
CAES	5	1000	2	20	180	600
TES	0.1	300	1	8	60	600
BESS	0.1	50	0.1	5	0.003	0.1

Al igual que las citadas, existen otras tecnologías de almacenamiento de energía que podrían aprovecharse en los sistemas eléctricos. Algunas tecnologías se encuentran en constante desarrollo dentro de los laboratorios y las condiciones de uso siguen siendo muy particulares como para explotarlas en los sistemas eléctricos convencionales.

Es importante tener en cuenta que los sistemas de almacenamiento representan importantes costos de inversión. Hoy en día el almacenamiento con baterías representa la vía más viable para proyectos de generación distribuida [7].

Un sistema de almacenamiento funciona como un generador durante el despacho de energía del medio de almacenamiento, por lo que básicamente tiene todas las características de un generador durante ese período de tiempo [5].

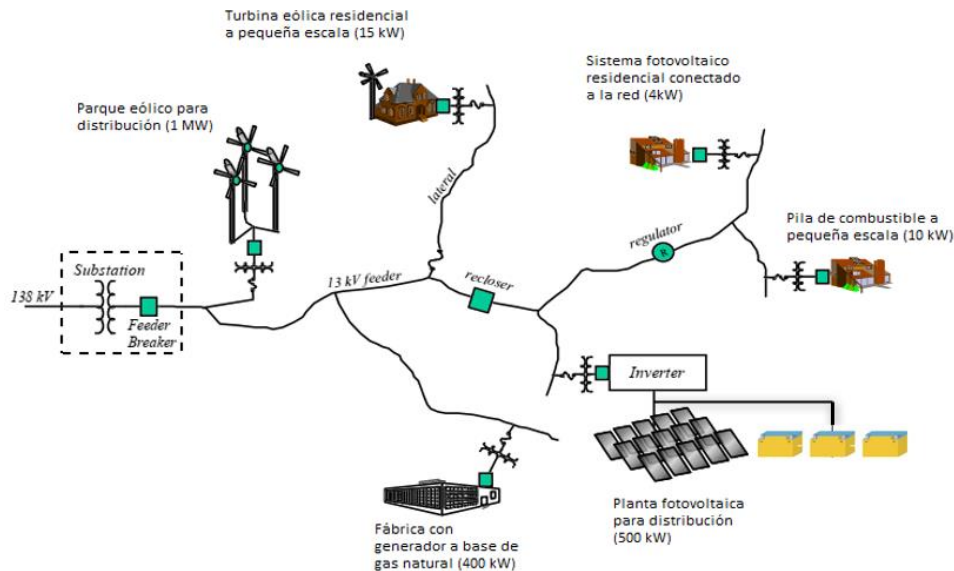


Figura 9 Red de distribución con tecnologías de generación y almacenamiento distribuido

2.2.4 IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN.

La presencia de Generación Distribuida inyectando potencia a la red puede modificar ciertas características en los sistemas de distribución.

2.2.4.1 FLUJOS DE POTENCIA

La GD pueden tener un impacto significativo en los flujos de energía que ocurren en el sistema de distribución. El grado de este impacto dependerá de muchos factores, incluido el tamaño de las unidades de GD, su ubicación en el sistema, la carga y configuración existentes del sistema y el momento en que se operan dichas unidades. El impacto puede ser insignificante como poco medible, o por el contrario podría generar un cambio significativo que conduce a un flujo de energía inverso hacia la subestación [5]. Este efecto puede verse reflejado en el aumento o disminución de la magnitud y ángulos de las corrientes de carga, debido a la presencia de flujos bidireccionales [10].

Para observar el efecto de la GD en los flujos podemos considerar los siguientes escenarios [11]

- Si el generador distribuido suple una potencia igual o menor a la demanda en la barra donde es conectada, el flujo de potencia no tendrá mayor efecto. Las magnitudes de los flujos aguas arriba del punto de conexión se reducirían, pues la GD está contribuyendo con la demanda, y debido a que el aporte es demasiado pequeño, no tendrá efecto en la

dirección del flujo de energía y éste seguirá su curso natural, como si no estuviese la GD. En la Figura 10 se ilustra la situación (es la que se tiene en la mayoría de sistemas)

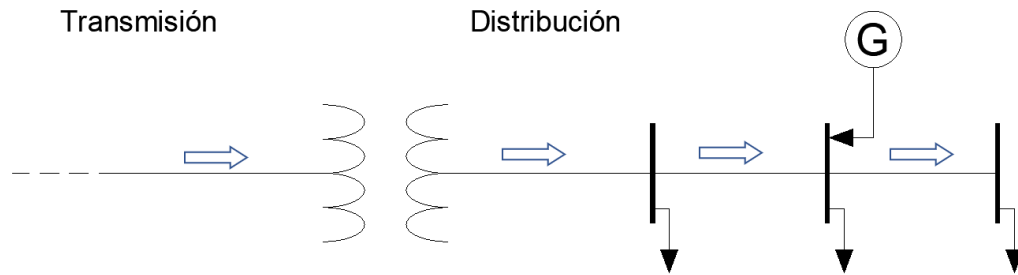


Figura 10 Flujos de potencia en red convencional con generación distribuida, aporte pequeño.

El generador distribuido suplente una demanda superior a la de la barra donde está conectado e igual o menor a la demanda de la barra aguas abajo. De igual forma la magnitud de los flujos aguas arriba se reduce, ahora en mayor medida; y en este caso la dirección de los flujos de potencia no se ve afectado.

- En el caso en que el generador distribuido aporte una potencia igual o mayor a la demanda aguas abajo del punto de conexión e inferior a la demanda total de la red, los flujos de potencia podrán modificarse de manera significativa no solo en la magnitud sino también en la dirección que éste tome. Bajo esta condición la GD modifica la dirección natural del flujo de potencia aguas arriba del punto de conexión, haciendo que éste sea inverso a la dirección que tendría de no haber GD. La Figura 11 ilustra la situación.

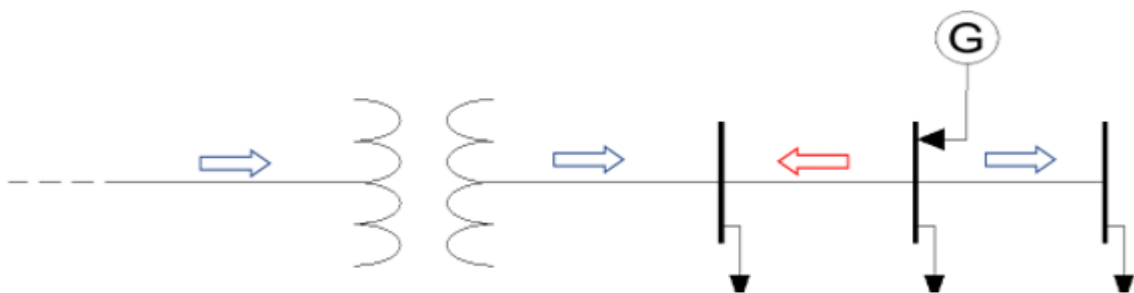


Figura 11 Flujos de potencia en red convencional con generación distribuida, aporte grande.

Esto puede causar problemas peculiares en una red secundaria. Por ejemplo, si el flujo de energía es inverso a través de transformadores de red en redes de bajo voltaje activará los protectores, lo que provocará una interrupción, como se muestra en la Figura 12. Además, cuando el protector de red se vuelve a cerrar, existe la posibilidad de que se produzcan daños graves en algunas condiciones. Bajo carga ligera, un generador distribuido puede hacer que todos los protectores de red que alimentan la carga se

disparen, creando así una isla. El protector de red intentará volver a cerrarse en la red. Si esto sucede y los sistemas ya no están sincronizados, el protector de red puede fallar y causar daños importantes sin embargo esto no suele suceder a menudo en este tipo de sistemas [5].

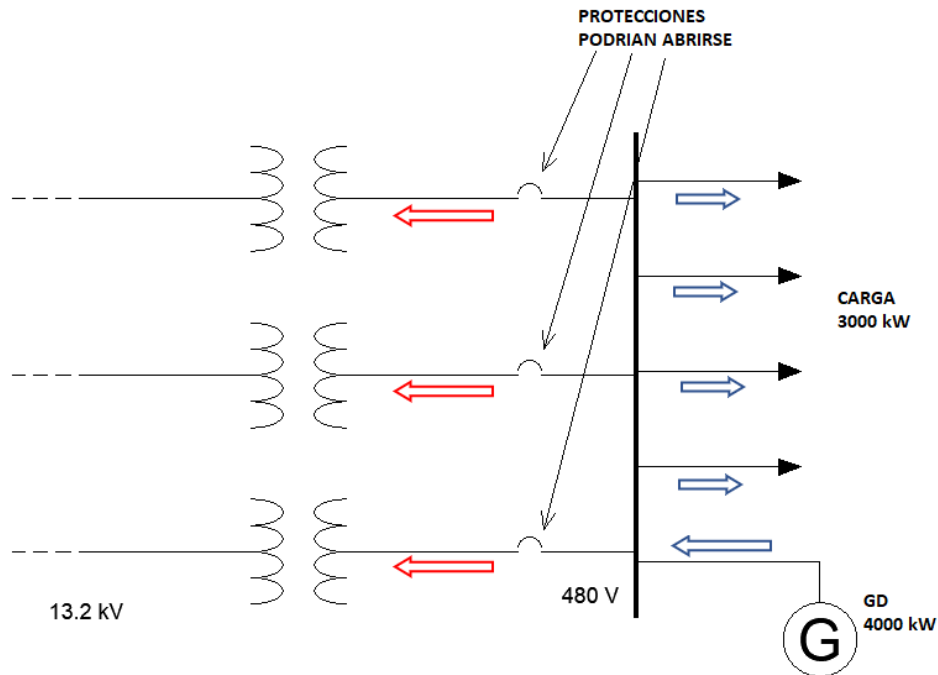


Figura 12 Funcionamiento de las protecciones de red en conjunto con Generación distribuida.

2.2.4.2 REGULACIÓN DE VOLTAJE

La conexión de GD puede producir cambios en los niveles de voltaje a lo largo de un alimentador al cambiar la dirección y la magnitud de los flujos de potencia activa y reactiva [12]. El hecho de que estos cambios sean o no significativos y / o de naturaleza beneficiosa o planteen un problema depende de varios factores. Los factores críticos típicos son el tamaño del generador distribuido en relación con el sistema de energía en el punto de aplicación, la forma en que se opera y controla el la GD y la naturaleza del equipo de regulación de voltaje aguas arriba (como transformadores LTC, reguladores de voltaje de línea y condensadores conmutados) [5].

Supongamos las siguientes situaciones:

Si el GD está instalado aguas abajo del transformador LTC que está equipado con un compensador de caída de línea (La compensación de caída de línea, LDC, es la técnica comúnmente aplicada por los controladores de transformador LTC y los reguladores de voltaje de línea para controlar el voltaje en el sistema de distribución basado en la corriente de línea).

Bajo cierto nivel considerable de carga, un generador inmediatamente aguas abajo reduce la carga observada desde el lado del control de compensación de carga, lo que hace que el regulador establezca menos voltaje al final del alimentador, como se muestra en la Figura 13 [5] [12].

Hay dos posibles soluciones frente a este problema: la primera solución es mover la unidad de DG al lado aguas arriba del regulador, mientras que la segunda solución es agregar controles de regulador para compensar la salida de DG. [12]

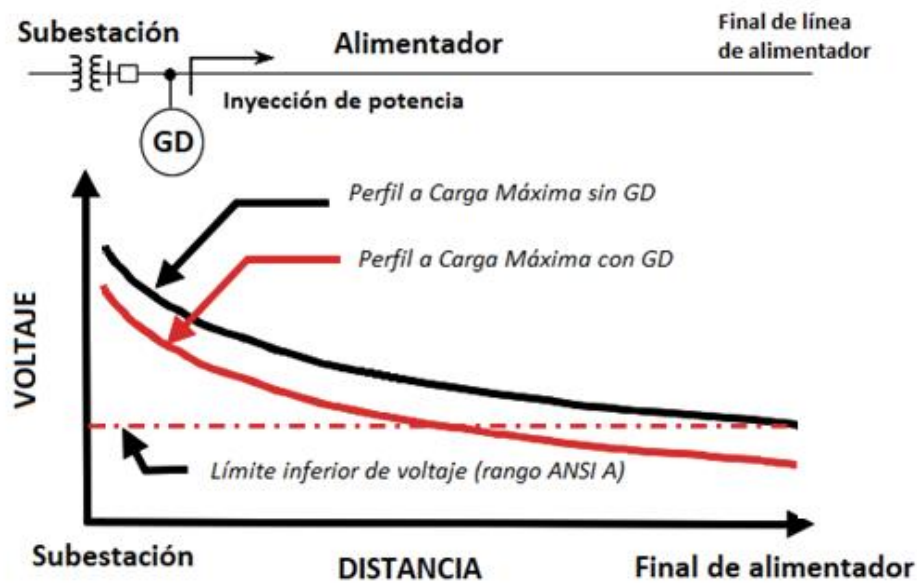


Figura 13 Generador instalado aguas abajo del transformador LTC, inyección hacia la carga.

Ahora un GD que inyecta más potencia que la requerida agua abajo del punto de conexión. Esta situación puede causar una sobretensión debido a una inyección excesiva de energía activa y reactiva, generando flujo de potencia con dirección inversa a la natural. Bajo carga ligera para una ubicación donde el voltaje primario ya es alto, un pequeño aumento de voltaje puede ser suficiente para empujar el voltaje por encima de los límites del rango de voltaje establecido. Como se muestra en la Figura 14.

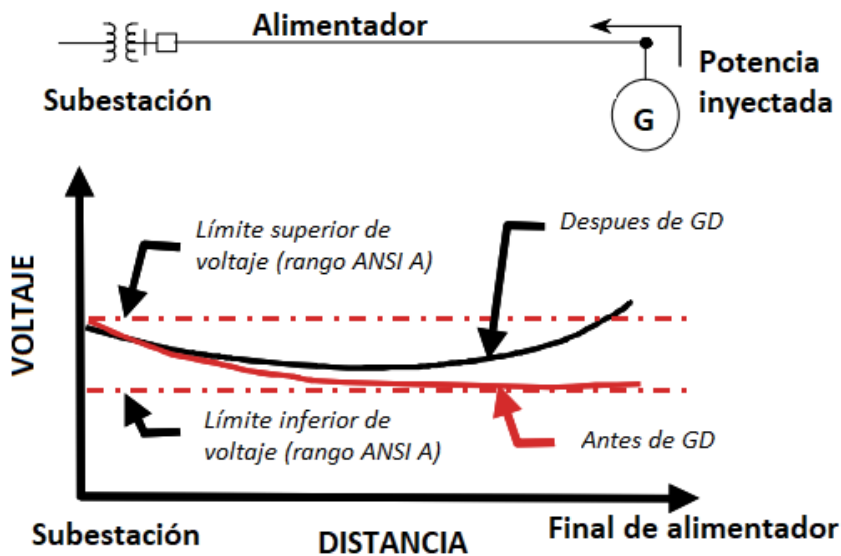


Figura 14 Generador instalado aguas abajo del transformador LTC, inyección hacia la red convencional

Para cualquier unidad GD de pequeña escala (<10MW), el impacto en el alimentador primario es insignificante [12].

2.2.4.3 NIVEL DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

La red de distribución está sometida a diferentes cambios como la conexión de nuevas cargas y/o conexión de nuevas fuentes de generación. Estos cambios en la red pueden dar lugar a incrementos en los niveles de fallos [13]

La presencia de GD en una red crea un aumento en las corrientes de falla en comparación con las condiciones normales en las que no hay ninguna fuente de energía distribuida instalada en la red [12]. Esto influirá en el funcionamiento de varios dispositivos de protección contra las sobre corriente como fusibles o relevadores (que han sido seleccionados para valores de fallo determinados, tienen tolerancias en el rango del nivel de fallo) [5] [13]. Los niveles de cortocircuito en la red estarán mayormente alterados en función de la capacidad de la GD y de la proximidad del punto de fallo en la red al punto de conexión del generador.

Por ejemplo, en la Figura 15 se muestra el esquema de protección de una red donde debe darse la coordinación de fusible con interruptor (fuse-saving). En esta situación, el objetivo es que el interruptor aguas arriba elimine la falla antes de que el fusible se abra. Para que exista coordinación entre estas protecciones, el tiempo mínimo de fusión del fusible debe ser superior (levemente) al tiempo de disparo (disparo instantáneo) del interruptor aguas arriba. Si la corriente de falla aumenta (al conectar GD), el tiempo mínimo de fusión puede ser

significativamente más corto que el tiempo de disparo del interruptor, y en este caso ya no habrá coordinación [5].

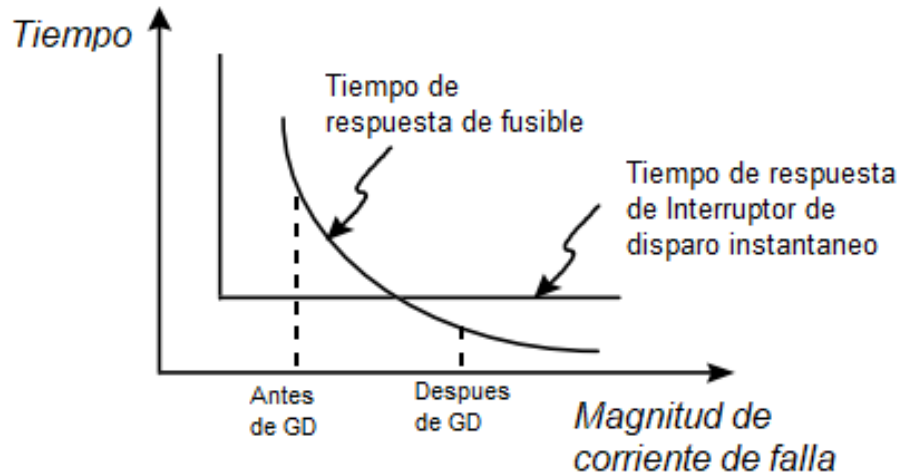


Figura 15 curva de disparo fusible con interruptor

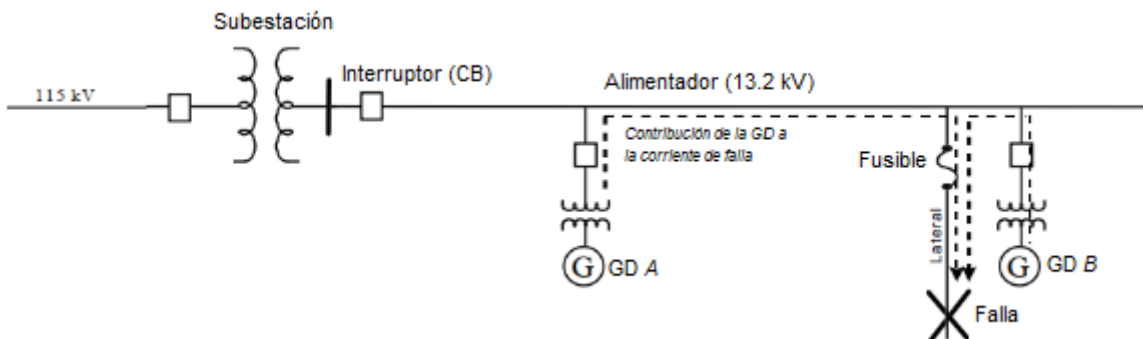


Figura 16 Esquema de protección de una red donde debe darse la coordinación de fusible con interruptor (fuse-saving).

La naturaleza de la GD también afecta los niveles de cortocircuito. En general, la contribución de los generadores síncronos al nivel de fallo es alta, la de los generadores de inducción es baja y la de los generadores de corriente en DC (generalmente paneles fotovoltaicos) acoplados al sistema a través de equipos electrónicos, es muy baja [12] [13].

2.2.4.4 PERDIDAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

La GD puede tener un impacto en las pérdidas de potencia que puedan darse en la red. Una ubicación adecuada de los generadores distribuidos en la red de distribución puede tener un impacto positivo reduciendo las pérdidas, caso contrario ocurre si la ubicación es inadecuada.

Según [12], ubicar unidades de GD para minimizar las pérdidas tiene un efecto parecido a ubicar bancos de capacitores para reducir las pérdidas. la diferencia es que la GD afecta a los flujos de potencia activa y reactiva mientras que los bancos de condensadores solo afectan al flujo de potencia reactiva.

Para la integración de unidades de GD debe considerarse los límites de capacidad del alimentador ya que ésta puede estar limitada por sus características térmicas que no deben excederse. Generalmente se asume que las pérdidas disminuyen cuando la generación está próxima al sitio de carga. Sin embargo, como se mencionó, el aumento local del flujo de potencia en cables de baja tensión puede tener consecuencias no deseadas debido a las características térmicas de éstos.

2.2.4.5 OTROS EFECTOS TÉCNICOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

La integración de GD puede traer consigo la inyección de armónicos en la red. Los armónicos producidos pueden ser generalmente producidos por generadores síncronos y de inducción (y transferidos a la red según sea la conexión del transformador de interconexión), y por inversores de potencia monofásicos o trifásicos conmutados a la red. Normalmente, comparando la contribución armónica de la GD con los otros impactos que la GD puede tener en el sistema eléctrico, se concluye que no son un gran problema [5] [12].

Otro efecto común que puede encontrarse con unidades de generación distribuida son los parpadeos (flickers), que tienen lugar cuando la generación o la carga cambia rápidamente y provoca voltajes fluctuantes, debido, por lo general, a que el sistema no es demasiado robusto. Algunas de las tecnologías que pueden provocar parpadeos son [5].

- Sistema Fotovoltaico, debido al cambio en la incidencia solar sobre las celdas por condiciones climáticas, cuando no se tiene una buena regulación en la salida de dicho sistema.
- Turbinas eólicas, debido a las condiciones climáticas las velocidades del viento pueden provocar cambios en los niveles de producción de energía.
- Motor de combustión interna, si es alimentado con combustible de baja calidad o hay desajustes en la máquina puede provocar potencias de salida que cambian rápidamente.

2.2.4.6 BENEFICIOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La GD ha ido creciendo en los últimos años debido a diferentes ventajas que presenta. Principalmente, que si se basa en energía renovable reduce el impacto ambiental y permite aprovechar las fuentes de energía a nivel local. Algunos recursos naturales que pueden ser aprovechados (corrientes de agua, corredores de viento) pueden estar ubicados a grandes distancias de las redes de transmisión y poseer un pequeño potencial de generación, por lo que no resulta viable económicamente construir líneas de interconexión a alta tensión. Dado que las redes de distribución tienen mayor penetración geográfica puede ser factible aprovechar los recursos para producir pequeñas cantidades de energía, inyectándola directamente a una red de distribución.

Un beneficio de la GD desde la perspectiva de la empresa transmisora o distribuidora es que potencialmente puede aliviar la carga en el sistema de transmisión y distribución y en el sistema de generación. Implementar GD bien dimensionada para reducir la carga en sistemas puede, en ocasiones, evitar hacer inversiones demasiado altas en nueva infraestructura para la transmisión de energía y en generación a granel. Idealmente, esto reduce las pérdidas y también puede tener beneficios de confiabilidad y calidad de energía.

Lograr todos estos beneficios es muy difícil de capturar en la práctica. El GD debe cumplir con varios criterios operativos relacionados con la protección, el control de voltaje, el parpadeo, etc., además de estar idealmente ubicado, dimensionado y enviado en el momento correcto. A esto se le agrega que la GD con recursos solares y eólicos pueden ser impredecibles en su comportamiento de salida debido a las condiciones climáticas. Aun así, el soporte parcial de la GD a la red puede ser muy beneficioso [5].

2.3 SOBRE LAS MICRORREDES

Una microrred comprende un sistema de distribución con recursos energéticos distribuidos, estos sistemas tienen la capacidad de operar de forma autónoma (modo aislado) o conectado a la red, estos sistemas proporcionan beneficios con respecto al sistema convencional si se gestiona y coordina de manera eficiente.

A medida que la demanda de energía crece debido a otros factores, se vuelve necesario cubrir esa carga teniendo en cuenta que un sistema de distribución de energía convencional no es capaz de incrementar la distribución de energía a gran escala. Es acá donde se aplica una microrred y la generación distribuida.

A la hora de implementar una microrred, se busca brindar una calidad de servicio en contraste al servicio universal proveído por la red pública. Una microrred también tiene la posibilidad de

integrar sistemas de gestión de demanda dando prioridad más alta a ciertas cargas o más baja sobre un grupo determinado de cargas.

En la ilustración se presenta un esquema de microrred.

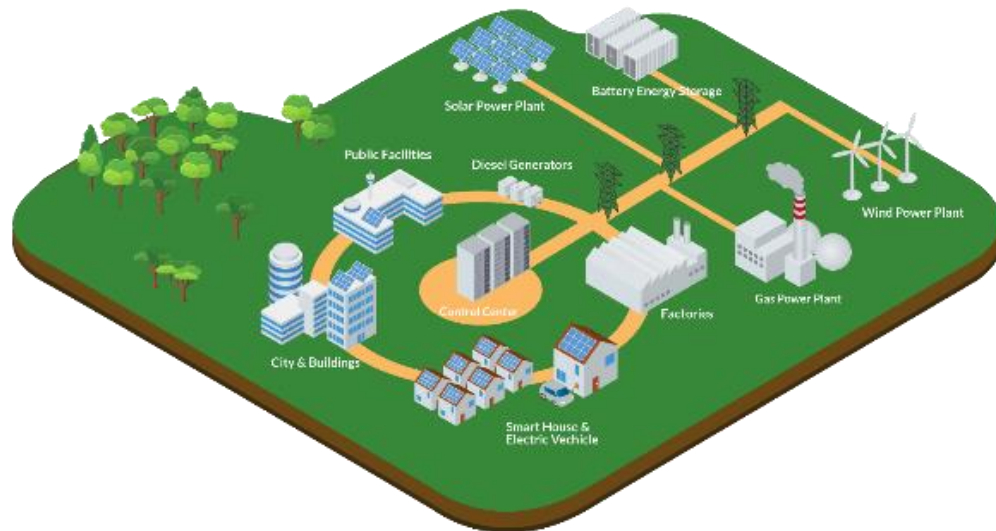


Figura 17: Esquema de una microrred.

Una microrred es constituida por cargas, en algunos casos una parte de ella es controlable por una serie de Recursos Distribuidos, todos estos recursos son controlados por el administrador de la microrred para optimizar el funcionamiento.

Si por un lado tenemos los sistemas de generación de respaldo las microrredes no están situadas dentro de este grupo, mientras que los sistemas de generación de respaldo son capaces de brindar un suministro de electricidad a la red eléctrica principal este servicio es temporal, por otro lado tenemos a las microrredes que brindan múltiples beneficios y son más flexibles, entre los beneficios que podemos tener están: mayor confiabilidad, mayor calidad de energía mediante la gestión de cargas de forma local; diversificación de las fuentes de energía, disminución en los costos de transmisión y distribución.

Cosas a tener en cuenta en una microrred:

La ubicación de los generadores y las cargas tiene mucha importancia en comparación con los modelos de convencionales donde la ubicación de los generadores en su mayoría no es considerada.

Las microrredes se encuentran normalmente en la red de Baja Tensión, pero se pueden conectar a la red de Media Tensión con fines de interconexión.

Las microrredes operan la mayor parte del tiempo conectadas a la red, en algunos casos esta misma está diseñada para funcionar en modo isla cuando se dan fallas en la red principal.

Las microrredes que operan en modo isla de forma continua deben tener suficiente capacidad de almacenamiento y una generación robusta que soporte los picos de corrientes demandados.

2.3.1 SOBRE LA MICRORRED TÍPICA

En la Figura 18 se muestra una estructura típica de microrred de CA de bajo voltaje. Se pueden observar, dos alimentadores y un dispositivo de almacenamiento de energía están conectados al lado de bajo voltaje (LV). Se representan los recursos de energía distribuibles y no distribuibles que suministran energía en CA o CC.

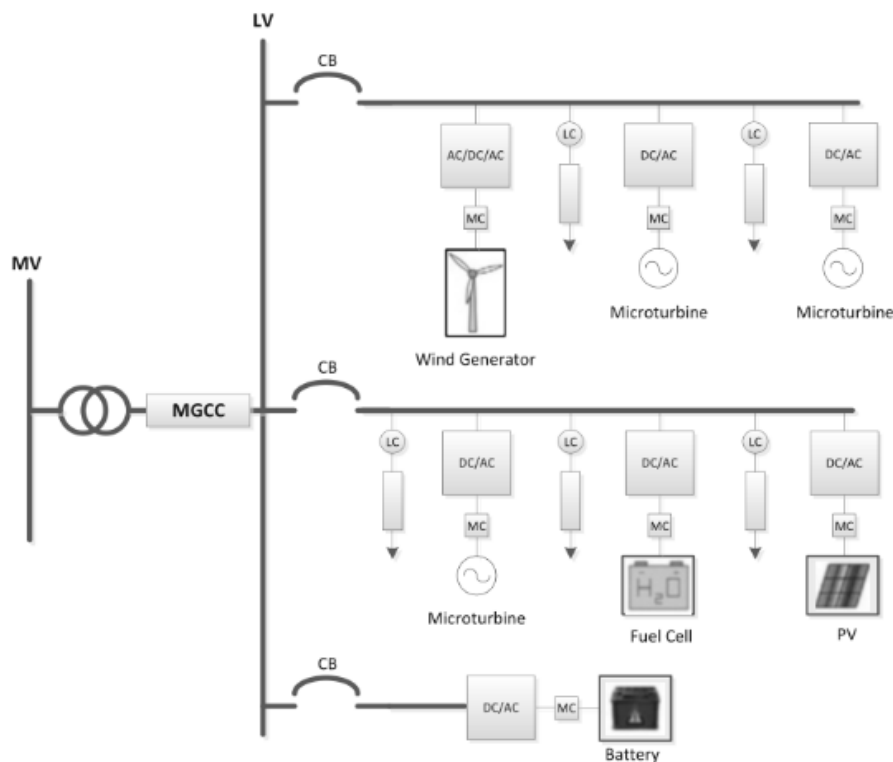


Figura 18 Microrred típica

Como la estructura considerada para la microrred transmite energía a través de CA, se utilizan convertidores electrónicos de potencia para ajustar las fuentes de CC y realizar la transformación CC / CA.

La conexión a la red principal en el lado de media tensión (MT) se realiza a través del punto de acoplamiento común. Un disyuntor permite desacoplar la microrred de la red principal en caso

de perturbaciones, cambiando el funcionamiento a modo aislado. Puede haber otros disyuntores intermedios que permitan seccionar otras partes del sistema.

El control de la microrred se realiza jerárquicamente. Las microrredes (MG), el controlador de micro fuentes (MC) y el controlador de carga (LC) son responsables de conectar y controlar fuentes distribuidas y cargas controlables a las ramas.

Los MC y LC operan a nivel local, mientras que el controlador central de microrred (MGCC) opera como un dispositivo de gestión central. El sistema de gestión de distribución (DMS) debe poder intercambiar información con MGCC para lograr mejoras en la operación del sistema de distribución.

Controlador central de microrred: Realiza un control centralizado y es responsable de administrar la energía comprada / vendida para minimizar las emisiones y pérdidas de energía, maximizar la eficiencia operativa de la microrred y proporcionar lógica de isla o restauración de suministro a través de la red eléctrica. Además, MGCC es responsable de mantener el voltaje y la frecuencia dentro de un rango de valores especificados. El funcionamiento óptimo se logra enviando los ajustes de la señal de control a los MC y LC.

Controlador de micro fuente: mediante el uso de información local, MC debería poder controlar el voltaje y el flujo de energía en respuesta a cambios de carga o perturbaciones. La rapidez en la respuesta y la capacidad de ajuste independientemente del tipo de fuente conectada son otras características principales.

Controlador de carga: Realiza el control en cargas controladas mediante la conexión / desconexión de ciertos equipos en ciertos períodos predeterminados. LC también alivia las condiciones operativas desfavorables de la microrred.

Los controles enumerados nos permiten un funcionamiento flexible y seguro. El funcionamiento de las microrredes se puede realizar de forma conectada a la red o en modo aislado. No debemos dejar de lado que, para lograr estos fines, las microrredes cuentan con equipos y sistemas de control adecuados para funcionar en estos modos de operación, de manera que la electricidad se entregue a los clientes de manera ininterrumpida y de calidad.

2.3.2 MODOS DE OPERACIÓN TÍPICOS

A continuación, se listan algunas de las características de cada modo de operación.

Modo conectado a la red: debido a la conexión a la red principal, la energía faltante de la microrred debe ser suministrada por la red principal. Además, el exceso de energía debe enviarse a la red principal, apoyando la red a través de una serie de servicios auxiliares, como regulación de voltaje y reserva de energía. La microrred opera enviando y recibiendo energía según las condiciones de carga y generación. La red principal determina voltaje y frecuencia.

Modo autónomo: la operación de isla de microrred puede ser intencional o involuntario [31]. La isla intencional puede ocurrir en casos de mantenimiento programado o cuando la calidad de la energía de la red puede poner en peligro el funcionamiento de la microrred. Por otro lado, la isla no intencional ocurre debido a fallas, contingencias u otros eventos no programados. El modo de operación en isla permite la continuidad del suministro, lo que representa ahorros de costos y mejoras de confiabilidad.

Sin embargo, requiere, por ejemplo, que la capacidad de generación en la microrred sea mayor que las cargas críticas. En este modo de operación, las fuentes de generación distribuida determinan el voltaje y la frecuencia. La transición entre los modos de funcionamiento debe realizarse sin problemas y no provocar inestabilidad del sistema. El proceso de reconexión o desconexión debe ser autónomo, es decir, la microrred debe contar con algoritmos inteligentes para identificar el momento más adecuado para realizar la transición entre modos de operación.

Además, en algunos casos donde la generación disponible es suficiente para abastecer las cargas prioritarias, es necesario realizar el deslastre de carga de algunas cargas no prioritarias durante la transición.

2.3.3 TIPOS DE MICRORREDES

Podemos hacer dos clasificaciones de microrredes [14]

- Clasificación proporcionada por el Microgrid Institute
- Clasificación proporcionada por el estándar IEEE 1547.4-2011

2.3.3.1 CLASIFICACIÓN PROPORCIONADA POR EL MICROGRID INSTITUTE

El Microgrid Institute proporciona una clasificación que depende de la autonomía operación y magnitud de la red de la microrred. Se presentan a continuación:

Microrred de campus integrada en servicios públicos:

Completamente interconectados con una red de servicios eléctricos locales, pero también pueden mantener algún nivel de servicio aislado de la red, como durante un corte de en la red eléctrica. Los ejemplos típicos sirven a campus universitarios y corporativos, prisiones y bases militares.

Microrred comunitaria:

Se utiliza para suministrar los servicios esenciales de una comunidad formada por varios consumidores.

Microrred aislada:

Es cualquier microrred no conectada a la red eléctrica que solo funciona en modo isla. Ejemplos de este caso son las redes de islas o redes en lugares lejanos.

Nano-redes:

Es el caso más simple de una microrred. Está formado por un edificio singular como una fábrica, un centro comercial, una facultad u otros sistemas como bombeo estaciones.

2.3.3.2 CLASIFICACIÓN PROPORCIONADA POR EL ESTÁNDAR IEEE 1547.4-2011

Esta clasificación se hace a partir de los modos operativos de una microrred se especifica en el estándar IEEE 1547.4-11, la cual se hace dependiendo de donde las cargas y los recursos distribuidos (DR por sus siglas en inglés) se encuentran conectados a la red de distribución y se ordena de menor a mayor magnitud del sistema de islas.

Esta clasificación se basa en el sistema de distribución estadounidense.

Isla EPS local (Facility Island)

La microrred está constituida por generación y carga dentro de una instalación del cliente. La configuración también se conoce como Facility Island. El sistema tiene PCC (Point of common coupling) y Funciona en modo isla para alimentar la carga cuando hay una pérdida de suministro de la zona EPS.

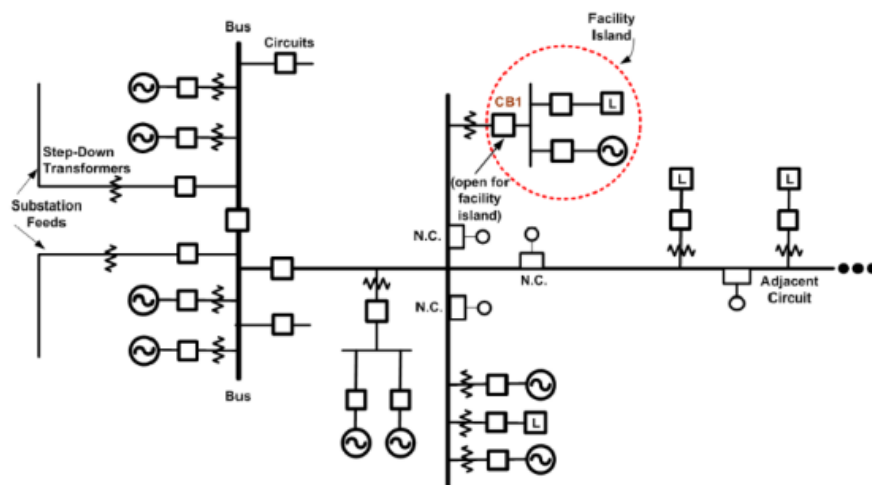


Figura 19 Facility Island

Isla secundaria

En ese caso, la microrred está formada por la carga de varias instalaciones de consumo y una o más DR conectados al mismo sistema secundario (Sistema secundario: sistema eléctrico conectado a un solo lateral de distribución a través de un transformador de fase.). Algunas islas secundarias podrían conectarse al mismo y único lateral de distribución.

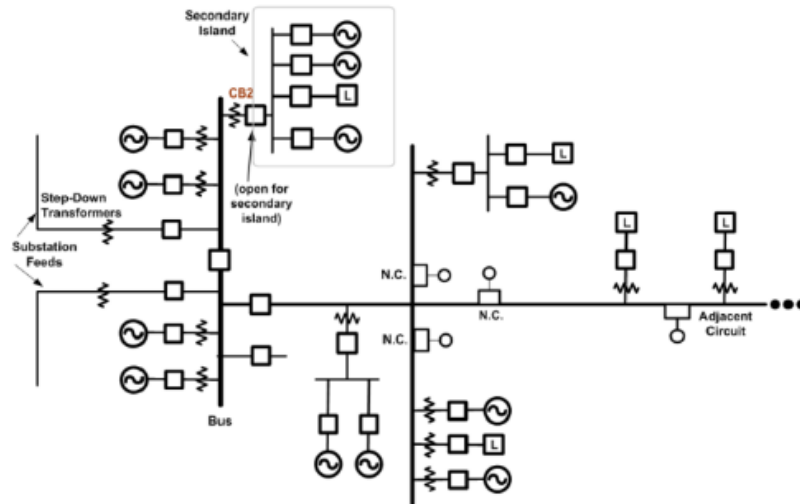


Figura 20 Isla secundaria

Isla lateral

La isla lateral está formada por cargas y DR conectados a un único bus de distribución. Cuando hay una pérdida de suministro en el único bus de distribución, los DR podría servir a las cargas de la isla.

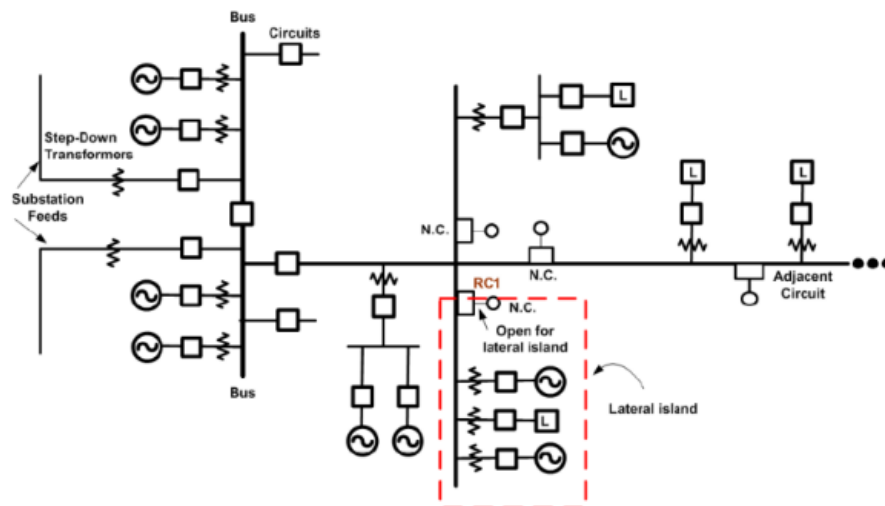


Figura 21 Isla lateral

Circuito Isla

En ese caso, la microrred está constituida por laterales de distribución simple con DR y cargas con configuraciones como las vistas antes, y cargas y DR conectados directamente a un circuito de distribución simple (Circuito de distribución único: es el trifásico de 4 hilos multi-aterizado) procedente del bus de subestación.

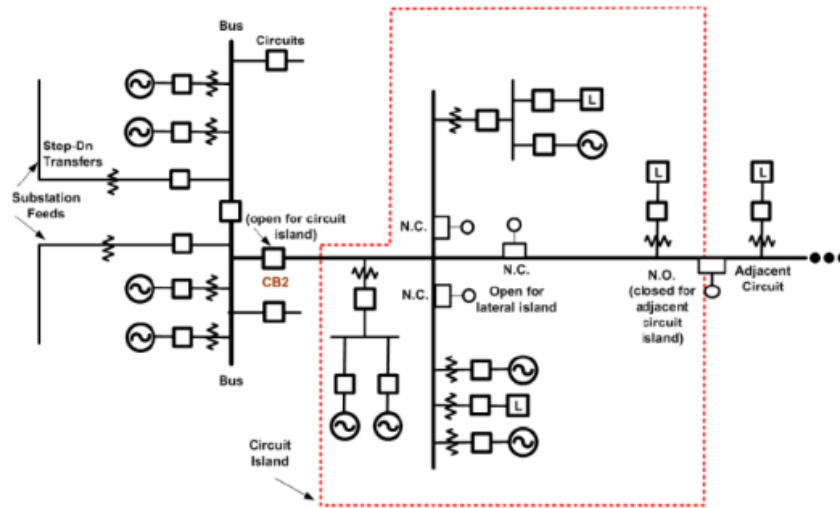


Figura 22 Circuito isla.

Bus-subestación Isla

La isla de bus-subestación está formada por el sistema servido desde un solo circuito de distribución y DR conectados al bus de la subestación. Esta configuración permite alimentar el circuito de distribución cuando hay una pérdida de suministro desde la subestación o una falla en el transformador de distribución.

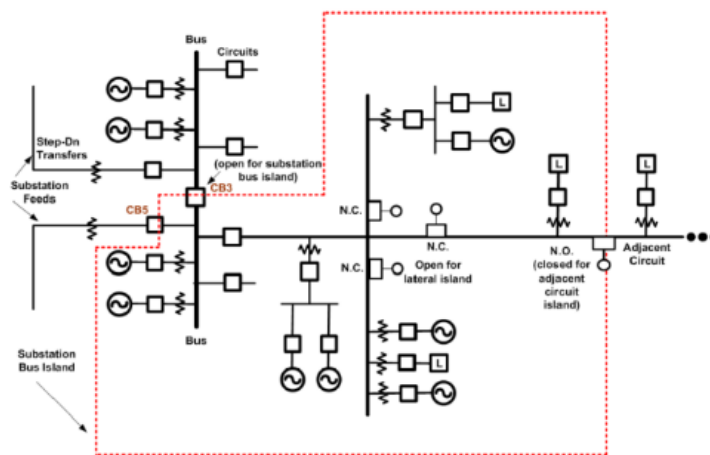


Figura 23 Isla bus-Subestación

Subestación Isla

La subestación isla está constituida por carga normalmente servida desde una sola subestación. Con esta configuración es posible alimentar la carga de la subestación cuando ocurre una pérdida de suministro debido a que la subestación está fuera de servicio o un transformador está fuera de servicio y el otro transformador no puede asumir toda la carga demandada. Incluso la subestación Isla podría resolver problemas de sobrecarga y voltaje en las alimentaciones de la subestación.

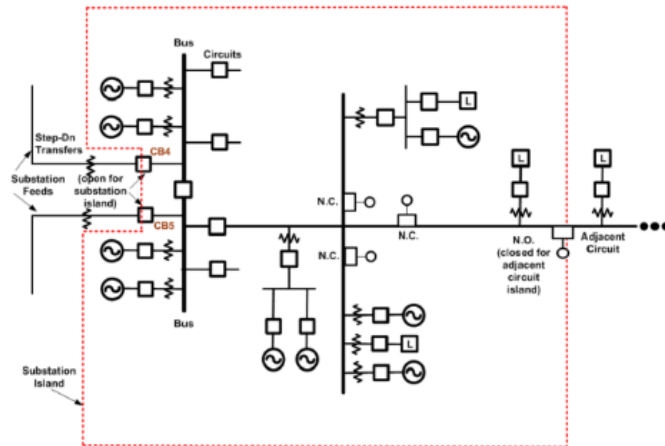


Figura 24 Subestación isla.

Isla de circuito adyacente

La isla de circuito adyacente está formada por una isla de subestación que sirve carga desde un circuito adyacente. Esta configuración se puede realizar cuando hay una isla de subestación y surge una pérdida de suministro en el circuito adyacente.

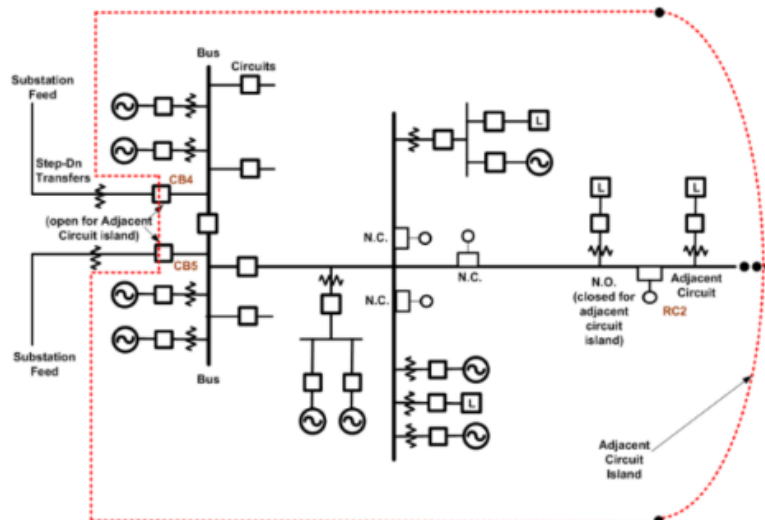


Figura 25 Isla de circuito adyacente.

2.3.3.3 Microrredes en corriente directa o continua

En esta clasificación la haremos por tipo de corriente, entonces tendremos.

- Microrredes en corriente directa.
- Microrredes en corriente alterna.

Los sistemas de corriente continua se usan en sistemas de distribución de la industria para poder alimentar cargas electrónicas de alta sensibilidad, en las infraestructuras de telecomunicaciones y transmisiones punto a punto para largas distancias.

Actualmente una gran parte de las cargas eléctricas trabajan con electrónica de potencia, las cuales necesitan corriente continua para su funcionamiento, si es un sistema AC es necesario una conversión de AC a DC, para este propósito se utilizan rectificadores que poseen una eficiencia muy baja.

Cuando es un sistema de transmisión en AC, si se genera corriente DC en la mayoría de los casos debe convertirse en AC para poder sincronizarse con la red eléctrica convencional y esta para su uso debe nuevamente convertirse a DC para algunas aplicaciones, este proceso implica pérdidas muy grandes de energía.

Ventajas que presentan las microrredes en DC son:

- Bajas pérdidas.
- No hay existencia de potencia reactiva.
- No existe la corrección del factor de potencia.
- No existen armónicos.

Desventajas que presentan las microrredes en DC son:

- Uso de sistemas de protección más complejos.
- Se requieren niveles de tensión más alto.

2.4 INTEGRACIÓN DE LOS RECURSOS DISTRIBUIDOS

2.4.1 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS GENERALES

La integración exitosa de los recursos distribuidos a la red requiere de una coordinación efectiva con los diseños del sistema y con las prácticas de operación. Esto significa que las funciones de control y relés de protección de los generadores, la conexión a tierra, la configuración del transformador, las características de la forma de onda de salida y otras características técnicas deben ser apropiadas para el diseño del sistema de distribución y las características operativas.

Hay tres elementos clave asociados a la integración de los recursos distribuidos en los sistemas eléctricos [5].

- *Las prácticas de interconexión:* Son aquellas cuestiones relacionadas con los tipos de relés de control, conexión de transformadores, interruptores de desconexión y equipo especial de las tecnologías específicas de recurso distribuido, empleados para el correcto funcionamiento de éstas.
- *Impactos del diseño y la operación del sistema:* Se refieren a cómo el sistema de energía eléctrica se ve afectado por los recursos distribuidos. Esto incluye impactos tales como regulación de voltaje, parpadeo, armónicos y confiabilidad. Estos tipos de impactos pueden involucrar estudios tales como análisis de flujo de carga, armónicos y cortocircuitos.
- *Comunicación y control:* Abordan la necesidad de que los datos y las señales de control se transfieran desde y hacia el equipo de RD, y a otros equipos del sistema de energía eléctrica y/o centros de control, según sea necesario para el funcionamiento seguro y eficaz de estos sistemas.

2.4.2 CONDICIÓN DE SINCRONISMO

La sincronización de un generador al sistema de potencia debe ser hecha cuidadosamente, antes de cerrar el interruptor de potencia que conecta el generador aislado con el sistema de potencia se debe verificar que la frecuencia y el voltaje coincidan estrechamente y el ángulo del rotor debe ser cercano al ángulo de fase instantáneo del sistema.

Antes de cerrar el interruptor de potencia que une al generador con el sistema de potencia, la velocidad de rotación de los campos magnéticos y, por lo tanto, la frecuencia del voltaje inducido en el estator es gobernado por la velocidad del rotor. Una vez el interruptor de potencia se cierra, la velocidad de rotación del campo magnético es gobernada por la frecuencia del sistema de potencia, entonces, el rotor y el pri-motor deben cambiar su velocidad y posición casi instantáneamente para unirse al sistema de potencia. En la unión del generador con el sistema

de potencia se provocarán torques para ajustar las masas giratorias a los parámetros de la red, esos torques transitorios si son muy elevados que pueden provocar daños al generador además de desestabilizar las variables del sistema de potencia al generar oscilaciones considerables de los parámetros eléctricos, respecto de los valores nominales, durante el lapso de tiempo en el cual el generador se frena o acelera para unirse al sistema de potencia.

Tradicionalmente, el sistema de control del generador incluye un panel de sincronización. Este panel incluye indicadores de voltaje, ángulo y deslizamiento y da una orientación al operador sobre que ajustes debe hacer al gobernador y al excitador, y cuando las condiciones son aceptables para cerrar el interruptor de potencia. Generalmente este proceso es realizado de forma automática [15] .

El estándar IEEE C50.12 y C50.13 provee los requerimientos de sincronismo a cumplir. Los límites dictados son

- Angulo: $\pm 10^\circ$
- Voltaje: 5% máx.
- Deslizamiento: ± 0.067 Hz
- Misma rotación angular

Por otro lado, el generador constituye una gran fuente dinámica de potencia reactiva. Si el excitador está en modo manual durante la sincronización y el voltaje del generador es más bajo que el voltaje del sistema, puede causar una caída de voltaje al sistema de alimentación local si el sistema conectado no puede suministrar los VAR para mantener el voltaje. La cual es peor si el excitador está en modo de regulación de voltaje durante la sincronización. Tan pronto como la unidad se sincronice con el sistema, el regulador de voltaje podría retroceder inmediatamente la excitación para tratar de bajar el voltaje a su punto de ajuste, lo que da como resultado una condición extremadamente subexcitada. El campo magnético débil puede hacer que la máquina no se sincronice o se retire del sincronismo poco después de la sincronización [15].

3 CAPITULO III: SIMULACION Y ANÁLISIS DEL MODELO DE MICRORRED

3.1 INTRODUCCIÓN

Como se describió en los capítulos anteriores, las posibilidades o variantes que tienen lugar en las microrredes eléctricas son muchas: las topologías de la microrred, las fuentes de generación, los medios de almacenamiento, las cargas, y la interacción de todo el sistema.

En el país se produce energía eléctrica desde varios tipos de fuente y los recursos distribuidos van cada vez en aumento [16]. La producción de energía por medio de sistemas fotovoltaicos ha tenido el mayor crecimiento en cuanto a cantidad sistemas instalados en los últimos años, buscando aprovechar el gran potencial que tiene el país respecto a esta producción de energía.

El presente capítulo pretende hacer el estudio del comportamiento técnico de un modelo de microrred interconectada a la red de distribución eléctrica, aprovechando las características de irradiación solar que presenta el territorio nacional. La simulación se hace con ayuda del software ETAP en su versión 20.0.

3.2 MODELO DE SIMULACIÓN

3.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MODELO

La red de distribución de Ciudad Barrios, a 13.2 kV, cuyo centro de carga es la Subestación de Ciudad Barrios (SE CB), se deriva del circuito de subtransmisión de la Subestación de maniobra La Estancia a potencial de línea de 46 kV; ésta a su vez es un circuito derivado de la Subestación AT/MT (115/46 kV) Jalacatal de ETESAL. La SE CB alimenta a 2 circuitos principales a tensión de 13.2 kV: los circuitos 309-1-41 y 309-1-42.

El modelo de la microrred eléctrica de Ciudad Barrios se basa en su red de distribución a 13.2kV, tomando como punto de conexión a la red al lado de alta (46kV) de la SE, como se muestra en el esquema de la Figura 28. La deducción de los buses y las cargas para el diagrama esquemático se realizó conforme a la Figura 26 y la Figura 27, tomando en cuenta cargas centralizadas al final de una línea de distribución considerando una longitud significativa de acuerdo a la densidad de carga de cada ramal señalado; basándose en datos proporcionados y leídos en Google Earth.

Para la distribución de carga, la potencia demandada de cada carga (kW, kVAR), se tomó en cuenta los perfiles de carga de los circuitos 309-1-41 y 309-1-42 de EEO¹; se realizó un estudio para determinar la demanda de cada carga del modelo presentado. En la Tabla 5 se muestra el

¹ EEO es una empresa de distribución de energía eléctrica en El Salvador.

detalle de las cargas tomadas en cuenta en el modelo por cada circuito de la SE, los niveles de demanda de cada carga, las distancias de alimentador principal asumido en su equivalente red de distribución.

Distribución de cargas en circuito 41



Figura 26 Circuito 309-1-41 SE Ciudad Barrios.

Distribución de cargas en circuito 42

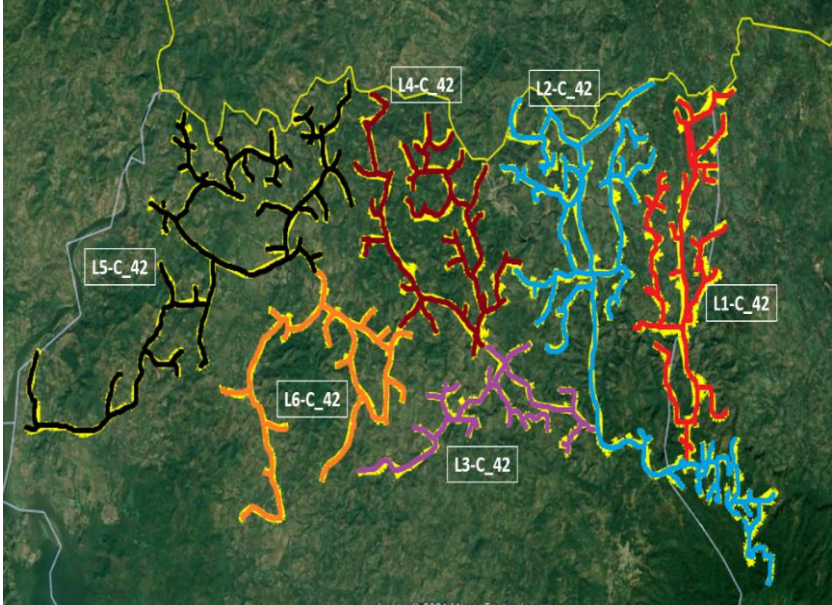


Figura 27 Circuito 309-1-42 SE Ciudad Barrios.

Resumen de cargas

Tabla 5 Resumen de las distribuciones de cargas de los circuitos 309-1-41 y 309-1-42

NOMBRE DE LA CARGA	DEMANDA (KVA)	ALIMENTADOR (Km)
L1_C-41	19.23	2.1
L2_C-41	470.73	3.4
L3_C-41	102.75	5.4
L4_C-41	106.1	6.5
L5_C-41	103.79	5.7
L6_C-41	63.44	7
L7_C-41	34.45	6.8
L1_C-42	178.2	12.6
L2_C-42	468.1	13.8
L3_C-42	104.6	5.9
L4_C-42	386.9	6.25
L5_C-42	266.5	12
L6_C-42	214.4	8.6

Según los datos de irradiación solar, en el país es muy conveniente aprovechar este recurso para la generación de energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos, con lo cual, para el modelo, la presencia de generación distribuida en la microrred se presenta por medio de una planta fotovoltaica de 4 MW de capacidad conectada a un nodo del circuito 309-1-42, que es el circuito con mayor demanda, y además un sistema de almacenamiento de energía con baterías. La inyección de la energía de este sistema se hace por medio de un inversor y un transformador elevador conectado a la microrred.

En la Figura 28 se muestra el diagrama unifilar del modelo de microrred propuesto para el estudio. El diagrama muestra los elementos principales de la microrred, tanto la red en su forma base (sin GD), así como la integración del recurso distribuido.

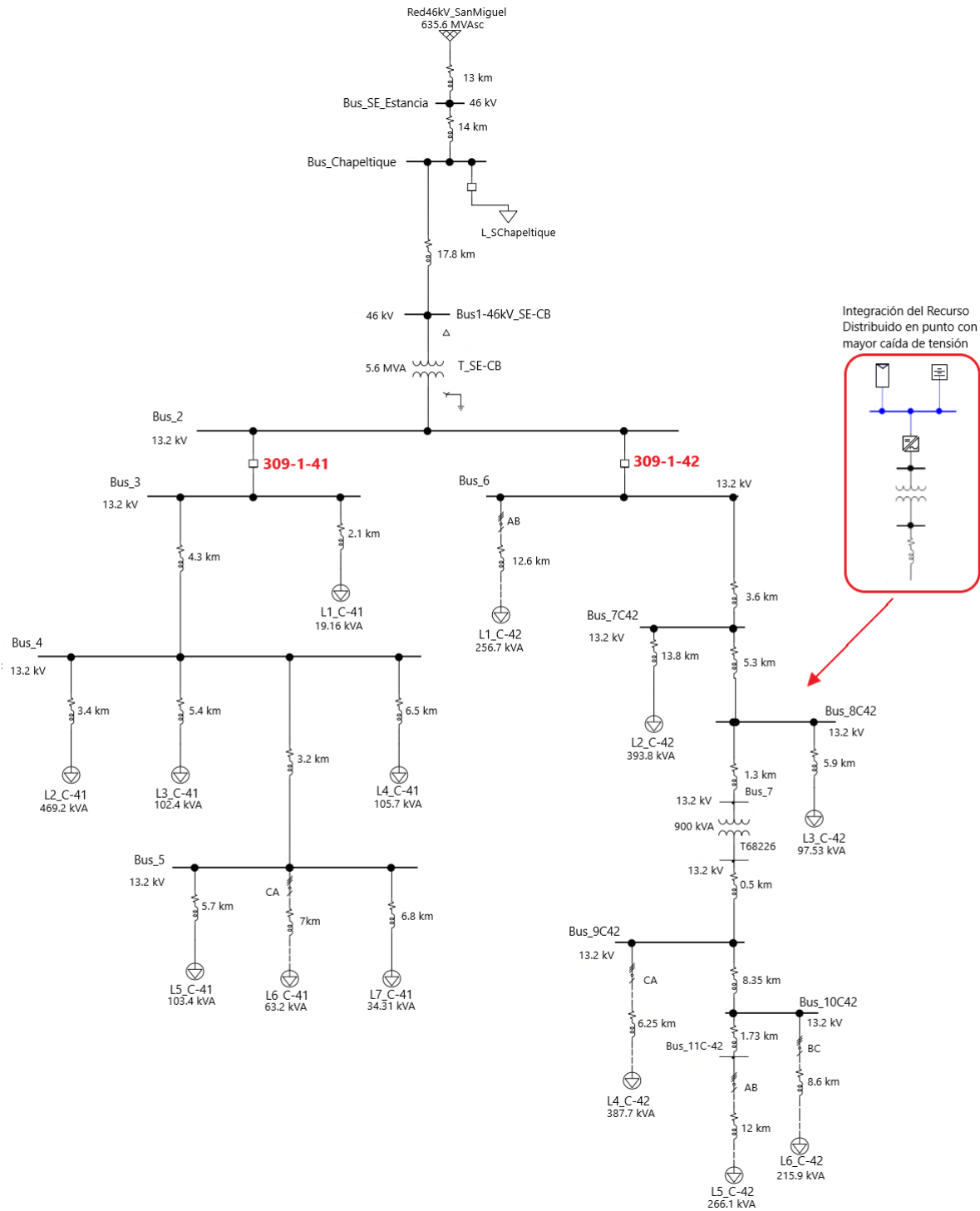


Figura 28 Diagrama unifilar general del modelo de microrred de Ciudad Barrios con la ubicación previa del recurso distribuido.

3.2.1.1 UBICACIÓN DEL SFV

A la hora de seleccionar un terreno para ver la posibilidad de construir una planta de generación fotovoltaica se han de tener en cuenta unos requisitos previos.

A nivel geográfico es básico que el terreno tenga una buena orientación al sur y un horizonte libre de obstáculos, como pueden ser montañas o árboles que pudieran generar sombras y por tanto reducir la producción eléctrica debido a haber menos horas de sol efectivas. Otra buena cualidad sería que el terreno sea lo más plano posible. Aunque en el caso en estudio, el terreno no lo es.

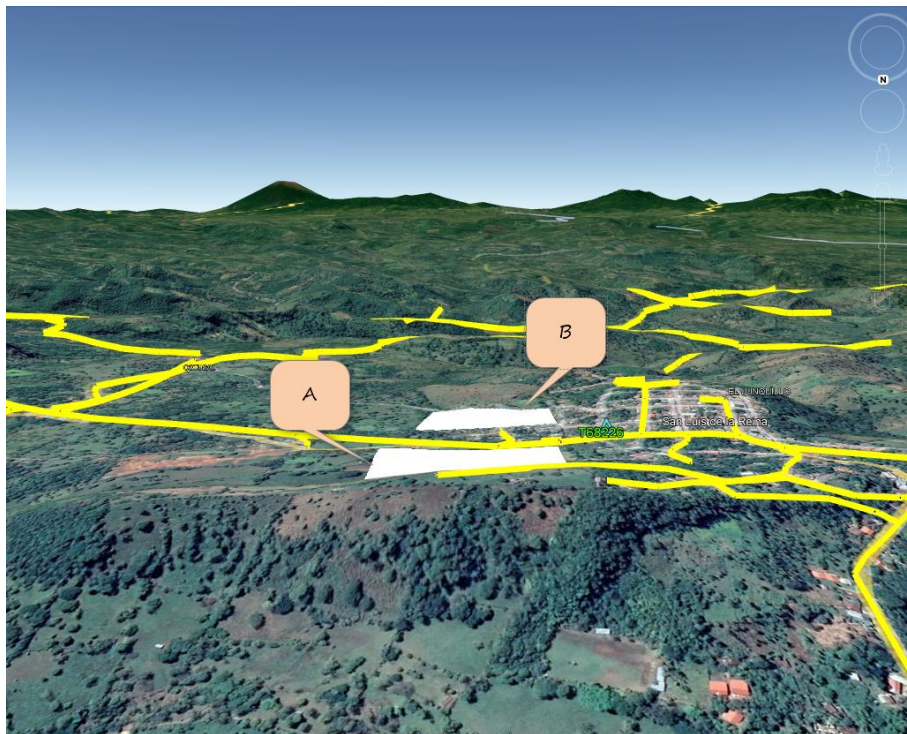


Figura 29 Áreas georreferenciadas en Google Earth.

Las opciones que se consideraron para este estudio son las siguientes.

Tabla 6 Ubicaciones sugeridas para la instalación de la microrred.

Variable/Opción	A	B
Latitud	13°48'59.66"N	13°48'45.93"N
Longitud	88°20'36.58"O	88°20'36.12"O
Área [m ²]	50,000	50,000

Sabemos que, de 100 kW a 5MW, podemos utilizar un área para los proyectos destinados a la generación de energía eléctrica de hasta 5 Ha (Hectáreas). Nuestra planta de generación fotovoltaica es de 4 MW, optamos por un área de 50,000 m² por motivos de la implementación del sistema de baterías y su mejor acomodamiento dentro del terreno.



Figura 30 Áreas a seleccionar para la ubicación de la microrred

Los terrenos propuestos para la instalación de planta de generación fotovoltaica se muestran como polígono A y B, los cuales muestran diferentes áreas y coordenadas. A pesar de que ambos polígonos poseen la misma área, se seleccionó el polígono A, por su mejor ubicación hacia el Sur, está más retirado de la zona residencial, además se encuentra libre de sombras y con una accesibilidad inmediata hacia la carretera, esto por el motivo de transporte de materiales para la planta de generación fotovoltaica.

3.2.2 ELEMENTOS PRINCIPALES DEL MODELO

Equivalente de red:

La interconexión de la red de distribución eléctrica a la red de transmisión se hace por medio de la subestación de potencia. La SE Ciudad Barrios se conecta a la red de subtransmisión a 46 kV y todos los elementos que se encuentran aguas arriba del punto de interconexión se representa como un equivalente de red. El equivalente de red presenta características de niveles de corriente

de falla y de impedancias vistas desde la subestación, y se configuran en el software de simulación.

Cargas:

Las cargas están distribuidas para cada circuito como se muestra en la Figura 26 y la Figura 27, la demanda de cada carga se describe en la Tabla 5, donde también podemos encontrar las distancias equivalentes entre cada bus y la carga. Las cargas del modelo se toman conectadas a media tensión de 13.2 kV y se considera demanda de potencia activa y potencia reactiva según los datos del perfil de carga de la SE Ciudad Barrios. El perfil de carga típico se muestra en la Figura 31, y se obtiene a partir de datos medidos en la Subestación durante una semana.

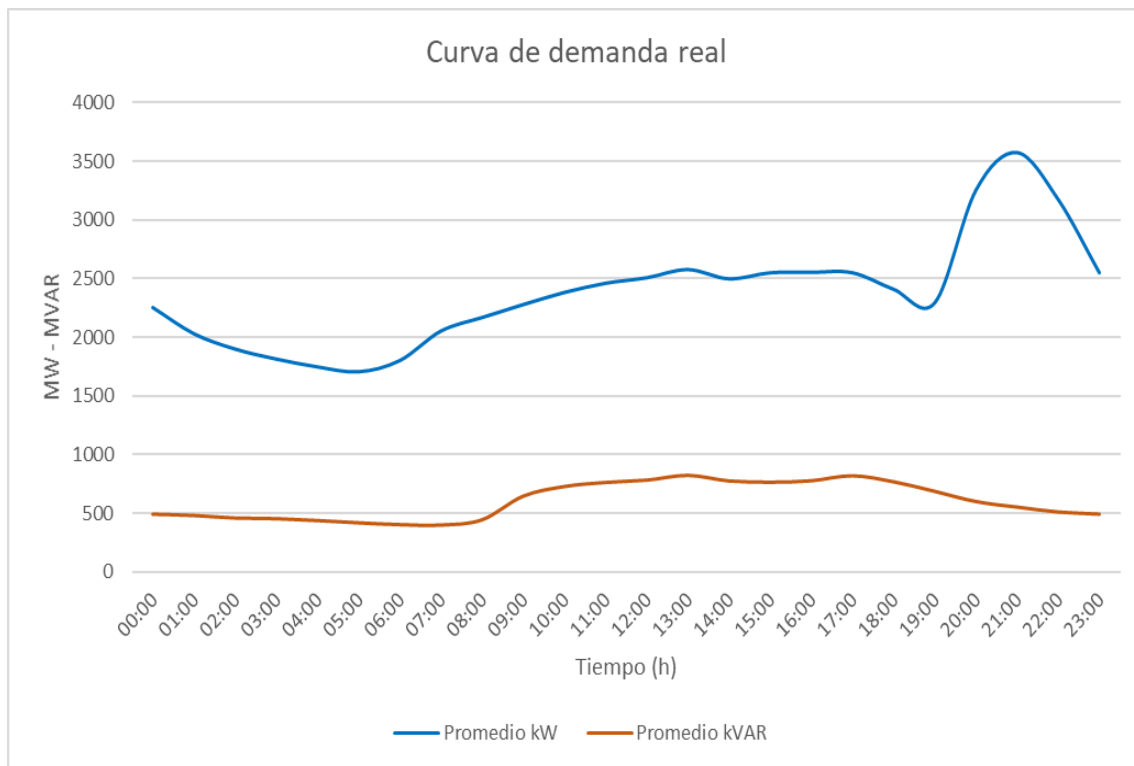


Figura 31. Perfil de demanda típica medida en las cargas conectadas a la subestación Ciudad Barrios.

Buses:

Las conexiones entre los elementos más importantes de la red se hacen a través de los buses o nodos. Los buses son los puntos de referencia para diferentes parámetros eléctricos, adoptan el nivel de tensión de la fuente a la que estén conectados (afectado por las pérdidas en los diferentes elementos) y por ellos pasa la corriente de los elementos conectados aguas abajo en el circuito.

Líneas de distribución:

Las características de las líneas de alimentación del circuito de distribución, o en su defecto del modelo de microrred, son muy importantes para la correcta simulación pues de esto dependerá en gran manera las pérdidas de la red y las caídas de tensión en los tramos de línea. Para el modelo se considera alimentador del tipo ACSR 1/0 y ACSR 2 según el detalle de la red real, y las distancias hacia las cargas se toman hasta donde la densidad de carga es relativamente alta.

El detalle de las distancias entre líneas según las fases y la altura de poste son tomados de la normativa de SIGET en su *Estándar De Construcción De Líneas Aéreas De Distribución De Energía Eléctrica*, para 13.2 kV y 46 kV: Se considera una altura de 9 m para 13.2 kV y 10.2 m para 46 kV, separación entre líneas 13.2 kV 1.118 m y 46 kV 1.449 m.

Transformadores:

El transformador principal (“T_SE_CB” en el esquema) es el que se encuentra en la SE Ciudad Barrios, sus devanados son a 43.8/13.2 kV y las potencias 5.6/7 MVA (ONAN/ONAF).

El transformador en el circuito 309-1-42 funciona como estabilizador de la tensión nominal, cuenta con un cambiador de derivación para tratar de mantener el nivel de tensión dentro de los límites permitidos, y sus devanados son de 13.2/13.2 kV a 900 kVA.

Los transformadores de los sistemas de recursos distribuidos ayudan a elevar la tensión entregada en los terminales de los inversores, conectados a las baterías y a los paneles fotovoltaicos, llevándolos a la tensión nominal 13.2 kV.

Sistema Fotovoltaico

El sistema fotovoltaico que se planea implementar es una planta solar fotovoltaica interconectada a la red, supliendo la potencia que se demanda por los circuitos 309-1-42 y 309-1-41, el área que cubrirá esta planta se prevé de 50,000 m² esto teniendo en cuenta una relación de área/capacidad aproximadamente igual a la Central Fotovoltaica Bosforo 1- Pasaquina. En la Tabla 7 se detallan las características del sistema fotovoltaico implementado en presente estudio.

Tabla 7. Descripción del sistema fotovoltaico.

Panel Fotovoltaico	
ITEM	DESCRIPCION
Marca y modelo de panel fotovoltaico	Canadian Solar CS6U-330P
Máxima Potencia Nominal	330 W
Tensión Nominal (Vmp)	37.2 V

Corriente de operación (Imp)	8.88 A
Voltaje Circuito Abierto (Voc)	45.6 V
Corriente de Corto Circuito (Isc)	9.45 A
Arreglo Fotovoltaico	
Cantidad de Plantas	2
Paneles por Planta	6250
Tensión de salida por planta	930 V
Potencia por Planta	2.06 MW
Cadenas de Paneles en paralelo por Planta	250
Paneles en serie por Cadena	25

Almacenamiento de energía:

El método de acumuladores de energía a utilizar es el electroquímico con las baterías del tipo plomo ácido, se proyecta un funcionamiento promedio de 2 horas/diarias el sistema de almacenamiento estará interconectado con la red convencional/fotovoltaica. Las características del sistema de almacenamiento simulado están detalladas en la Tabla 8 , y la del sistema ideal en el ANEXO A: DISEÑO BANCO BATERÍAS.

Tabla 8. Características del sistema de almacenamiento.

Sistema de almacenamiento con baterías	
Capacidad del sistema	9120 Ah (energía total en 2 bancos)
Cantidad de bancos	2
Capacidad por banco	4560
Celdas por modulo (Baterías)	20 (baterías en serie)
Cantidad de módulos por rack	24 (módulos en serie)
Cantidad de racks por banco de baterías	16 (racks en paralelo)
VDC por celda	2.05 V
VDC por modulo	41 V
VDC por rack	984 V

3.2.3 ESCENARIOS DE OPERACIÓN

Para propósitos del presente estudio se realiza la simulación del modelo en diferentes escenarios que ayuden a observar el comportamiento de la red ante condiciones donde halla aporte de los recursos distribuidos y donde no. En la Tabla 9 se detallan los escenarios que se consideran en el presente estudio.

Tabla 9 Escenario de operación de la carga.

ESTADO	DESCRIPCION
BASE	Escenario base de la red sin inyección de recurso distribuido.
GD	Inyección de la generación distribuida a la red.
RD	Inyección del recurso distribuido (Generación SFV y Sistema de almacenamiento) a la red.

Las condiciones de operación descritas en la Tabla 9 consideran la microrred con y sin presencia de recurso distribuido. Así el escenario BASE considera los circuitos de distribución (309-1-41 y 309-1-42) en condiciones normales sin la interconexión de ninguna fuente extra de energía que no sea el equivalente Thévenin de red; el escenario GD representa la misma red del caso BASE con la influencia que genera la interconexión de una fuente extra de energía, la Generación Distribuida, que consta de un sistema fotovoltaico; y por su parte el caso RD se refiere a la red del caso BASE con la interconexión de Generación y Almacenamiento Distribuido, es decir, Recurso Distribuido, que para el caso son el sistema fotovoltaico y el sistema de almacenamiento con baterías. Con estos escenarios se busca determinar las condiciones de operación de la red y observar los pros y contras que podría significar la interconexión de generadores y sistema de almacenamiento.

3.3 SIMULACION DEL MODELO EN EL DOMINIO DEL TIEMPO

3.3.1 CONSIDERACIONES PARA LA SIMULACIÓN

Para realizar la simulación del modelo de red, presentado en la sección 3.2, en el dominio del tiempo se tienen las siguientes consideraciones:

- Se ha efectuado una deducción de cargas de un sistema trifásico por lo tanto se asume un sistema desbalanceado.

- Para mostrar los resultados de la simulación de los escenarios en el tiempo se consideran solo las cargas más significativas en cada circuito de la red. La ponderación de demanda de cada carga se muestra en la Tabla 10. Se muestra solamente la variación de la tensión en porcentaje y el comportamiento de la corriente para el periodo simulado.

Tabla 10. Ponderación de las cargas por circuito. Cargas más significativas

Circuitos	KWH	Carga por Circuito	Carga de la SE CB
309-1-41	513254.09	36.95%	36.95%
L2_C-41	268302.76	52.27%	19.32%
309-1-42	875796.59	63.05%	63.05%
L2_C-42	253254.74	28.92%	18.23%
L4_C-42	209327.73	23.90%	15.07%
Total general	1389050.68	100.00%	100.00%

- Se muestra los resultados de los parámetros de todos los buses por circuito, circuito 309-1-41 y 309-1-42.
- El periodo de tiempo simulado es de 7 días. Los días seleccionados corresponden a una semana típica en el perfil de carga de la subestación de Ciudad Barrios, y abarcan del 01/01/2020 al 07/01/2020.
- Los límites de tensión de cada punto de conexión que se consideran como referencia para el análisis de los resultados de las simulaciones, son los establecidos por la Norma De Calidad Del Servicio De Los Sistemas De Distribución de SIGET, y que se muestra en la Tabla 11 a continuación:

Tabla 11. Los niveles máximo y mínimo de tensión, según las zonas de servicio.

NIVEL DE TENSIÓN	ΔV_k		
	Régimen período año 2005 en adelante		
	Urbano	Rural	Aislado
Baja Tensión (≤ 600 V)	± 7 %	± 8 %	± 8.5 %
Media Tensión ($600V < V < 115kV$)	± 6 %	± 7 %	± 8.5 %

Para el estudio se considera que en la red de distribución de Ciudad Barrios hay zonas que se consideran Rural y también zonas catalogadas como Urbanas; y el nivel de tensión nominal será en media tensión a 13.2 kV.

- Para los sistemas de generación y de almacenamiento son considerados los datos descritos en la sección 3.2.2.

3.3.2 CURVA DE DEMANDA DEL SISTEMA

La curva de demanda de los circuitos 309-1-41 y 309-1-42 en el periodo de tiempo de estudio, se muestra en las figuras como resultado de la simulación de la red en el estado BASE. Las curvas muestran la demanda de potencia activa y de potencia reactiva del conjunto de cargas en los circuitos a lo largo del periodo, y la variación de éstas según los horarios de cada día del periodo simulado.

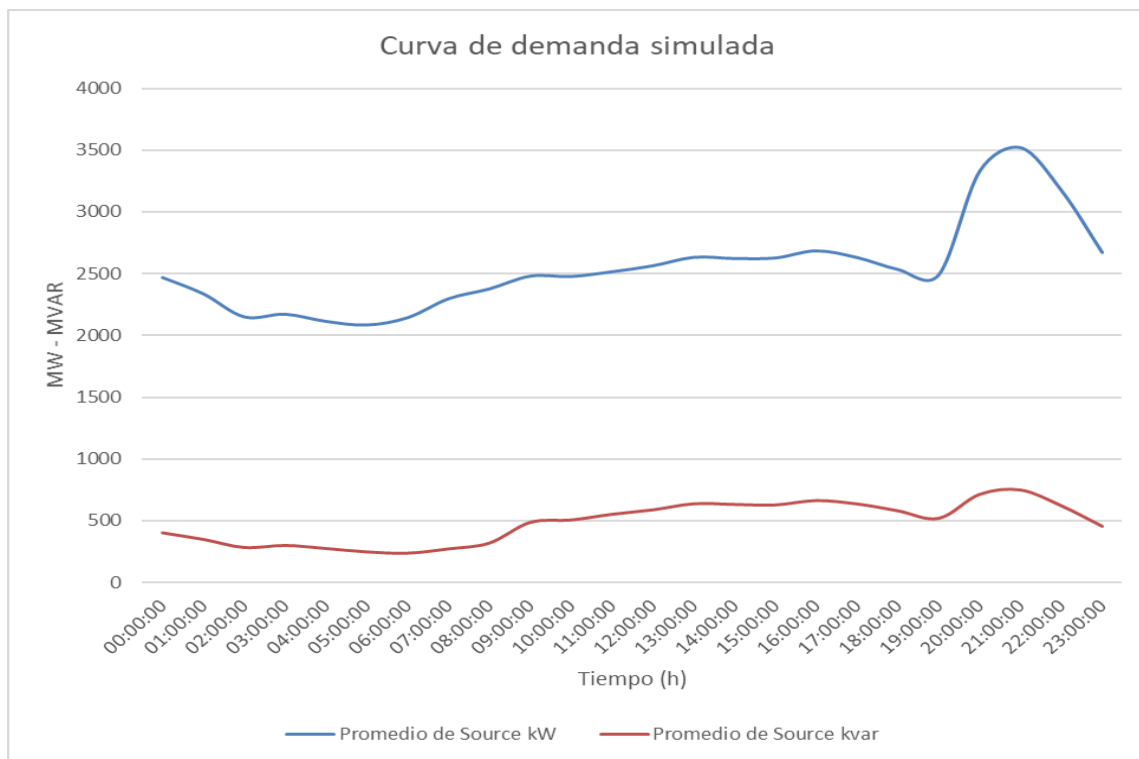


Figura 32. Curva típica de demanda simulada.

La Figura 32 muestra la curva típica de demanda de la red de distribución de Ciudad Barrios, dentro del periodo simulado. La simulación muestra valores muy cercanos a los datos medidos en la subestación, que también se muestran en la gráfica de la Figura 31, por lo que se puede decir que el modelo se asemeja mucho a la realidad.

De la curva se puede visualizar que la demanda máxima se da en horas de la noche entre las 20 y las 22 horas y que su pico de demanda de potencia activa (entre cargas y pérdidas) es de

aproximadamente 3.5 MW y el mínimo esta apenas por encima de los 2 MW. En cuanto a la potencia reactiva los valores promedio demandados oscilan entre los 250 y los 750 kVAR.

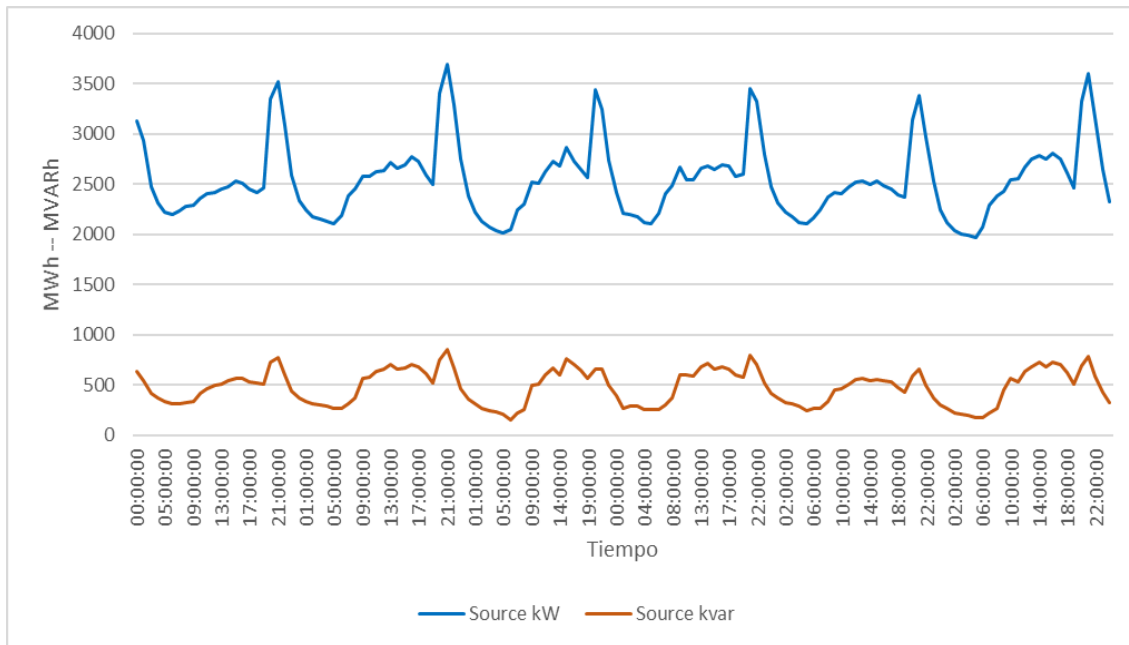


Figura 33. Curva de demanda en el periodo simulado.

En la Figura 33 se muestra la demanda de potencias activa y reactiva en cada hora del periodo simulado (7 días). La tendencia es la misma en cada día y se observa como los picos de demanda se dan en horas de la noche aproximadamente a las 21:00 pm en cada día simulado.

3.3.3 COMPORTAMIENTO DE CARGAS MÁS SIGNIFICATIVAS POR CIRCUITO

En el sistema de distribución del modelo algunas cargas se pueden considerar como principales o más significativas debido a nivel de carga que demandan en cada circuito. En la Tabla 10 se muestran las cargas más significativas de la red y los pesos en energía y en porcentaje que representa en cada circuito.

3.3.3.1 CIRCUITO 309-1-41

En el circuito 309-1-41 la carga que más peso tiene es la carga L2_C-41 ya que representa el 52% de la energía consumida en el circuito. La Figura 34 muestra la corriente hacia la carga, en

cada fase, y en la Figura 35 la variación de tensión en el bus donde se conecta la carga, respectivamente, a lo largo del periodo simulado.

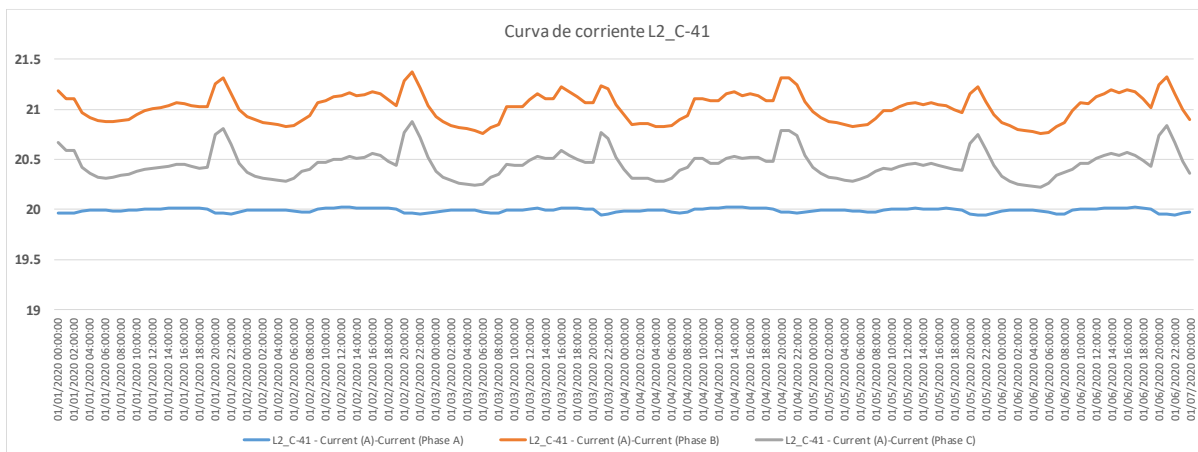


Figura 34 Comportamiento de la corriente para la carga L2_C-41.

En la curva de corriente se observa que el desbalance de esta en dicha carga no es significativo, pues las corrientes en las fases oscilan entre levemente debajo de los 20 A en la fase A hasta cerca de los 21.5 A en la fase B.

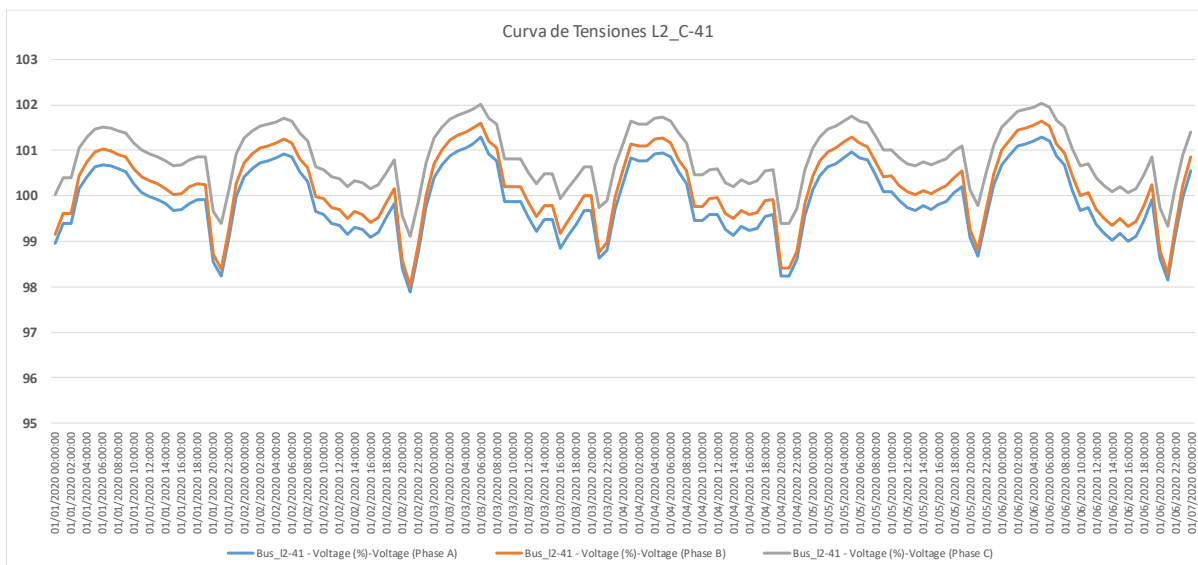


Figura 35. Variación de tensión en la carga L2_c-41

El comportamiento de la tensión en el punto de conexión de la carga L2_C-41 se muestra oscilante a lo largo del periodo simulado, sin embargo, la variación está dentro de 4 puntos porcentuales y los límites se mantienen dentro de lo establecido por SIGET.

Tabla 12 Parámetros de carga L2_C-41

Valor tipo	Corriente (A)			Tensión (% , 13.2 kV nom)		
	Ia	Ib	Ic	Va	Vb	Vc
Máximo	20.0247	21.3735	20.8759	101.29	101.63	102.03
Mínimo	19.9417	20.7553	20.2257	97.89	98.03	99.1

En la Tabla 12 se resumen los datos máximos y mínimos de corriente y de tensión que se obtienen de las curvas generadas con la simulación. La corriente en cada fase de la carga muestra un leve desbalance, y las tensiones de cada fase se muestran dentro de los límites porcentuales, respecto a la tensión nominal, establecidos por la normativa del país como lo muestra la Tabla 11.

3.3.3.2 CIRCUITO 309-1-42

Por su parte el circuito 309-1-42 cuenta con 2 cargas que pueden considerarse como cargas más significativas: L2_C-42 y L4_C-42, que representan el 28.9% y 23.9% de la carga de este circuito, respectivamente.

Las tendencias de las gráficas arrojadas por el software en la simulación en el dominio del tiempo son similares a las que se muestran en la Sección 3.3.3.1 por lo que se omiten presentarlas, e igualmente se extraen los datos más relevantes de la simulación y se resumen en la Tabla 13 y la Tabla 14.

Tabla 13. Parámetros de carga L2_C-42

Carga L2_C-42						
Valor tipo	Corriente (A)			Tensión (% , 13.2 kV nom)		
	Ia	Ib	Ic	Va	Vb	Vc
Máximo	30.1703	32.3121	31.2788	99.6033	100.047	100.378
Mínimo	12.2768	12.7877	12.5052	87.9564	88.51	89.359

En la Tabla 13 se muestran los datos máximos y mínimos de la carga trifásica L2_C-42, de lo cual es interesante notar que los niveles de tensión mínimos están por debajo del límite de calidad técnica establecido por la normativa, y la fase A es la que mayor caída de tensión presenta.

Tabla 14. Parámetros de carga L4_C-42

Carga L4_C-42				
Valor tipo	Corriente (A)		Tensión (% , 13.2 kV nom)	
	Ia	Ic	Va	Vc
Máximo	43.40	43.40	96.86	99.28
Mínimo	18.27	18.27	91.31	97.78

La carga L4_C-42 es a dos fases, fase A y fase C, y los parámetros de esta son resumidos en la Tabla 14, donde se ve que nuevamente la fase A es la más afectada por la caída de tensión.

3.3.4 COMPORTAMIENTO DE LOS BUSES

Los diferentes puntos de interconexión de cada elemento del modelo de red muestran un comportamiento diferente uno del otro. Según el punto de conexión, o bus, se va alejando de la fuente de energía, que para el caso es el equivalente Thévenin de la red, la caída de tensión se va incrementando debido a los kilómetros de alimentador que hay entre un punto y otro, y la curva de tensión en el tiempo varía debido a las características de las cargas en cada bus en cada circuito.

En la Figura 36 se muestra el comportamiento de la tensión de la fase de los buses del circuito 309-1-41. La caída de tensión aumenta con la distancia y la forma de la curva se mantiene similar en cada bus debido a que la gran mayoría de carga es trifásica. En el circuito 309-1-41 no se observan problemas graves de caída de tensión en los buses ya que la tensión se mantiene dentro de los límites establecidos por la normativa de calidad técnica.

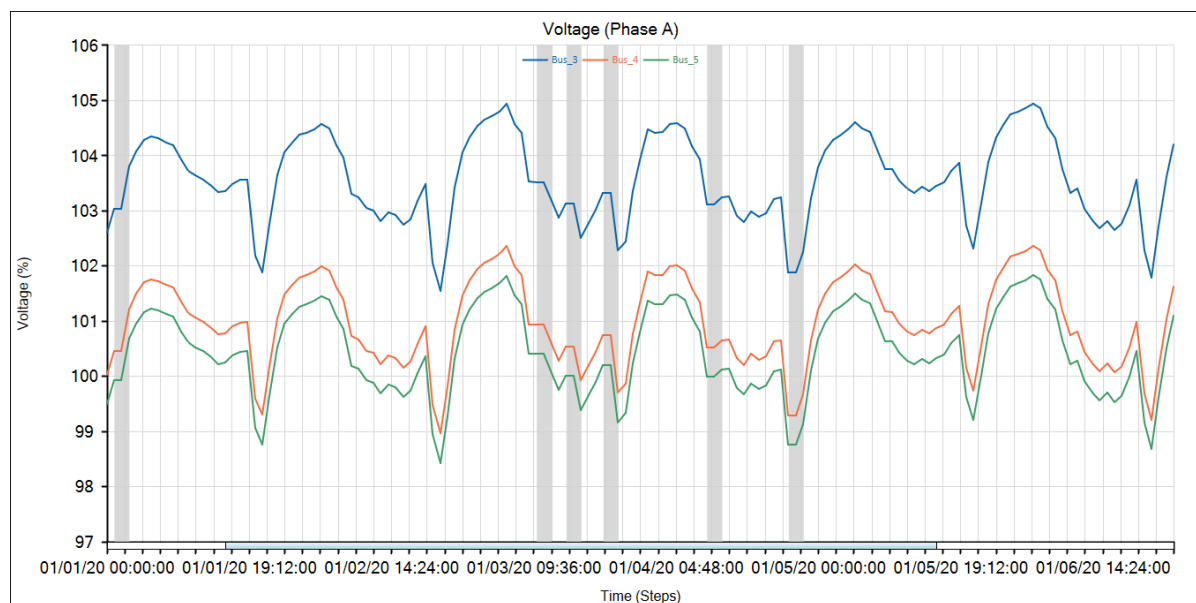


Figura 36 comportamiento de la tensión en los buses 3, 4 y 5 del C-41

En el circuito 309-1-42 podemos observar un comportamiento como se ilustra en la Figura 37. Similarmente al circuito 309-1-41 se ve como aumenta la caída de tensión, sin embargo, la forma de la curva varía según el bus, esto debido a que en este circuito se tiene mayor presencia de cargas a dos fases lo que incrementa el desbalance en la red.

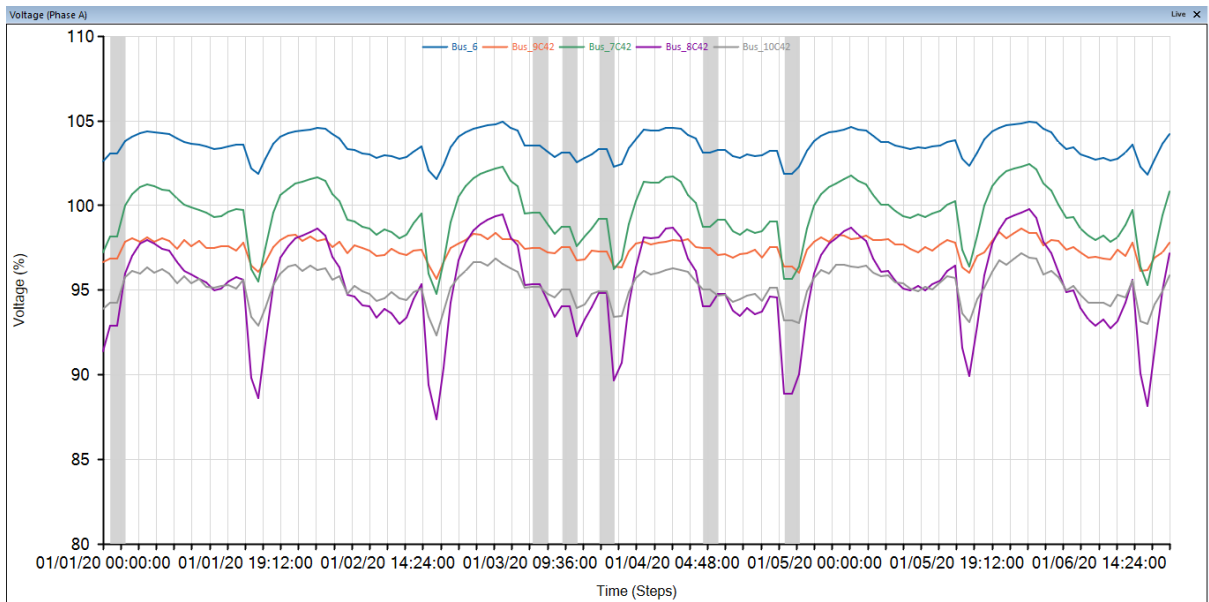


Figura 37 Comportamiento de los buses 5,6 y 7 del C-42

Es muy importante notar como en el circuito 309-1-42 la caída de tensión en los buses más alejados de la fuente cae a niveles por debajo de los límites establecidos por la normativa de calidad técnica en ciertos horarios.

3.3.5 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA CONVENCIONAL CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Con el sistema de generación distribuida conectado a la red de distribución, como se muestra en la Figura 38, se hace la simulación del modelo para observar el comportamiento de los puntos más críticos descritos anteriormente.

En la figura 37 se muestra un extracto del esquema de la red (ver esquema completo en 6.3) con la generación distribuida interconectado. En el esquema se observan dos sistemas fotovoltaicos que se interconectan por medio de un inversor y un transformador cada uno. La interconexión se hace en el punto que presenta mayor caída de tensión del circuito 309-1-42, a pocos metros según la sección 3.2.1.1 con el objeto de mejorar este parámetro técnico.

Es importante notar que, aunque en el esquema aparecen los sistemas de almacenamiento de energía, estos están desconectados del sistema para el objetivo de esta sección.

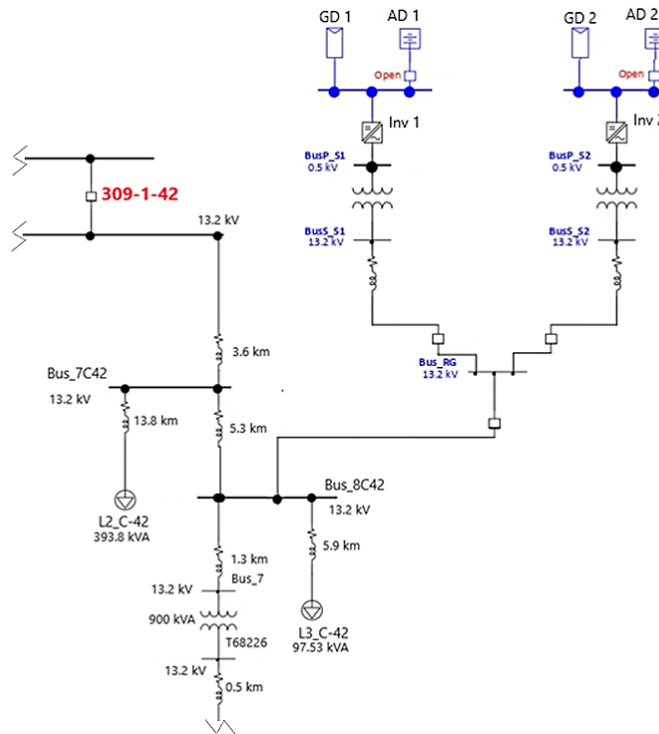


Figura 38. Esquema de interconexión de la generación distribuida a la red.

Como se vio anteriormente, en la sección 2.2.4, la influencia de un sistema de generación distribuida interconectado a un circuito puede modificar de diferente manera el comportamiento de la red. Para el modelo simulado se presentan los principales parámetros eléctricos afectados por la interconexión del sistema de generación.

- **Potencia generada.**

El sistema de generación distribuida está formado por dos arreglos de sistemas fotovoltaicos de 2 MW de potencia instalada, cada arreglo. La potencia entregada por cada arreglo se corresponde con la curva de irradiancia típica de la zona oriental del país, como se muestra en las siguientes figuras.

En la Figura 39 se grafica la curva de irradiancia recibida en el periodo de simulación, según [17]. Los valores oscilan entre 700 y 780 W/m² aproximadamente.

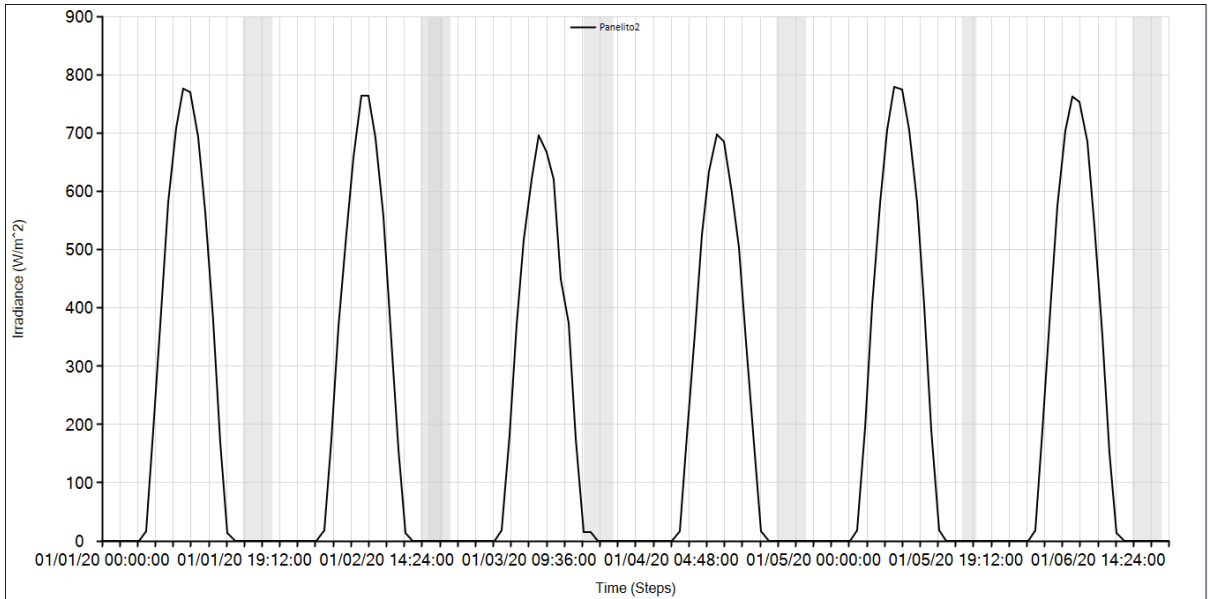


Figura 39 Curva de irradiancia cargada al sistema fotovoltaico.

La potencia que genera cada arreglo de paneles fotovoltaicos en el periodo simulado se muestra en la Figura 40. La potencia entregada varía según la curva de irradiancia cada día, y tiene un máximo aproximado de 1.5 MW en horas de mayor irradiancia cada arreglo.

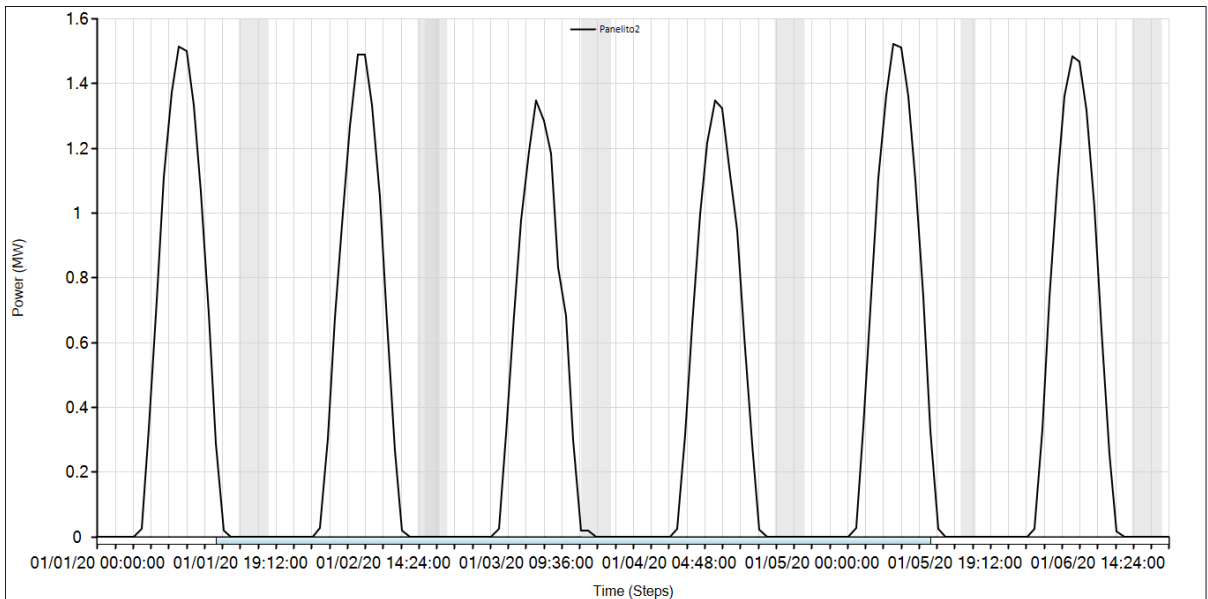


Figura 40 Curva de generación de potencia del sistema fotovoltaico con el perfil de irradiancia cargado.

- Niveles de tensión

La red de distribución del circuito 309-1-42 es la que sufre mayor caída de tensión debido a las grandes distancias que recorre el alimentador para lograr abastecer la carga rural. La caída de tensión antes de llegar al transformador regulador “T68226” alcanza un promedio de 94.5% de la tensión nominal, como lo muestra la Figura 41.

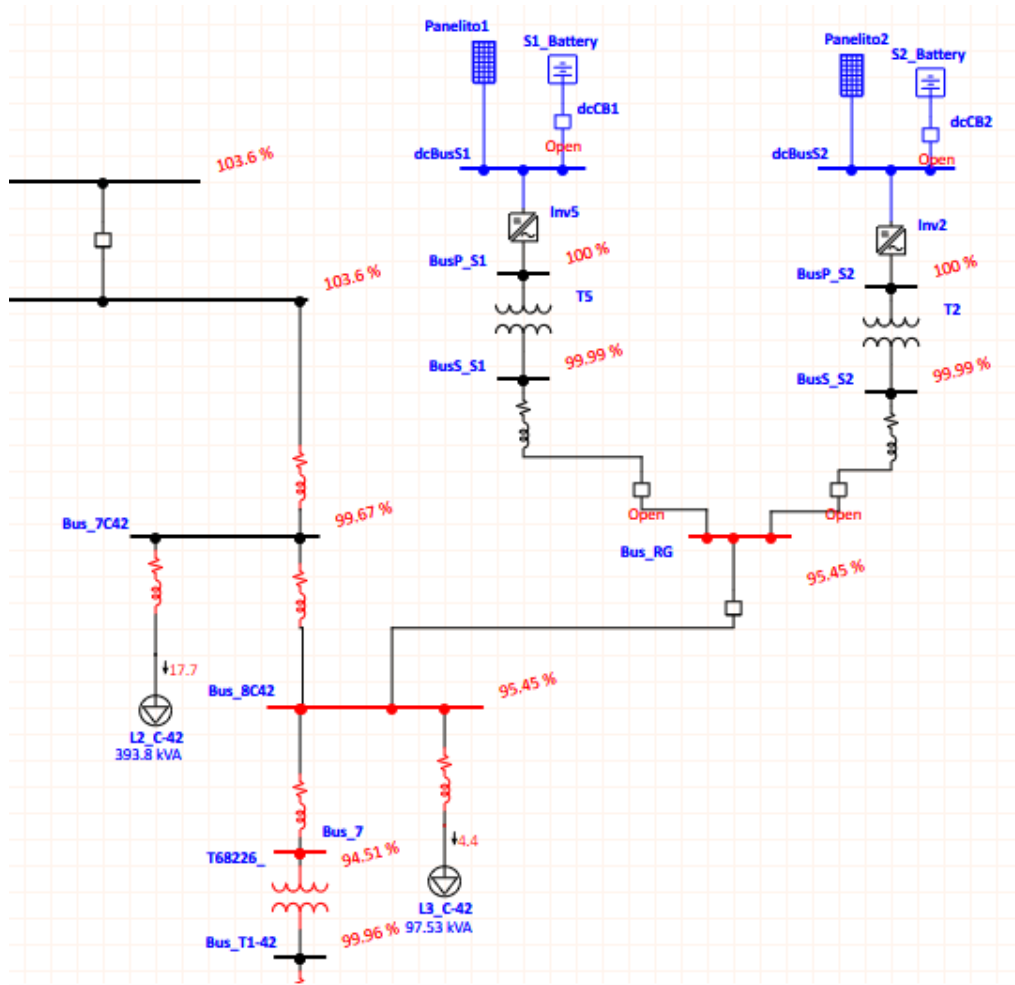


Figura 41. Niveles de tensión en la red de distribución, circuito 309-1-42, sin influencia de generación distribuida.

La interconexión del sistema de paneles solares a la red de distribución en un sitio cercano al punto de mayor caída de tensión contribuye a que ésta se reduzca y la tensión se mantenga dentro de los límites establecidos por la normativa de regulación. La Figura 42 muestra el efecto que genera la influencia de la generación distribuida en los niveles de tensión de los buses del circuito 309-1-42, reduciendo la caída de tensión y manteniendo dentro de los límites normados.

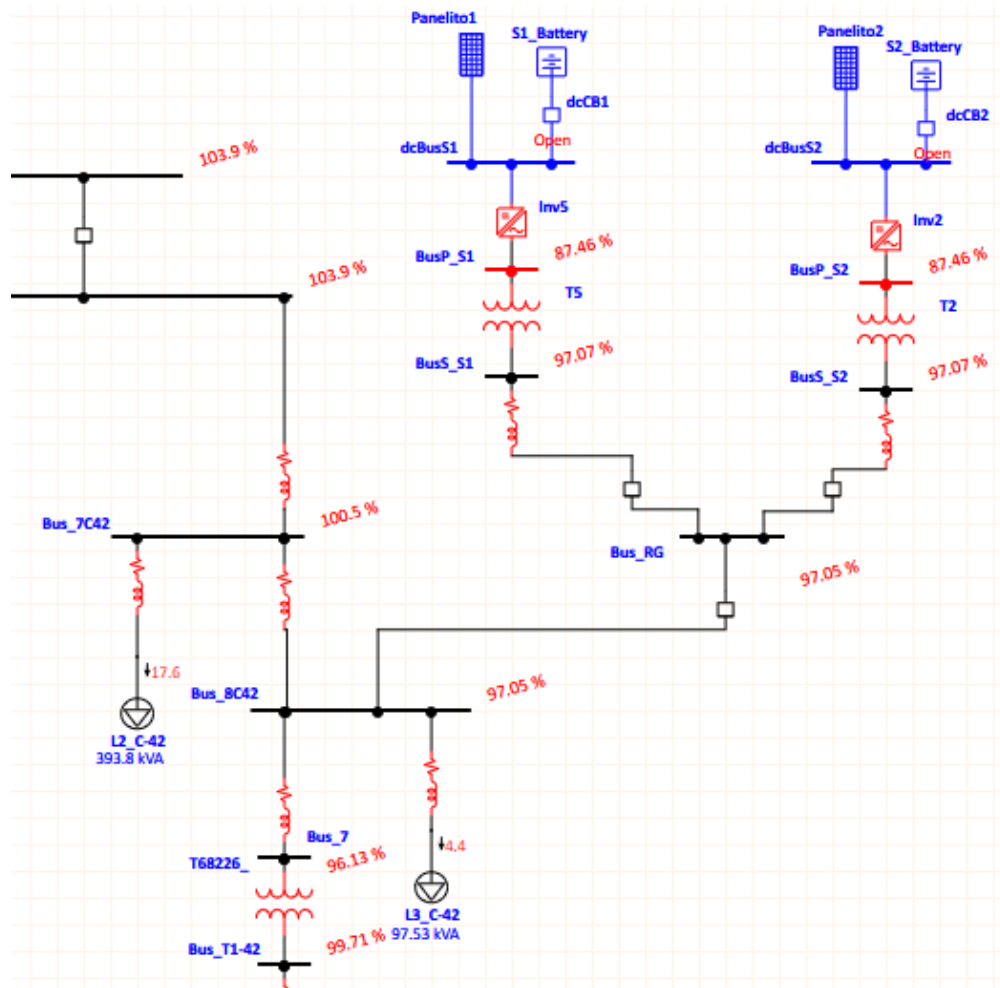


Figura 42. Niveles de tensión en la red de distribución, circuito 309-1-42, con influencia de generación distribuida.

Al interconectar la generación de energía con sistemas fotovoltaicos se puede ver que tiene una influencia positiva en cuanto a los niveles de tensión aguas abajo y aguas arriba del punto de interconexión debido al aporte en potencia que hace la generación distribuida. La Tabla 15 muestra la comparación de los niveles de tensión de los buses del circuito 309-1-42 aguas arriba del transformador regulador, con y sin la interconexión de la generación distribuida, es decir en el estado BASE y GD.

Tabla 15. Comparación de niveles de tensión de buses de circuito 309-1-42

	BASE	GD	VARIACION
Bus_2	103.6%	103.9%	0.3%
Bus_6	103.6%	103.9%	0.3%
Bus_7C42	99.67%	100.5%	0.83%
Bus_8C42	95.45%	97.05%	1.6%
Bus_7	94.51%	96.13%	1.62%

La Tabla 15 muestra un resumen del nivel de tensión de cada bus respecto a la tensión nominal del sistema (13.2 kV). Se puede ver como la caída de tensión en los buses más próximos a la interconexión se corrige en mayor medida, llegando a corregir en 1.62% el nivel de tensión más bajo logrando que los niveles se encuentren dentro de los límites establecidos por la normativa.

3.3.6 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA CONVENCIONAL CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO.

Para la simulación de la red con los recursos distribuidos (GD y AD) interconectado, se utiliza el esquema de la Figura 38, con la diferencia que para esta sección el sistema de almacenamiento si está conectado. La configuración de las cargas se hace a partir de la demanda máxima de cada circuito, y quedan configuradas con los valores que se detallan a continuación:

Para el circuito 309-1-41:

Tabla 16 Distribución de cargas 309-1-41.

Carga	Porcentaje	KW	kVAR	kVA	Kwh	kVARh	kVAh
L1_C-41	2.14%	19.10	1.52	19.23	9.55	0.76	9.61
L2_C-41	52.27%	467.74	37.11	470.73	233.87	18.56	235.37
L3_C-41	11.41%	102.10	8.10	102.75	51.05	4.05	51.38
L4_C-41	11.78%	105.43	8.37	106.10	52.71	4.18	53.05
L5_C-41	11.53%	103.13	8.18	103.79	51.57	4.09	51.90
L6_C-41	7.05%	63.04	5.00	63.44	31.52	2.50	31.72
L7_C-42	3.83%	34.23	2.72	34.45	17.11	1.36	17.22
Total	100.00%	894.76	71.00	900.50	447.38	35.50	450.25

Para el circuito 309-1-42:

Tabla 17 Distribución de cargas circuito 309-1-42

Carga	Porcentaje	KW	kVAR	kVA	Kwh	kVARh	kVAh
L1_C-42	11.01%	167.30	60.50	178.20	83.70	30.30	89.10
L2_C-42	28.92%	439.40	158.90	468.10	219.70	79.50	234.00
L3_C-42	6.46%	98.20	35.50	104.60	49.10	17.80	52.30
L4_C-42	23.90%	363.20	131.30	386.90	181.60	65.70	193.40
L5_C-42	16.46%	250.20	90.50	266.50	125.10	45.20	133.30
L6_C-42	13.24%	201.20	72.80	214.40	100.60	36.40	107.20
Total	100.00%	1519.41	549.55	1618.61	759.71	274.77	809.30

Con el objeto de mostrar los principales efectos que tiene la red al interconectar los RD, se muestra a continuación el comportamiento de los principales puntos y de las cargas más significativas de la red, según lo detalla la Tabla 10.

Comportamiento de la carga L2_C-41.

Comportamiento de las tensiones, si observamos la gráfica que se muestra en la Figura 43, podemos notar una estabilización de la tensión en las horas de máxima de manda que son las horas entre 18:30 y 23:30 es un periodo de máxima carga para el sistema, con esta configuración podemos notar que la tensión para esta carga se estabiliza.

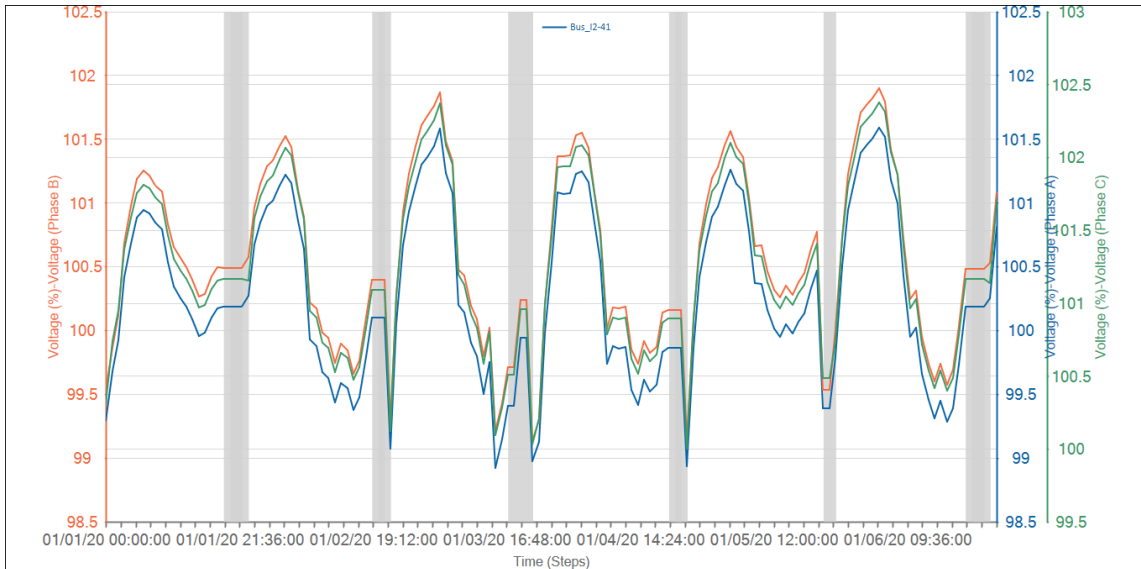


Figura 43 Comportamiento de las tensiones carga L2_41 con RD.

Comportamiento de las corrientes.

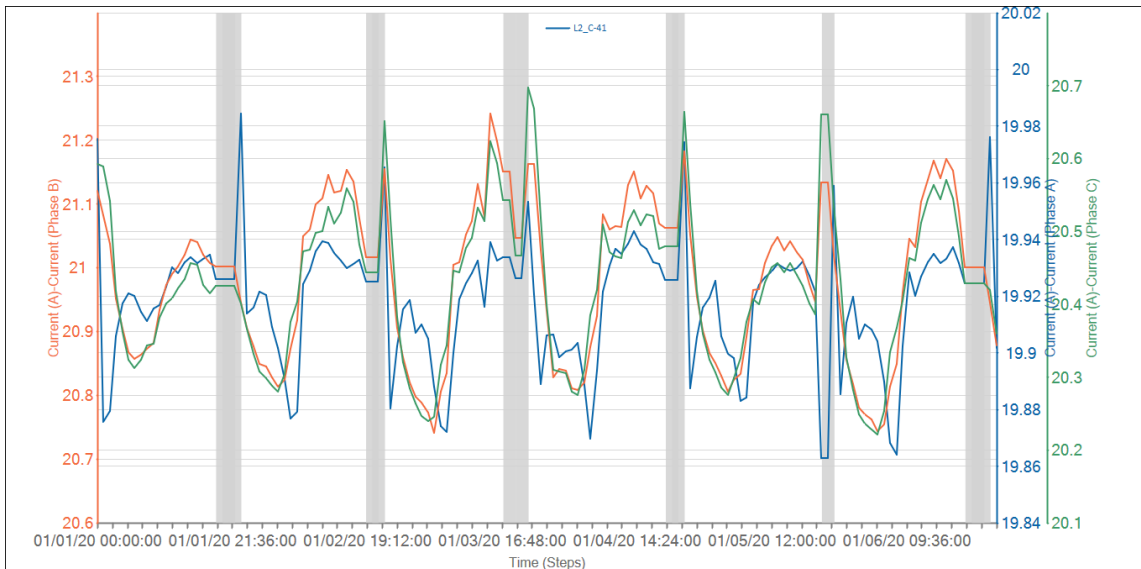


Figura 44 Comportamiento de las corrientes para la carga L2_C-41 con RD

Como una consecuencia de la estabilización de los niveles de tensión las corrientes demandadas por dicha carga también se ven modificadas y se mantienen estabilizadas hasta cierto punto.

Comportamiento de la carga L2_C-42

Comportamiento de las tensiones, para las tensiones de este circuito es en el que más mejoras podemos notar con respecto al escenario base ya que es en el circuito en el que se encuentra interconectado el RD.

Carga L2_C-42						
Valor tipo	Corriente (A)			Tensión (% , 13.2 kV nom)		
	Ia	Ib	Ic	Va	Vb	Vc
Máximo	27.4215	29.0708	28.1816	100.43	100.879	101.341
Mínimo	12.1549	12.7542	12.4679	90.9784	91.4854	92.1591

Comportamiento de la carga L4_C-42

Comportamiento de las tensiones y las corrientes en la carga.

Carga L4_C-42						
Valor tipo	Corriente (A)			Tensión (% , 13.2 kV nom)		
	Ia	Ib	Ic	Va	Vb	Vc
Máximo	39.8595	0	39.8595	96.6188	0	99.5089
Mínimo	18.288	0	18.288	92.3123	0	98.0569

Comportamiento de los buses.

Los buses presentan una mejora en sus niveles de tensión si los comparamos con los de la Figura 36 y la Figura 37.

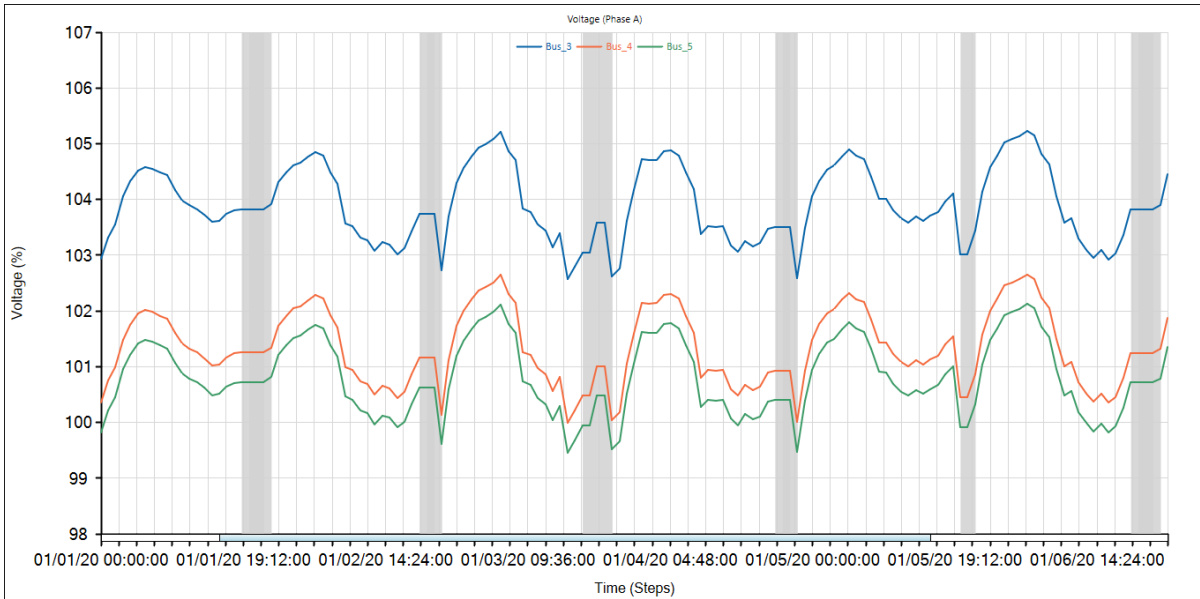


Figura 45 Comportamiento de los buses del circuito 309-1-41 con GD

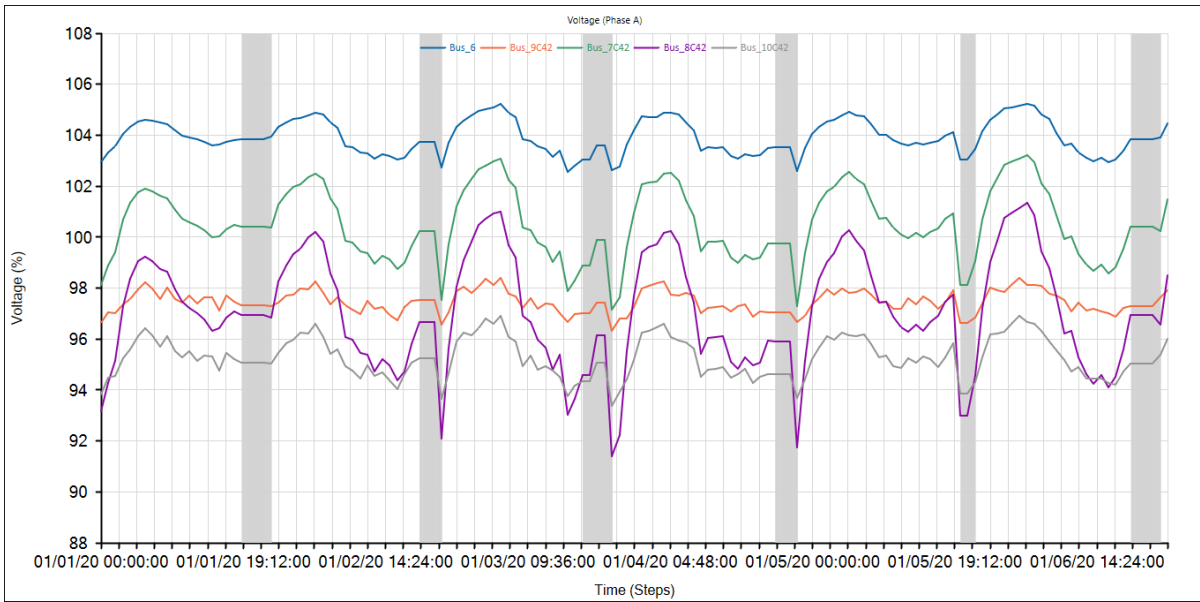


Figura 46 Comportamiento de los buses del circuito 309-1-42 con GD

3.3.7 CONTRIBUCION DE POTENCIA DEL RECURSO DISTRIBUIDO A LA RED

Los recursos distribuidos tienen un importante aporte en cuanto al abastecimiento de potencia demandada en la red. La potencia instalada en los sistemas de generación fotovoltaica ayuda a reducir la exigencia del equivalente de red para abastecer la demanda, sobre todo en horas diurnas (horas sol pico), logrando la reducción de caída de tensión, como se vio en la sección 3.3, y además dando oportunidad a una reducción producción de energía con recursos térmicos con derivados del petróleo. Por otro lado, en horas nocturnas el aporte será de la energía almacenada en los sistemas de baterías, energía que proviene de los sistemas fotovoltaicos.

La Figura 47, Muestra las curvas de demanda del conjunto de cargas de la red y la curva de generación de los sistemas fotovoltaicos. Se observa que en las horas sol pico, la potencia entregada por los arreglos fotovoltaicos es mayor a la demanda durante un tiempo durante estas horas, este exceso de energía contribuiría parcialmente a la carga de las baterías, y esta energía almacenada ayudará a suplir los picos de demanda en horas nocturnas, y/o estar disponible por algún evento de bajo voltaje.

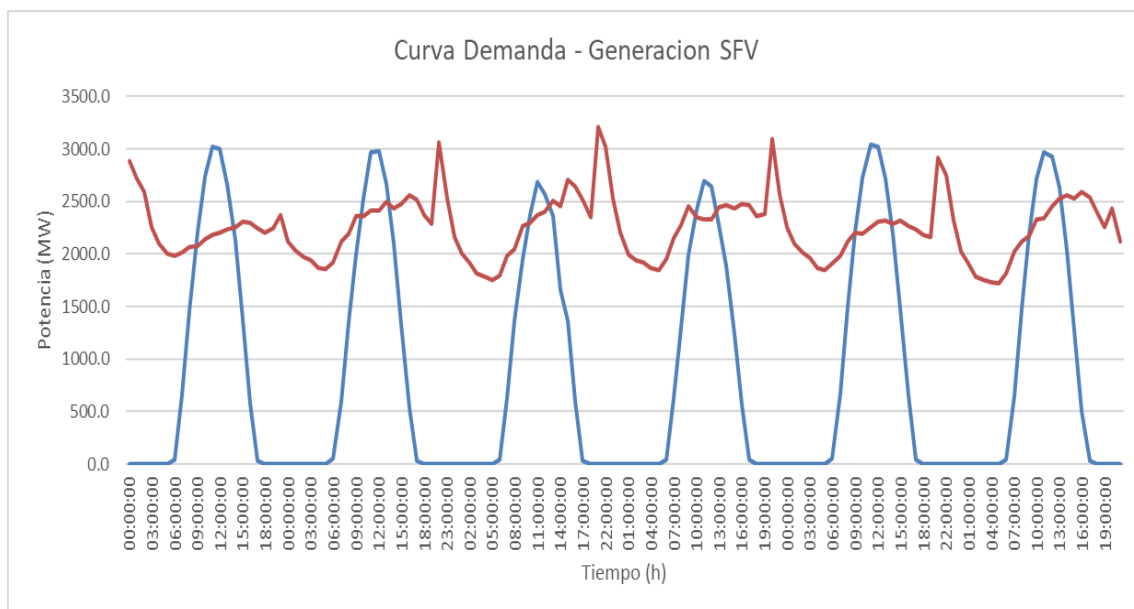


Figura 47. Curvas de demanda de la red y potencia entregada por la GD.

Dentro del periodo de simulación de la red con los Recursos Distribuidos interconectados, estos últimos tienen un aporte significativo en el aporte de potencia para suplir los requerimientos de la red, entre cargas y pérdidas. El reporte de los resultados de simulación del software ETAP nos arroja una gráfica comparativa del aporte de potencia de las diferentes fuentes involucradas en el estudio, en la Figura 48. El aporte de los recursos distribuidos alcanza un 30% dentro del periodo simulado, que se reparte en una contribución del 24% provenientes directamente de los sistemas fotovoltaicos, y el otro 6% que es tomado de los sistemas de almacenamiento de energía.

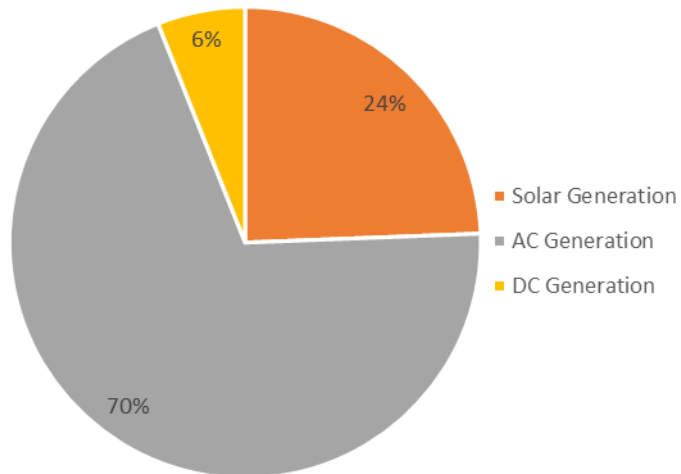


Figura 48. Aporte de las diferentes fuentes de energía en la red.

3.4 COMPORTAMIENTO EN CONDICIONES DE CORTO CIRCUITO

Solamente como observación se hará ver la curva de carga del sistema de almacenamiento. En donde se toma en cuenta el tiempo de carga aproximado de 6 horas y las curvas de corriente, tensión, potencia y energía del sistema de baterías.

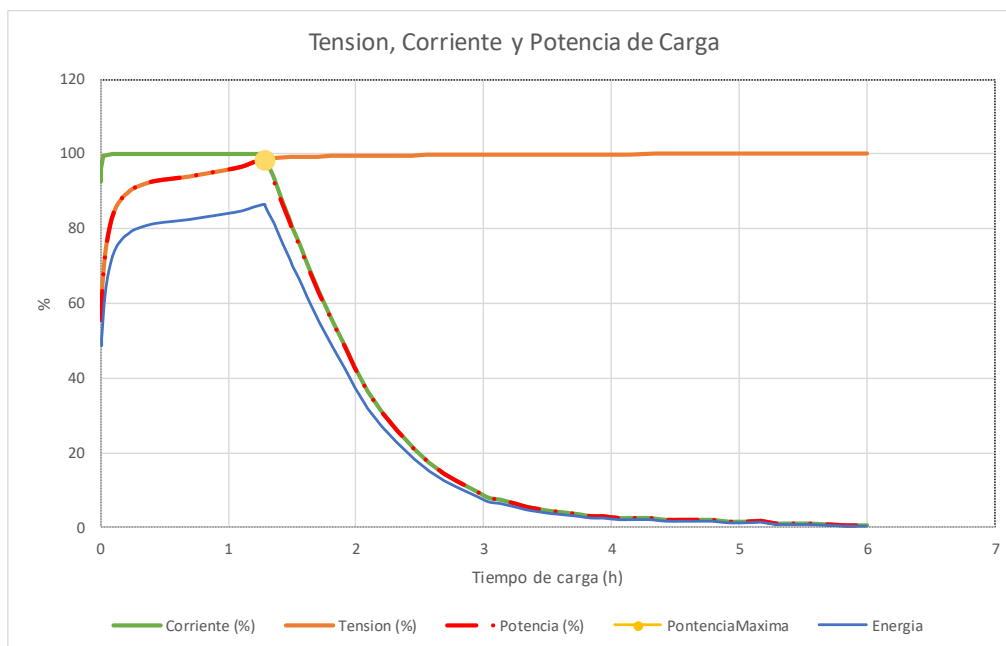


Figura 49 Curvas de corriente, potencia y energía baterías.

Debe notarse que todos los valores presentados en las curvas de la Figura 49 están dados con respecto al porcentaje de la unidad a la que corresponde cada curva, es decir la curva de corriente (%) se refiere al porcentaje de corriente que demanda está en el periodo de tiempo que se carga, tensión(%) es el porcentaje de tensión que se ve reflejado en los terminales de la del sistema de almacenamiento mientras este se está cargando.

Esta curva se obtiene de una curva típica de carga de una batería y con dicha batería se extrapolaron los valores.

Teniendo estos valores podemos efectuar una curva de acumulación de energía en las baterías. De la gráfica anterior efectuando una integración, podemos obtener los datos de energía y potencia demandada para el tiempo que permanece conectado el sistema de almacenamiento, con lo cual obtenemos la curva mostrada en la Figura 50.

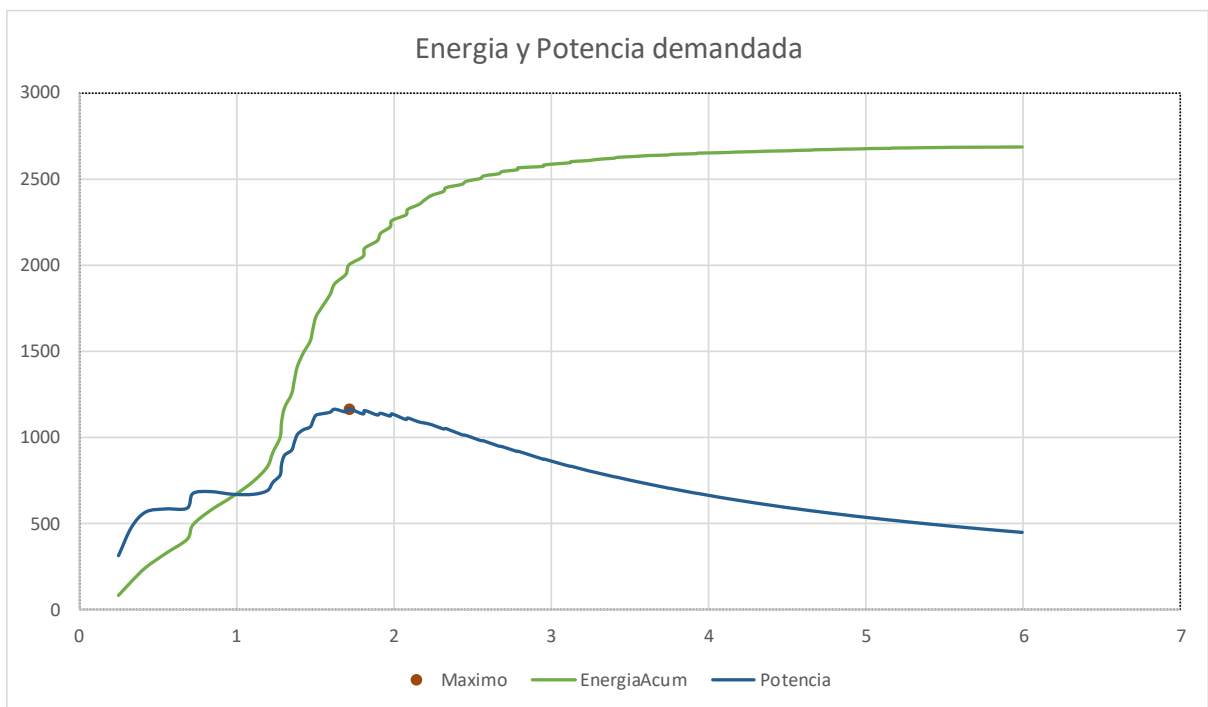


Figura 50 Curva de energía y demanda de potencia en el sistema de almacenamiento.

Efectuando una simulación de cortocircuito en los buses más significativos queda de la siguiente manera.

Tabla 18 Descripción escenarios

Código	Escenario
100	Sistema convencional
101	Sistema almacenamiento desconectado
110	Sistema almacenamiento conectado

Tabla 19 Corrientes de cortocircuito 3P en los buses más significativos

Falla 3L (kA)			
Bus	100	101	110
Bus_2	1.87	1.875	1.875
Bus_4	1.044	1.048	1.048
Bus_5	0.722	0.724	0.724
Bus_7C42	1.066	1.07	1.07
Bus_8C42	0.598	0.601	0.601
Bus_9C42	0.315	0.32	0.32
Bus_11C42	0.219	0.223	0.223

Para nuestro caso y como muchos otros queda en evidencia que la contribución de los recursos distribuidos a las corrientes de cortocircuitos no es significativa como se ilustra en la Tabla 19.

4 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA Y MEDIO AMBIENTAL

4.1 FACTIBILIDAD ECONÓMICA

Para este estudio implementaremos un software llamado HOMER que simula el funcionamiento de una microrred con todos sus componentes, para un gestor de energía seleccionado, a lo largo de la vida útil del proyecto. El software también cuenta con un optimizador económico que busca la mejor combinación y dimensiones de los distintos componentes que conforman la microrred, resultando el dimensionamiento óptimo en base al costo actual neto del proyecto (NPC, por sus siglas en inglés) de toda su vida útil. Esta herramienta permite, además, realizar un análisis económico y energético profundo de las cantidades de energía generada, consumida y derrochada por cada componente del sistema a fin de facilitar el diseño (o mejora) de la microrred estudiada.

Los principales parámetros económicos a ingresar son la tasa de inflación y la tasa de descuento nominal, que se utilizan para calcular el costo total del proyecto referido al presente (NPC). Se deben ingresar también costos de cada componente de la microrred, costos de recambio, gastos de operación y mantenimiento, etc. Para las restricciones operativas, se destacan los siguientes parámetros: porcentaje mínimo de renovable, máxima capacidad anual de corte (porcentaje), **cantidad anual de energía comprada y vendida a la red.**

Además, HOMER cuenta con Recurso Solar en los lugares donde sea requerido el índice de claridad y radiación diaria, mediante una descarga desde internet y una geolocalización

referenciada desde el sitio web NASA, con la cual podemos elegir la zona geográfica de la microrred.

4.1.1 CONFIGURACIÓN DE LA MICRORRED

Demanda eléctrica

Inicialmente, configuramos la cantidad de energía que demanda el sistema a partir de la demanda total del sistema, en el cual solamente tomamos un porcentaje de la totalidad de la energía para poder configurar lo que cubrirán tanto los paneles fotovoltaicos como el almacenamiento distribuido, para que sea un poco lógico el resultado del número de paneles y baterías.

Tabla 20 Demanda eléctrica simulada

Promedio Anual Escalado (kWh/day)	25,000
-----------------------------------	--------

Planta solar

Para la simulación de los paneles fotovoltaicos, en primera instancia se cargan los datos de radiación solar global horizontal mediante la conexión HOMER-NASA, donde se obtendrán datos además de la radiación como la temperatura de sitio. En seguida, se ingresan las características del modelo de panel y sus costos asociados.

Tabla 21 Costo de tecnología solar

Capacidad (kW)	Capital Inicial (\$)	Costo de reposición (\$)	Costo de operación y mantenimiento (\$/año)
0,33	215	215	20

Baterías

Se selecciona baterías de plomo -acido, con una capacidad de 4.51 kWh a 48V. Este modelo se tomó del catálogo interno de HOMER; además se configuró un string de 20, con el objetivo de obtener una tensión de 960.

Los costos asociados son:

Tabla 22 Costo de tecnología de almacenamiento

Cantidad	Capital Inicial (\$)	Costo de reposición (\$)	Costo de operación y mantenimiento (\$/año)
1	1200	1200	30

Inversor

En los nodos DC y AC de la red, se implementa un dispositivo encargado de la conversión de la energía proveniente de fuentes de corriente continua como la solar y la de las baterías. Se tomó un inversor dentro del catálogo de HOMER de 1000kW. Los costos asociados a este inversor son los siguientes:

Tabla 23 Costo del inversor

Capacidad (kW)	Capital Inicial (\$)	Costo de reposición (\$)	Costo de operación y mantenimiento (\$/año)
1000	36000	36000	200

Red convencional

Se agrega un componente grid para hacer a nuestro sistema un sistema híbrido, y así HOMER pueda calcular mejor el análisis económico, ya sea conectado a la red o la opción aislado.

Tabla 24 Precio de la red eléctrica

Precio de la red eléctrica (\$/kWh)	0,137
Precio de venta posterior de la red (\$/kWh)	0,05

Esquema de la microrred

A continuación, se muestra cómo queda configurada nuestra microrred mediante el software HOMER, la cual además se localizó en las cercanías de San Luis de la Reina con las siguientes coordenadas: Latitud: 13°48'59.66"N, Longitud: 88°20'36.58"O

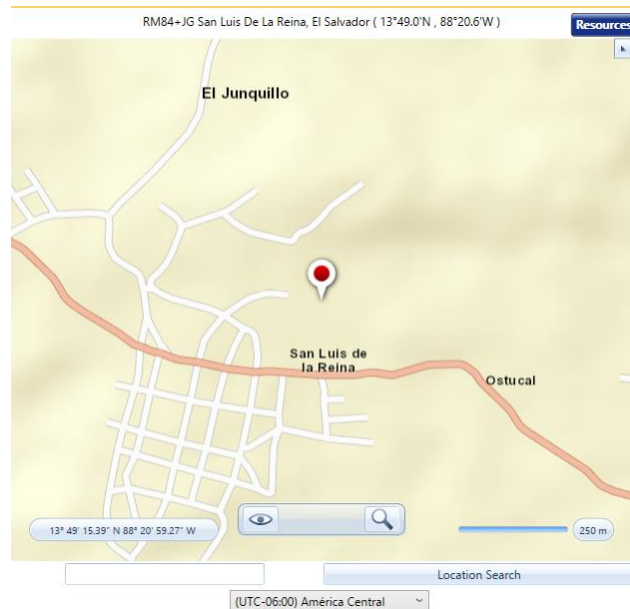


Figura 51 Geolocalización mediante HOMER de la microrred en CB

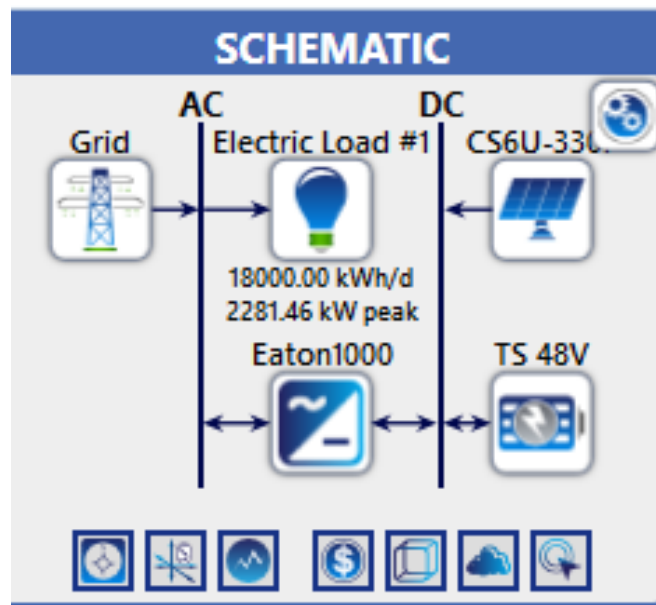


Figura 52 Diseño de la microrred mediante HOMER

Resultados obtenidos de HOMER

La página Resumen proporciona una descripción general del sistema ganador, el sistema con el costo actual neto más bajo en comparación con el sistema base, el sistema con el costo de capital más bajo.

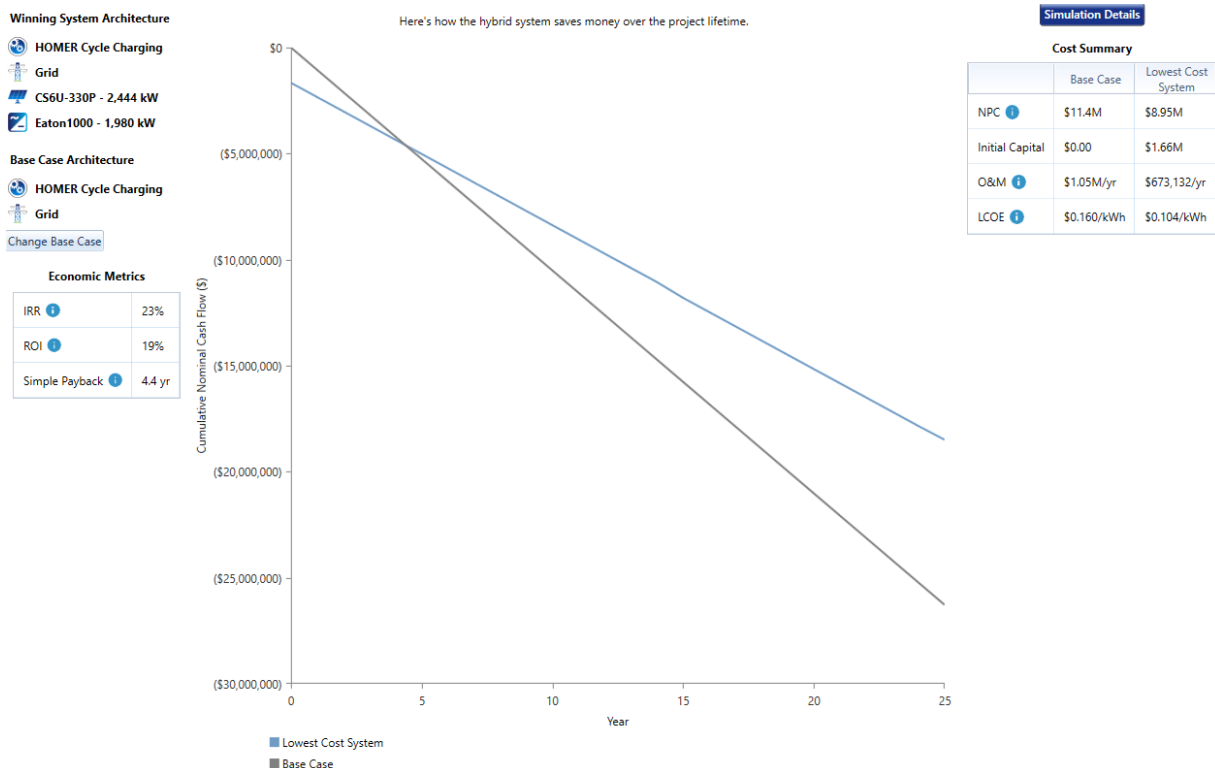


Figura 53 Descripción general del sistema ganador

VARIABLES DE RESUMEN

Arquitectura del sistema ganador y arquitectura de caso base

El sistema ganador es el sistema con el Costo Actual Neto (NPC) más bajo, que en nuestro resultado está integrado por la grid, los paneles solares y los inversores.

El sistema de caso base es el sistema con el costo de capital inicial más bajo, que en nuestra estructura sería la grid ya que no hace parte de nuestra inversión.

Winning System Architecture

- HOMER Cycle Charging
- Grid
- CS6U-330P - 2,444 kW
- Eaton1000 - 1,980 kW

Base Case Architecture

- HOMER Cycle Charging
- Grid

Figura 54 Arquitectura del sistema ganador y caso base

Architecture							Cost			
CS6U-330P (kW)	TS 48V	Grid (kW)	Eaton1000 (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)		
2,444		999,999	1,980	CC	\$8.95M	\$0.104	\$673,132	\$1.66M		
2,492	20	999,999	2,102	CC	\$8.97M	\$0.103	\$670,426	\$1.72M		
		999,999		CC	\$11.4M	\$0.160	\$1.05M	\$0.00		
	20	999,999	17.8	LF	\$11.4M	\$0.160	\$1.05M	\$22,642		

Figura 55 Valores de Costo Actual Neto (NPC) y del Capital Inicial

En esta tabla de resultados podemos observar que, la arquitectura ganadora necesita un total de 7,406 paneles solares y 2 inversores de 1MW, teniendo así, un capital inicial de \$1.66M.

También hacemos énfasis en la arquitectura que integra el almacenamiento distribuido, ya que hace parte de nuestro trabajo la implementación de éste. Podemos ver que en la tabla de resultados este diseño necesita de 7,551 paneles solares, 20 baterías y 2 inversores de 1MW, esto hace un total de \$1.72M de capital inicial y posee un valor menor del costo promedio por kWh de energía útil producido por el sistema (COE).

Métricas económicas

La siguiente tabla de métricas económicas muestra las medidas económicas que representan el valor de la diferencia entre los dos sistemas (sistema ganador y caso base), además muestra la recuperación simple (la que nos interesa presentar en la siguiente imagen) que es el número de años en los que el flujo de efectivo acumulado de la diferencia entre el sistema actual y el sistema del caso base cambia de negativo a positivo. La recuperación es una indicación de cuánto tiempo tomaría recuperar la diferencia en los costos de inversión entre el sistema actual y el sistema del caso base; nuestro análisis muestra una recuperación simple de 4.4 años.

IRR	23%
ROI	19%
Simple Payback	4.4 yr

Figura 56 Recuperación simple de la inversión, mostrada en años

Costo Total

El resumen de costos muestra una comparación de costos entre el caso base y el sistema ganador de menor costo.

El costo actual neto total (NPC) de un sistema es el valor presente de todos los costos en los que incurre el sistema durante su vida útil, menos el valor presente de todos los ingresos que obtiene durante su vida útil.

El Capital Inicial es el costo total de instalación del sistema al comienzo del proyecto.

El costo operativo y de mantenimiento (O&M) es el valor anualizado de todos los costos e ingresos que no sean los costos de capital iniciales.

El Costo de Energía (COE) se define en HOMER como el costo promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema.

Cost Summary

	Base Case	Lowest Cost System
NPC i	\$11.4M	\$8.95M
Initial Capital	\$0.00	\$1.66M
O&M i	\$1.05M/yr	\$673,132/yr
LCOE i	\$0.160/kWh	\$0.104/kWh

Figura 57 Comparación de costos entre caso base y caso ganador

A continuación, mostramos un flujo de caja del sistema ganador, donde se detallan los valores de los siguientes costos: reemplazo, elementos salvados, costos de operación y capital inicial.

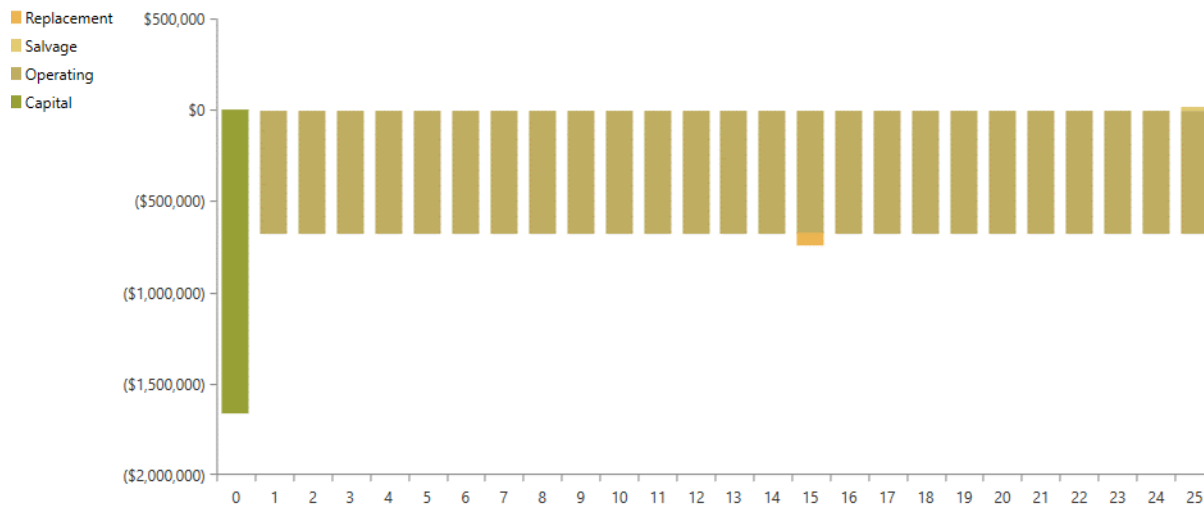


Figura 58 Flujo de caja por tipo de costo para la arquitectura ganadora

En la siguiente figura, mostramos el resultado de la simulación con la producción anual de energía del sistema según los componentes que lo integran.

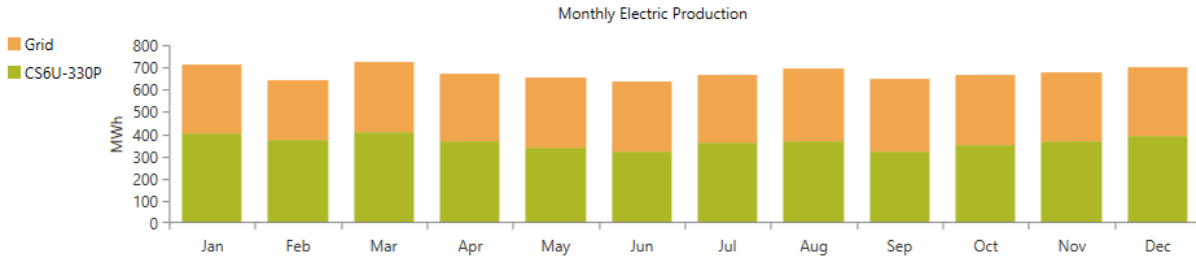


Figura 59 Producción anual generada por los componentes del sistema

Podemos observar en la anterior figura que los elementos generadores de energía son la grid y los paneles, y si quisiéramos mostrar la tabla integrando las baterías, estas no se verían representadas en esta gráfica, ya que, son un elemento de almacenamiento.

Antes los resultados que nos brinda HOMER podemos observar que el software elige un sistema ganador donde no se involucran las baterías, esto debido a que HOMER escoge una configuración, con la cual pueda suplir la demanda de energía que fue configurada en el diseño, al costo más bajo.

INVERSION INICIAL

En la Tabla 25 se muestra un estimado de la inversión inicial del proyecto, tomando en cuenta solo el equipo principal, este equipo solamente es del sistema de generación y almacenamiento distribuido, ya que la red convencional es una red existente. Los precios mostrados son de referencia.

Tabla 25 Presupuesto de la inversión inicial

PLANTA FOTOVOLTAICA				
Presupuesto				
Item	Partida	Cantidad	P.U	Total
1	Instalación de MFV			
	MFV Canadian Solar CS6U-330P	12500	\$ 215,00	\$ 2.687.500,00
	Baterias	15360	\$ 180,00	\$ 2.764.800,00
	Inversores	2	\$ 36.000,00	\$ 72.000,00
	Transformadores	2	\$ 175.000,00	\$ 350.000,00
	Controlador de microrred	1	\$ 300.000,00	\$ 300.000,00
	Terreno 5 Ha	1	\$ 400.000,00	\$ 400.000,00
	TOTAL			\$ 6.574.300,00

4.2 FACTIBILIDAD MEDIO AMBIENTAL

El presente estudio resalta aspectos específicos del sector energético de El Salvador cuya comprensión es importante para un desarrollador de proyectos de generación con energías renovables.

El mercado eléctrico de El Salvador está conformado como un Mercado Mayorista, el cual a su vez cuenta con dos segmentos claramente definidos: a) Mercado de Contratos en el que se dan transacciones bilaterales que realizan entre participantes del mercado (por ejemplo, entre generadores y distribuidores), y el Mercado Regulador del Sistema que sirve para colocar excedentes y realizar el balance de corto plazo para lograr cubrir la demanda total del mercado mayorista. A continuación, se encontrará el referido informe clasificado de la siguiente manera:

4.2.1 ETAPAS

4.2.1.1 PERFIL DEL PROYECTO

El perfil de Proyecto constituye un esfuerzo muy preliminar por parte del desarrollador de recopilar y comenzar a analizar la información de fácil acceso con relación a la idea de proyecto que procura desarrollar. Lo principal del perfil es responder a las preguntas generales que le permitan al desarrollador describir con la mayor claridad posible cuál es su idea de proyecto y hacer un primer Juicio respecto a si es económica y técnicamente conveniente seguir adelante con dicha idea de proyecto.

Procesos característicos de la etapa:

- El perfil debe de ser breve y concreto, en general debe limitarse a un tamaño no mayor de cuatro páginas. A pesar de ser un documento corto, si es importante que el perfil refleje, en forma preliminar, todos los aspectos clave del proyecto.
- La información contenida en el perfil debe abordar al menos los siguientes elementos:
 - La idea básica del proyecto; ¿Quiénes son los promotores?, ¿Cuál es su motivación para llevarlo a cabo?, ¿Dónde está localizado el proyecto?, ¿Qué comunidades y recursos se localizan cerca del sitio del proyecto?
 - Conceptos básicos del diseño: capacidad estimada a instalar, configuración del proyecto, tipo de equipo de generación a utilizarse, tipos de obras civiles a ser construidas.
- Estimaciones financieras preliminares: inversión total, fuentes de financiamiento, estimación preliminar de ingresos y gastos.

- Llevar a cabo esta etapa no debe implicar mayor inversión en tiempo ni en recursos financieros para el desarrollador. Las fuentes de información serán por lo general datos ya disponibles en bases de datos, informes, publicaciones, o estimados a partir de los costos promedio del mercado.
- El desarrollador además debe tener presente los temas de confidencialidad, pues para esta etapa es poco probable que cuente con suficientes elementos de derecho que provengan que otros se apropien de la idea al conocerla. Por lo tanto, en esta etapa del proyecto se debe ser muy cuidadoso respecto a que información de su proyecto divulga y en qué condiciones lo hace.

4.2.1.2 ESTUDIO DE PRE FACTIBILIDAD

Para la elaboración del estudio de pre factibilidad se requiere analizar en mayor detalle los aspectos identificados en la fase de perfil, y esbozarlas diversas alternativas para el desarrollo de proyecto, dando énfasis a los aspectos que permitan valorar la viabilidad y rentabilidad de estas alternativas.

Procesos característicos de la etapa:

Para cada alternativa es conveniente definir con la mayor claridad posible las siguientes características:

- El mercado existente para la venta de la energía.
- La disponibilidad del recurso.
- Las características del sitio, incluyendo asentamientos humanos y ecosistemas cercanos.
- La tecnología a ser utilizada, incluyendo sus características, dimensiones del proyecto, confiabilidad, riesgos y permisos requeridos por la tecnología a ser utilizada.
- El calendario y los montos de inversión, los costos de operación del proyecto, los ingresos potenciales, las condiciones de orden institucional y legal, los tiempos y requisitos para obtener diversos permisos, los riesgos financieros, políticos, sociales y ambientales.

4.2.1.3 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

El estudio de factibilidad busca establecer con grado considerable de confiabilidad la viabilidad del proyecto, tanto en términos de mercado, de sus aspectos técnicos, de su rentabilidad económica financiera y, de manera preliminar, su conveniencia socio ambiental.

En este estudio se consideran generalmente aquellas alternativas que fueron identificadas como más favorables en el estudio de pre factibilidad.

Procesos característicos de la etapa:

- La metodología del análisis conlleva en esta etapa mucha mayor profundidad, es decir que en lugar de los análisis más generales a partir de fuentes secundarias que se realizaron en el estudio de pre factibilidad, en esta etapa se contratan profesionales en diversas disciplinas quienes realizan estudios técnicos en el sitio y para las características específicas del proyecto.
- Es importante tener en cuenta que el estudio de factibilidad en términos de la gestión de financiamiento, es un elemento de extrema importancia para los analistas financieros que evaluarán el proyecto. Por este motivo muchos bancos o inversionistas exigen que este estudio haya sido realizado por profesionales imparciales y no por profesionales pertenecientes a la empresa desarrolladora o que tengan vínculos estrechos con esta.

4.2.1.4 ESTUDIOS AMBIENTALES

El análisis ambiental y social de los impactos del proyecto constituye un proceso de gran importancia para controlar y reducir cualquier daño ambiental que pueda ocasionar el proyecto. Este imperativo además está sustentado por la Ley del Medio Ambiente de El Salvador, en la cual se establece el requerimiento de que los proyectos de generación de electricidad obtengan el Permiso Ambiental, previa aprobación del Estudio de Impacto Ambiental. Si bien algunos de estos temas ya han sido abordados en algún grado en las etapas previas, gran parte de los temas son estudiados en mucho mayor detalle en este paso intermedio entre el estudio de factibilidad y el diseño final del proyecto.

Procesos característicos de la etapa:

- En general, el manejo de las consideraciones ambientales y sociales es más complejo que el de otros aspectos técnicos, dado que las normas existentes relacionadas con estos aspectos son más extensas que las relativas a otras variables técnicas del proyecto.

4.2.1.5 DISEÑO FINAL

La etapa de diseño final o diseño de detalle constituye la etapa en la que se definen en forma detallada todos los aspectos técnicos del proyecto, generando como producto final las

especificaciones finales del mismo. Esta etapa se nutre de todas las etapas anteriores: los resultados del estudio de factibilidad ya han permitido identificar la alternativa más favorable para el desarrollo del proyecto; además, los estudios ambientales han indicado qué medidas deben ser implementadas para mitigar o compensar los impactos negativos al ambiente.

Procesos característicos de la etapa:

- En la etapa del diseño final, los profesionales de las diversas especialidades precisan en detalle de las especificaciones finales del proyecto.
- Por lo general, la expectativa de las instituciones financieras es que el desarrollador cuente a partir de esta etapa con la asesoría especializada de un profesional o firma consultora con amplia experiencia y capacidad técnica para realizar las labores de ingeniería, proveeduría y construcción del proyecto.

4.2.1.6 CONSTRUCCIÓN

La etapa de construcción es el núcleo de la fase de ejecución del proyecto. Es en esta fase que el desarrollador lleva su proyecto a la realidad al construir toda la infraestructura e instalar todos los equipos.

Procesos característicos de la etapa:

- Para realizar esta fase, el desarrollador debe contar con la totalidad de los permisos establecidos por la legislación vigente. Lo anterior incluye los permisos establecidos en la normativa municipal, para lo cual cada municipalidad establece en sus ordenanzas las disposiciones correspondientes.
- Es particularmente en esta fase en la que generalmente deben realizarse la mayoría de las medidas de mitigación social y ambiental establecidas en el permiso ambiental.
- Para los proyectos de energía renovable, la etapa de construcción es por lo general la más intensiva respecto a costos, a la cantidad de recurso humano que debe ser contratado y supervisado, y a las diversas contingencias que pueden surgir.
- Para esta etapa, es esencial que el desarrollador disponga de un profesional o firma especializada y con experiencia en el desarrollo de proyectos de este tipo en el país.

4.2.2 PERMISOS Y LICENCIAS

La presente sección describe gestiones relevantes que debe realizar un desarrollador para completar su proyecto. Entre estas gestiones se encuentran algunas que son inherentes al desarrollo del proyecto en sí mismo como son la tramitación de permisos y licencias en el país. Esta sección presenta los procesos encontrados para la gestión de cada uno de esos aspectos, mencionándose que cada uno de esos procesos es de naturaleza diferente.

4.2.2.1 PERMISO AMBIENTAL

La sumisión de la presentación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) en el MARN, ha quedado sujeta a una categorización de las actividades, proyectos, u obras que se desarrollarán; para fines de la antes dicha categorización, las energías renovables incluidas se clasifican en cuatro:

- i) Se entenderá como aprovechamiento de la energía solar al conjunto de obras, instalaciones, y operaciones técnicas que permitan utilizar la radiación y calor solar mediante las tecnologías solar fotovoltaicas, solar térmica concentrada y termo solar, en sistemas aislados o conectados a la red eléctrica de distribución, con el objeto de generar energía eléctrica o calor, ya sea para autoconsumo, con o sin almacenamiento eléctrico, y/o para la cogeneración de energía.
- ii) Así también, se entenderá como aprovechamiento del recurso hídrico las actividades, obras o proyectos de generación de energía a partir del aprovechamiento del recurso hídrico superficial, el conjunto de actividades, obras, instalaciones y operaciones técnicas que permitan utilizar la energía potencial, a través de la caída del agua desde una altura superior a un nivel inferior, y que dependiendo de su tamaño y capacidad de generación, podrán requerir la construcción de presas, canales, o tuberías de derivación, tubería de presión y la instalación de equipos electromecánicos y equipamiento para generar electricidad.
- iii) Por otra parte, se entenderá como aprovechamiento del recurso geotérmico, el conjunto de obras, actividades, instalaciones y operaciones técnicas que permitan el uso del calor geotérmico para la obtención de energía eléctrica, que sea para autoconsumo o inyectada a la red, y otros usos directos. Todas las actividades, obras, proyectos o instalaciones relacionadas con el recurso geotérmico, deberán cumplir con lo establecido en el Reglamento Especial en Materia de Sustancias, Residuos y Desechos Peligrosos. Deberán además realizar una adecuada disposición para todos

los residuos sólidos y líquidos generados, dando cumplimiento a la Normativa vigente.

- iv) Finalmente, el aprovechamiento de la energía eólica, tendrá que estar sujeta a consulta institucional en cuanto a presentación del EIA, a raíz que hasta la fecha no se encuentra incluida en la categorización antes mencionada.

En ese sentido, algunas de las actividades, proyectos, y obras, relativos a la generación de energías renovables se encuentran clasificados de la siguiente manera según Acuerdo No. 22 de [18]:

GRUPO A: actividades, proyectos, y obras con bajo potencial de impacto ambiental, por lo cual no requieren presentar documentación ambiental.

Las actividades, obras o proyectos en cuanto al aprovechamiento de la energía solar tienen las siguientes características y condiciones a mencionar:

- Aprovechamiento térmico de la energía solar para intercambio de calor en edificaciones existentes;
- Instalación de paneles solares fotovoltaicos u otros dispositivos para captar la energía solar hasta 100 kW en edificaciones existentes;
- Instalación de paneles u otros dispositivos solares fotovoltaicos con capacidades de hasta 100 kW en viviendas unifamiliares, condominios multifamiliares horizontales o en altura, centros comerciales, educativos y naves industriales u otras instalaciones ya existentes, ya sea para autoconsumo y/o conectado a la red.

Las actividades, obras o proyectos en cuanto al aprovechamiento del recurso hídrico tienen las siguientes características y condiciones a mencionar:

- Proyectos que se realicen a filo de agua, con una capacidad de generación de hasta 100 kW, manteniendo el caudal ambiental en el sitio de presa, previendo que los impactos ambientales y sociales potenciales a generar sean bajos, ya sea para autoconsumo o conectado a la red.
- Instalación de equipos electromecánicos de hasta 100 kW para la producción de energía eléctrica, utilizando recurso hidráulico en una zona que no tenga acceso a la red eléctrica.

Los titulares de las actividades, obras o proyectos referentes al aprovechamiento del recurso hídrico contemplados en este grupo, deberán obtener ante la SIGET, la concesión de recurso hidráulico correspondiente; quien previo a otorgarla requerirá del MARN la notificación de la categorización respectiva.

Las actividades, obras o proyectos en cuanto al aprovechamiento del recurso geotérmico tienen las siguientes características y condiciones a mencionar:

Todas las actividades, obras o proyectos detalladas en el Grupo A se consideran que se realizan en condiciones de operación normal de un campo geotérmico.

Sera necesario que el desarrollador presente ante el MARN, antes del inicio de las obras del proyecto, toda la documentación de los estudios correspondientes al diseño final del proyecto de generación utilizando la energía geotérmica.

- Estudios para la exploración geotérmica dentro del área concesionada a explorar, que conlleva las actividades de realizar estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos incluyendo la construcción de pozos exploratorios de diámetro máximo de 6 pulgadas, sin fines de producción y sin implantación de instalaciones superficiales, ni requieren desarrollo de vías de acceso.
- Limpieza y reparación de pozos, maquinaria, equipos, tuberías de acarreo y redes de distribución internas, cuyos desechos generados cuenten con el manejo y disposición ambientalmente adecuada.
- Sustitución de maquinaria o partes de equipos instalados, tuberías de acarreo y redes de distribución internas, cuyos desechos generados cuenten con el manejo y disposición ambientalmente adecuada.
- Mejoramiento de los sistemas de separación de fluidos geotérmicos, sistemas de acarreo y unidades generadoras, sin incremento de la capacidad instalada, dentro del sistema campo-planta que cuente con permiso ambiental, que se ubique dentro de la servidumbre de la tubería existente.
- Utilización de pozos no productores para la reinyección de las aguas residuales de proceso en campo-plantas en operación que cuente con permiso ambiental.
- Pruebas de operación de pozos, tuberías y unidades generadoras dentro del sistema campo-planta que cuente con permiso ambiental
- Puesta en operación de pozos, maquinaria, equipos, tuberías de acarreo y redes de distribución internas que cuenten con Resolución Favorable del MARN.
- Obras de estabilización de taludes, con longitudes no mayores de 50.00 m. y altura no mayor de 5.0 m, que incluya obras de manejo de aguas de escorrentía superficial y re vegetación.

GRUPO B: actividades, obras o proyectos con leve, moderado o alto potencial de impacto ambiental, por lo cual requieren presentar documentación ambiental, y en ese sentido, el Grupo B se sub clasifica en las siguientes categorías:

CATEGORÍA I: la categoría I del Grupo B, corresponde a las actividades obras o proyectos con potencial de impacto ambiental leve, en cuyo caso el MARN emitirá resolución de que NO requieren EIA, a través de un formulario ambiental debidamente completado y con la información anexa que con dicho formulario se solicite.

CATEGORÍA II: las actividades obras o proyectos incluidos en esta categoría tienen un alto potencial de impacto ambiental, por lo tanto, requieren la elaboración de un EIA. El MARN

emitirá una resolución determinando que se requiere la elaboración de dicho EIA, para lo cual se anexarán los Términos de Referencia correspondientes. De esta resolución, el titular de la actividad, obra o proyecto, podrá interponer el Recurso de Revisión tipificado en el Art. 97 de la [19].

A continuación, una tabla general de categorización para actividades, obras o proyectos, destinados a la generación de energía eléctrica a base del aprovechamiento de la energía solar según [20]:

Tabla General de Categorización para actividades, obras o proyectos destinados a la generación de energía eléctrica a base del aprovechamiento de la energía solar:

Criterios	Grupo B	
	Categoría 1	Categoría 2
Área a utilizar	Hasta 5 Hectáreas (Ha).	Mayor de 5 Hectáreas (Ha).

DIARIO OFICIAL.- San Salvador, 8 de Junio de 2012.

15

Cobertura vegetal	Pastizales, cañales y otras áreas abiertas con cobertura vegetal arbustiva y/o arbórea, hasta 10 árboles/Ha, con DAP igual o mayor de 20 cm.	Cobertura vegetal arbórea, mayor de 10 árboles/Ha con DAP igual o mayor de 20 cm
Clase de generación	Fotovoltaica o termo solar	Fotovoltaica, termo solar, térmica concentrada
Topografía	Pendiente promedio hasta del 15%	Pendiente promedio mayor del 15%
Localización	Fuera de Áreas Naturales Protegidas, sus zonas de amortiguamiento y áreas de recarga acuífera.	Dentro de Áreas Naturales Protegidas, sus zonas de amortiguamiento, áreas de recarga acuífera y en zona costero marina
Capacidad de generación	De más de 100 kW hasta 5 MW	Mayor de 5 MW
Generación de desechos	Si se conectan a la red, no hay generación de desechos. Si hay almacenamiento de energía, se utilizan acumuladores requiriendo un manejo ambiental adecuado.	Si se conectan a la red, no hay generación de desechos. Si hay almacenamiento de energía, se utilizan acumuladores requiriendo un manejo ambiental adecuado
Amenaza natural	Las amenazas naturales se han valorado como con un Grado de Amenazas Moderado (A2).	Las Amenazas se han valorado por un Grado Alto (A3) o Muy Alto (A4) por lo que es necesario análisis detallado de las amenazas y presentar medidas de prevención, preparación y/o atención a la emergencia en el caso de producirse el evento esperado.

Figura 60 Tabla General de Categorización para actividades, obras o proyectos destinados a la generación de energía eléctrica a base del aprovechamiento de la energía solar

Debido al tema de estudio abordado en este trabajo de graduación, solamente se mostrará la Tabla General de Categorización para actividades, obras o proyectos destinados a la generación

de energía eléctrica a base del aprovechamiento de la energía solar, teniendo en cuenta que también existe una tabla para actividades relacionadas a la energía hídrica y geotérmica.

El Permiso Ambiental ha sido definido legalmente como el “acto administrativo por medio del cual el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales de acuerdo a la Ley del Medio Ambiente y su reglamento, a solicitud del titular de una actividad, obra o proyecto, autoriza a que éstas se realicen, sujetas al cumplimiento que este acto establezca” (Artículo 5, Ley del Medio Ambiente).

El permiso se tramita ante el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN) a través de la Dirección de Gestión Ambiental.

4.3 PROYECCIÓN SOCIAL

4.3.1 CUBO-BIBLIOTECA

Como parte del estudio social en el sector de Ciudad Barrios, se planea gestionar el funcionamiento de un Cubo-biblioteca, el cual beneficiará directamente a nuestra comunidad en el aprendizaje y desarrollo de habilidades socioculturales.

Cada Cubo tiene un área de construcción de 15 por 11 metros, incluye espacios amplios para aprendizaje, reuniones, área de estudio, biblioteca, área lúdica, centro de cómputo, espacio para danza, karate, área de videojuegos para niños y un espacio para iniciativas de emprendedurismo. También se diseñaron obras complementarias para algunos Cubos como skateparks.

En el Cubo se desarrollan diferentes actividades que contribuyen a la educación y formación física y artística de la niñez y juventud. Cuentan con áreas, materiales y equipos de diferentes disciplinas, como estudio grabación, gimnasio, área infantil con juegos didácticos (mini ludoteca), consolas de videojuegos, espacios para clases, cancha de basquetbol, libros de diferentes géneros, computadoras e internet.

Se imparten cursos de inglés, batucada, robótica, pintura, dibujo, fotografía, video, zumba, danza, karate, marketing digital e incluso se ofrece refuerzo escolar cuatro días a la semana.

¿Qué se desea lograr?

- La disponibilidad de un espacio público para niños y jóvenes que los mantiene fuera de la calle y evita su reclutamiento por pandillas.
- El acceso a la información a través de la disponibilidad gratuita de computadoras e internet.
- La generación de empleos a través de los facilitadores contratados para impartir cursos.
- La disponibilidad de talleres certificados con valor curricular para facilitar el acceso al mercado laboral.

- El impacto a las comunidades cercanas que tienen acceso a las instalaciones.
- Eliminar la brecha digital a la que muchos niños y jóvenes se enfrentan en esta pandemia, en la cual reciben sus clases en línea y no poseen los recursos necesarios para poder realizar sus actividades.
- Recreación segura y gratuita.
- La disponibilidad de instalaciones de acceso gratuito, para reuniones comunitarias.



Figura 61 Diseño del Cubo-biblioteca

4.3.2 EMPLEO GENERADO EN LA COMUNIDAD

El empleo generado por este tipo de proyectos se centra mayoritariamente en la instalación de la planta solar y en menor cuantía a la operación y mantenimiento, debido a esto, el plan principal es capacitar a personas de la comunidad para que sean ellos los que aprovechen las oportunidades laborales que surgen mediante la implementación de este tipo de proyectos.

Capacitación técnica

Creación de capacidades técnicas locales a través de la formación.

Debe explicar a las personas en capacitación los principios de funcionamiento del sistema, requerimientos para el manejo de equipo, revisiones de mantenimiento y cómo llevarlas a cabo. La capacitación deberá estar orientada en cómo usar el manual brindado por el encargado del proyecto, y aspectos de operación y mantenimiento que deberán quedar bien claros en la capacitación, tales como:

- Incluir los dibujos y diagramas correspondientes.

- Incluir una breve descripción de cada uno de los componentes del sistema y de su funcionamiento, y de los procedimientos para la adecuada operación del sistema.
- Indicar claramente las secuencias de encendido y apagado de los equipos.
- Explicar cómo se deben verificar las baterías para su adecuado mantenimiento.
- Indicar claramente lo que no puede ni debe hacerse con el sistema.
- Proporcionar las recomendaciones de qué hacer en casos de emergencia, tales como: tormentas eléctricas, huracanes, inundaciones, etc.
- Explicar la guía de localización de averías del sistema.
- Indicar a quién se debe contactar para la solución de los diversos problemas que puedan existir.
- Fomentar medidas de protección al medio ambiente.
- Debe presentarse un plan para el manejo del reciclaje o descarte de las baterías que van quedando obsoletas para evitar cualquier contaminación al medio ambiente. El plan debe garantizar el acopio de las mismas.
- Previa a la capacitación elaborar cronograma de trabajo.

Gracias a una capacitación técnica, las personas que estén dispuestas a laborar en este proyecto, estarán listas para ofrecer sus servicios y así, poder ser parte de las oportunidades laborales en su comunidad, que existirán debido a la creación de esta planta solar. De igual manera se busca crear una cultura hacia la utilización de las diferentes tecnologías de generación de energía renovable.

5 CONCLUSIONES

- Las principales ventajas de un sistema de generación distribuida pueden obtenerse aprovechando las condiciones geográficas, climáticas y la configuración del sistema de distribución al que se conecten. Las ventajas principales de estos sistemas son: el respaldo que provee ante escenarios de contingencia, mejora la regulación de voltaje, disminuye el consumo de fuentes de energía no renovables brindando la posibilidad de reducción de los costos de la energía, recorte de pico de demanda, suministro de energía a en las zonas geográficas alejadas, ayuda a disminuir los problemas que presentan los sistemas de distribución de gran extensión en cuanto a la caída de tensión y las pérdidas técnicas, y la confiabilidad teniendo en cuenta que los modelos de microrred que son más confiables son los interconectados a la red de distribución, y que esta aumenta a medida se integra mayor cantidad de recursos de generación distribuida.
- La red de distribución de Ciudad Barrios presenta problemas de caída de tensión, radialidad del circuito y zona rural entre otros sin posibilidad de apoyo en contingencia. La implementación de una microrred con presencia de recursos distribuidos tendría efectos muy positivos ante estos inconvenientes, y la construcción de ésta es factible considerando que existen espacios físicos cerca de la red donde se puede llevar a cabo el proyecto y realizar la interconexión en un punto óptimo, las condiciones climáticas en el país son apropiadas para la explotación del recurso fotovoltaico; la demanda de la red es relativamente baja haciendo que los generadores requeridos sean de baja escala y la inversión sea similar a otros proyectos realizados en el país. Dicho esto, se puede concluir que la microrred es técnicamente viable.
- En el trabajo se ha propuesto utilizar las tecnologías que más se adapten a la necesidad para el proyecto de una microrred en Ciudad Barrios y que resulten accesibles de adquirir en el medio, con lo cual se tomó como fuentes de generación distribuida a un sistema de generación de energía fotovoltaica y un sistema de almacenamiento de energía basado baterías, el objetivo de este último, es que se tenga un respaldo de energía para las horas de máxima demanda o en escenarios leves de contingencia resultando así en una planta fotovoltaica de una capacidad instalada de 4 MW y un sistema de almacenamiento de una energía disponible de 3.59 MWh tomando en cuenta solo este es solo el 40% de energía disponible para la descarga del sistema.
- Se desarrolló la simulación del modelo de microrred propuesto, y en base a los resultados se hizo un análisis del funcionamiento del sistema, llegando a los siguientes resultados: El sistema cobra sentido cuando se interconecta en un punto donde los niveles de tensión

sean más bajos para aprovechar así la elevación de tensión que se puede obtener debido a la inyección de potencia. El sistema de generación distribuida simulado no es capaz de soportar la demanda de potencia total en caso de contingencia de la subestación del sistema de distribución, esta solamente actúa como un alivio para el sistema convencional. Los niveles de cortocircuito, con la inyección del sistema fotovoltaico y del sistema de almacenamiento con baterías no aumentan significativamente. Es importante indicar de la contribución de los recursos distribuidos a la energía demandada a lo largo del periodo simulado es notoria, ya que el aporte es del 30% de “energía verde”; sin embargo, lo que es un inconveniente es que los picos de potencia se dan en las horas de la noche donde los sistemas fotovoltaicos no tienen la capacidad de dar su aporte y para aliviar la dependencia de las fuentes de energía convencionales es necesario que se implementen sistemas de almacenamiento robustos.

- De los resultados obtenidos mediante el uso del programa HOMER para la evaluación de la factibilidad de este proyecto de microrred, podemos concluir que el Costo Actual Neto más bajo, corresponde a la configuración que contiene: la red de distribución, los paneles solares y los inversores con un modelo de operación diaria para el recorte del pico de demanda, siendo esta configuración la que resulta ser más rentable. Sin embargo, es importante aclarar que un sistema de almacenamiento distribuido en una microrred nos da un mejor respaldo y soporte al sistema eléctrico entre otros beneficios. Al observar el payback del sistema con menor costo actual neto, se concluye que el sistema es viable para su implementación con un tiempo de recuperación total del proyecto de 4.4 años.

6 ANEXOS

6.1 ANEXO A: DISEÑO BANCO BATERÍAS.

Para el diseño del banco de baterías tomamos diferentes criterios, pero uno de los principales es la potencia promedio demandada.

Circuito	Promedio de kVA	KwhMax
309-1-41	851.027	772.668
309-1-42	1637.816	1479.04
Total general	2,488.842	2251.708

Con estos valores procedimos al cálculo siguiente.

Descripción	Cantidad	Unidades
Potencia instalada	2,488.842	kVA
Horas al día que trabaja	4.000	h
Energía	9,955.370	kWh/día
Días autonomía	0.208	Días (5 horas)
DOD Max	0.40	
Rendimiento Baterías	0.800	
Rendimiento Conversor	0.975	
VDC racks Baterías	720.000	V
VDC modulo	64.000	V
Capacidad por modulo	280.000	Ah
Consumo diario	12,763.295	kWh/día
Capacidad banco baterías	6,647.549	kWh
Capacidad Ah	9,232.708	Ah
Cantidad de módulos por rack	11.250	
Cantidad de racks por banco	32.974	

Teniendo estos valores procedemos a elegir un equivalente en ETAP con el cual efectuaremos la respectiva simulación.

De la librería oficial de ETAP tenemos el siguiente modelo y la configuración correspondiente que más se adapta a nuestro modelo planteado.

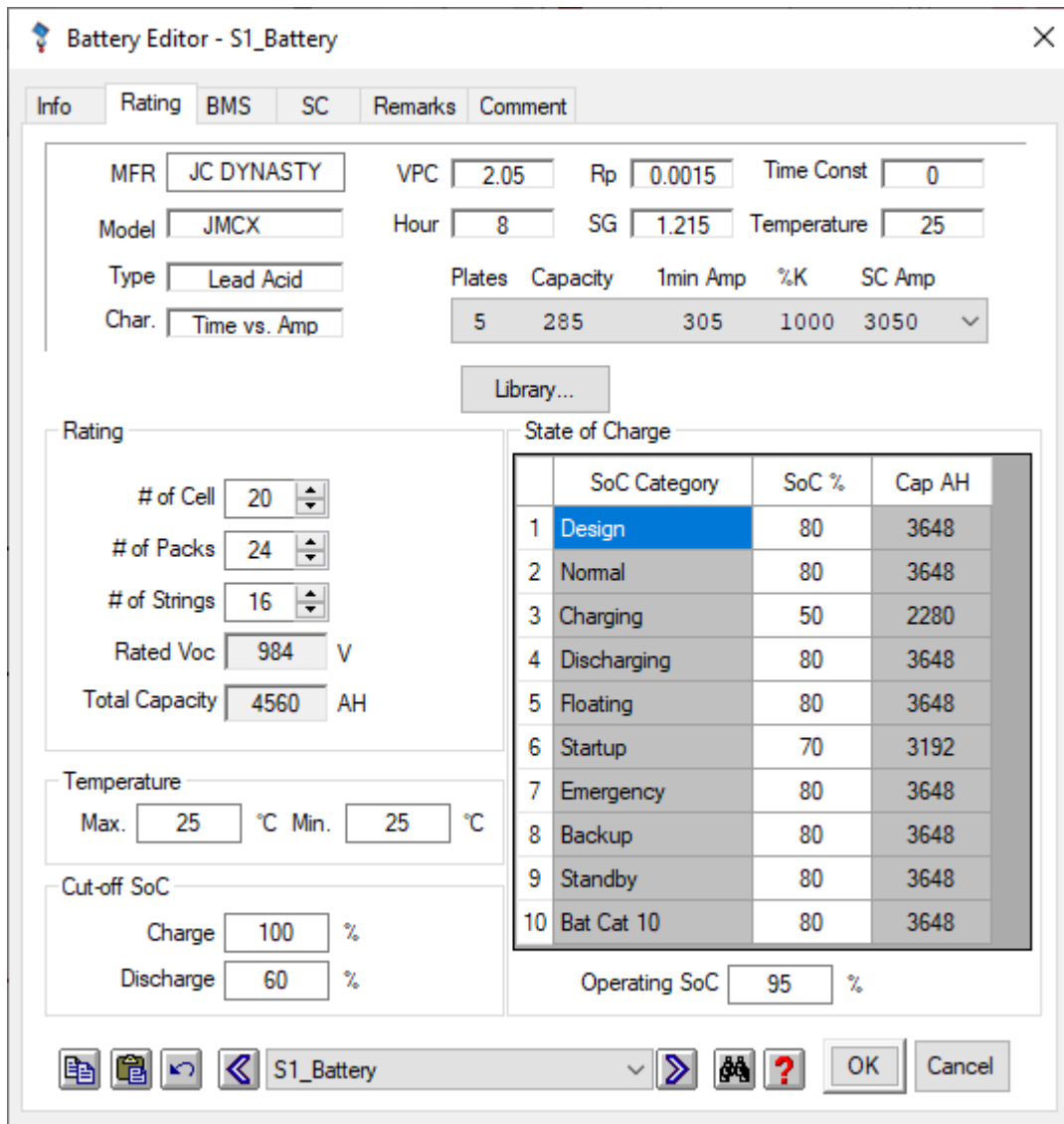


Figura 62 Selección y capacidad del banco de baterías en ETAP.

La capacidad total con la que se simulo en ETAP tomando en cuenta que se hicieron dos arreglos es:

$$CapTotal = 4560 Ah * 2 = 9120 Ah$$

Es un valor muy cercano al valor de 9232.71 Ah que se había planteado como diseño.

6.1.1 ESTIMACIÓN DE VIDA ÚTIL.

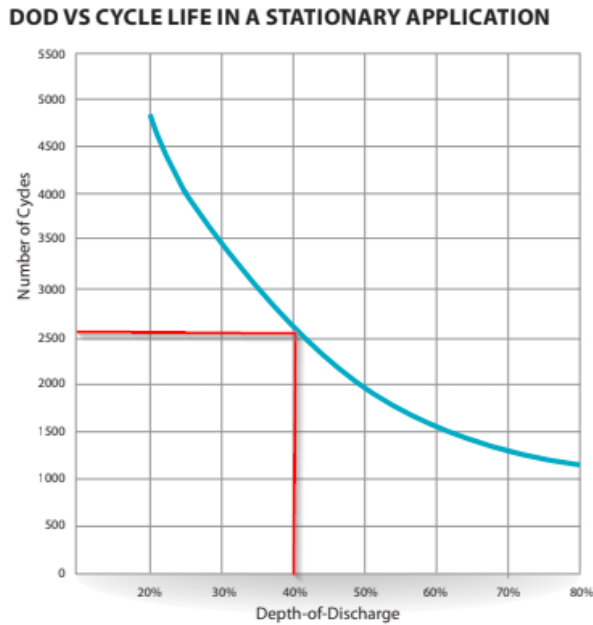


Figura 63 Vida útil aproximada del sistema de baterías

La estimación de los ciclos de carga y descarga se efectuó con un modelo equivalente en capacidad del modelo que se tiene en la simulación.

Si consideramos un 40% de descarga diario tendremos aproximadamente 2500 ciclos de descarga lo que equivale a 6.85 años, si consideramos un 30% (ya que el porcentaje de descarga será entre 30% y 40%) tendríamos 9.3 años de vida útil.

6.1.2 DATOS TÉCNICOS SISTEMA DE BATERÍAS WEG-ESSW-50100618

Technical Data

Converter

Model	ECBID						FP2000							
	50	100	150	200	250	300	Single				Dual			
AC connection														
Number of phases	Three-phase													
Rated voltage (V)	380						380	400	480	550	380	400	480	550
Rated power (kW)	50	100	150	200	250	300	620	650	775	900	1,240	1,300	1,550	1,800
Rated frequency (Hz)	50 or 60													
Power factor correction	0.6 - 1						0.1 - 1							
Output current distortion (%)	<3													
DC connection														
Rated voltage (V dc)	720						675	720	840	980	675	720	840	980
Maximum input voltage (V dc)	900						1,150							
Minimum input voltage (V dc)	600						580	600	720	825	580	600	720	825
Maximum charging current (A)	83	167	166	330	415	500	1,250				2,500			
Maximum discharging current (A)	85	170	170	340	427	515	1,250				2,500			
Communication														
Communication interface	RS485 Serial Modbus, dry contact						Modbus TCP/IP, DNP3							
Mechanical data														
Protection rating	IP20						IP54 (indoor) / IP55 (outdoor)							
Dimensions (H x W x D) (mm)	1,603.5 x 606 x 630			1,800 x 800 x 837			2,229 x 2,882 x 977 (indoor) / 2,241 x 3,745 x 977 (outdoor)							
Weight (kg)	200	200	220	460	480	510	2,900				3,650			
Operating temperature (°C)	0 to +55						-25 to +50							
Maximum altitude (m)	<1,000													
Cooling	Forced ventilation						Liquid - Integrated							
Efficiency (%)	97.5						98.1	98.2	98.3	98.4	98.1	98.2	98.3	98.4

Battery Bank

Chemistry	Lithium ion: (LFP) Iron phosphate
Rated bank capacity	From 215 kWh
Depth of discharge	Batteries can be cycled from 0 to 100% (full DOD)
Rated power	0.5C to 1C
Management	Integrated BMS
Estimated service life	Above 6,000 cycles (@25 °C, 0.5C/0.5C, 100% DOD, 80% RET)
Installation	Racks

Characteristics of the Cell

Cell capacity (Ah/Wh)	280/896
Minimum/rated/maximum voltage (V)	2.5/3.2/3.65
Dimensions (H x W x D) (mm)	174 x 71.7 x 207
Weight (kg)	5.34
Discharging/charging rate (C)	0.5 (standard) and 1 (optional)

Characteristics of the Module

Number of cells per module	20
Module capacity (Ah/kWh)	280/17.92
Rated/minimum/maximum voltage (V)	56/64/72
Dimensions (H x W x D) (mm)	516 x 950 x 234
Weight (kg)	140
Cooling system	Forced ventilation

Notes: The number of modules per rack and the number of racks per bank are defined according to the voltage levels of the converter and the final storage capacity of the project.

The converter and battery bank used may change to meet the project requirements.

Example Battery Configuration - other configurations including NMC lithium chemistries are available.

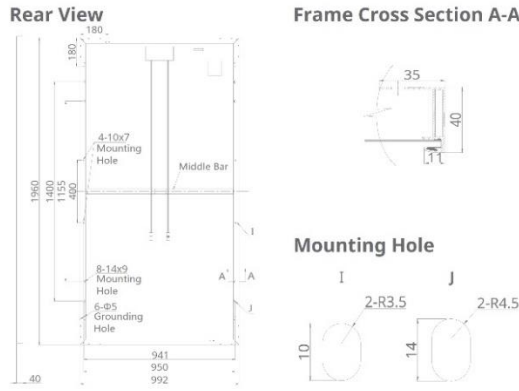
Also available in customized versions (on request).

Para descargar el documento completo podemos buscar el modelo correspondiente [21]

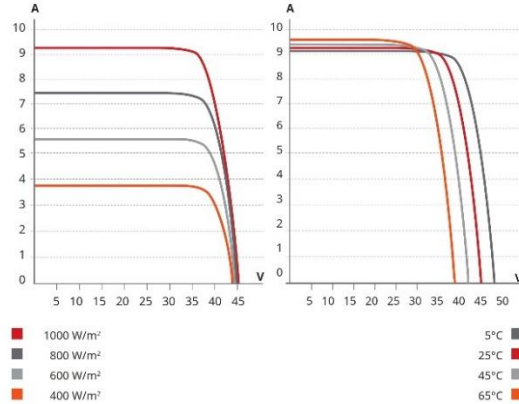
6.2 ANEXO B: DATOS TÉCNICOS DE PANEL FV

6.2.1 DATOS TÉCNICOS DE CANADIAN SOLAR CS6U-330P (330WP)

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6U-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA / STC*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1960 × 992 × 40 mm (77.2 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 (IEC/UL)
Per Pallet	26 pieces, 635kg (1400lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

ELECTRICAL DATA / NOCT*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.0 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

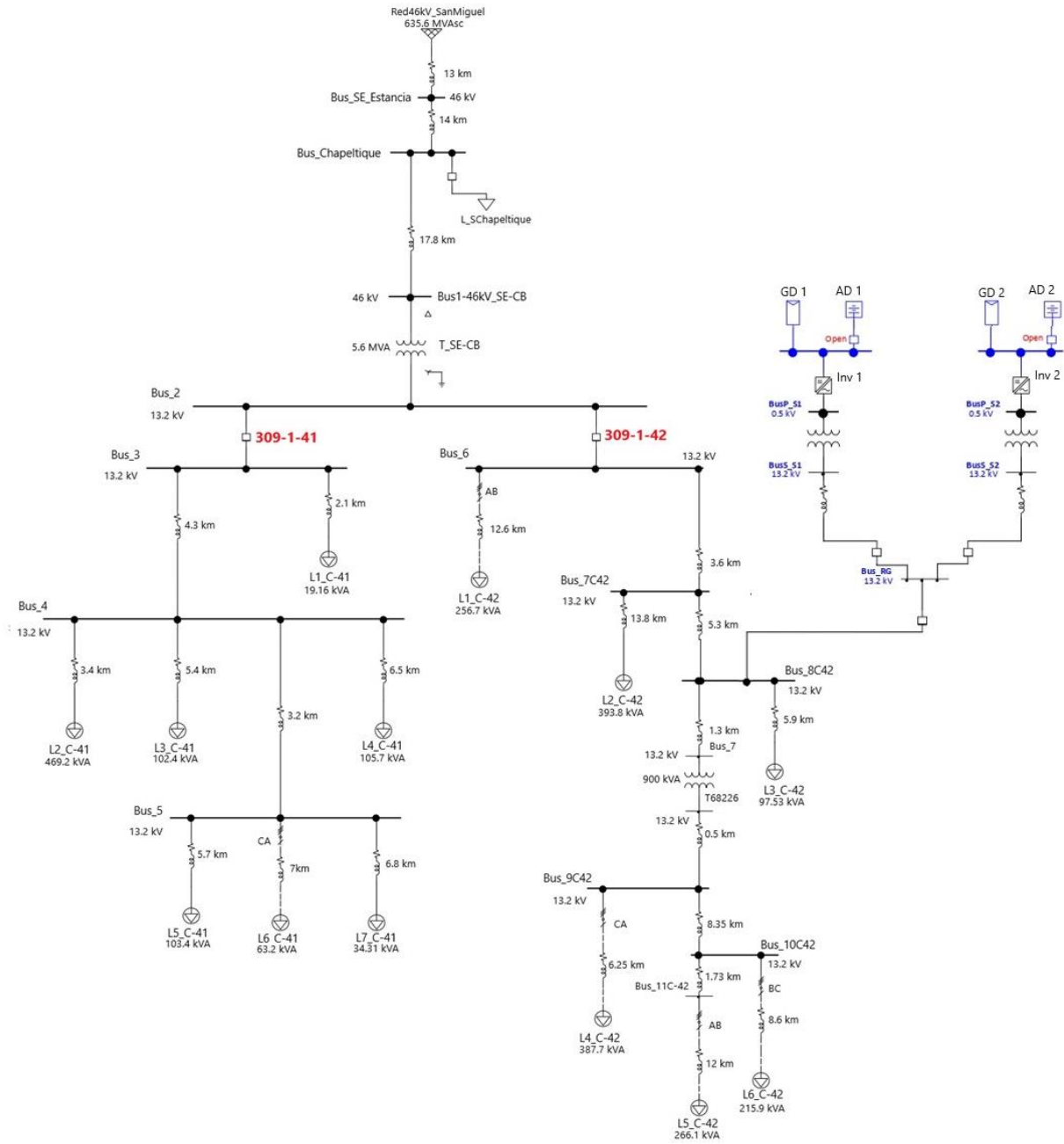
Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

PARTNER SECTION



6.3 ANEXO C: DIAGRAMA DE MODELO DE MICRORRED

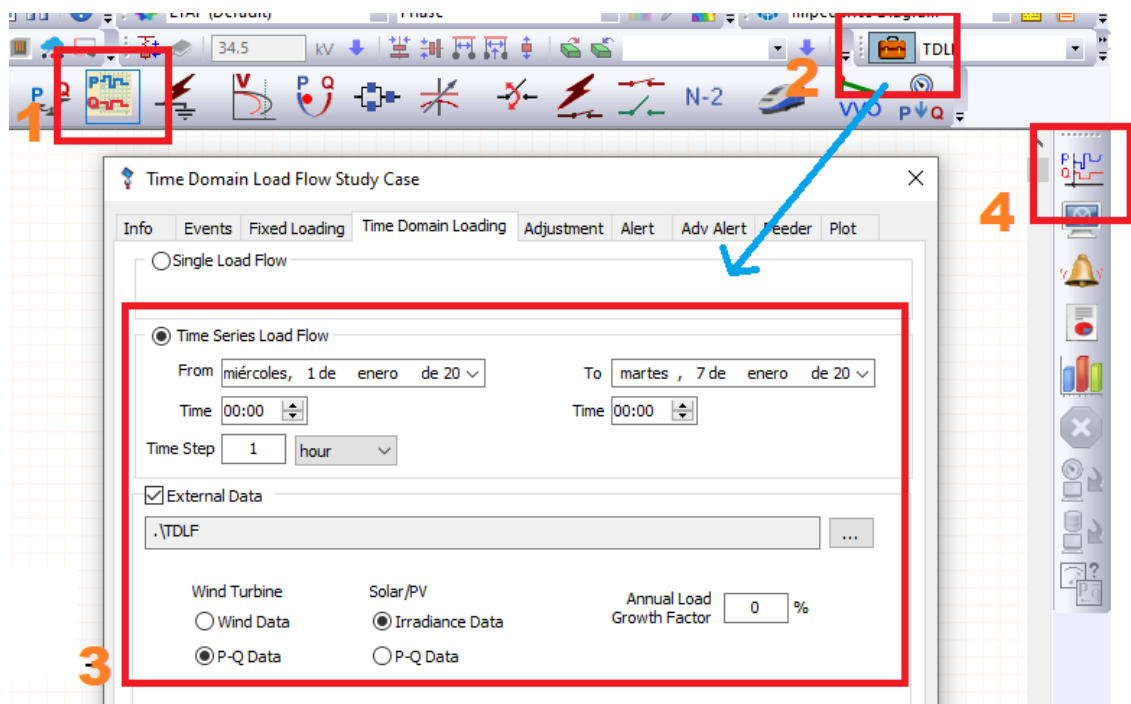
A continuación, se muestra el diagrama completo del modelo de microrred con la generación y el almacenamiento distribuido integrado al circuito.



6.4 ANEXO D: CONFIGURACIÓN DE ETAP PARA SIMULACIÓN EN EL DOMINIO DEL TIEMPO.

Luego de la construcción del diagrama esquemático en ETAP, para la simulación de los flujos de potencia en el tiempo se tiene que seguir configuración básica.

- Se selecciona el módulo de flujos de potencia en el dominio del tiempo (TDLF), punto 1, luego en caso de estudio, punto 2, se configura las generalidades del estudio, y dentro de esta ventana se elige una ruta donde estén alojados los archivos de perfiles de operación de los diferentes elementos del esquemático (cargas, generadores), punto 3. Para ejecutar la simulación clicamos en el botón de análisis, punto 4.



- Cada elemento del circuito del que se quiere analizar el comportamiento en el tiempo debe tener asociado un archivo de datos con el perfil de comportamiento (de carga o generación). El nombre del elemento a configurar, punto 5, debe coincidir con el nombre del archivo de datos guardado en la ruta especificado en el caso de estudio. El periodo de tiempo a simular, punto 6, debe estar contenido en los archivos de datos.

Lumped Load Editor - L1_C-41

Info Nameplate Short-Circuit Dyn Model Time Domain Reliability Remarks

19.16 kVA 13.2 kV (80% Motor 20% Static)

Data Type

Fixed Category / Constant

Sector

External Data

D:\Documentos\ETAP\mR_CB_v1\TDLF\L1_C-41.xlsx

Composite Sector

Multi-Year Forecasting

Energize miércoles, 1 de enero de 2021

Out of Service viernes, 31 de enero de 2021

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] SIGET, Mercado Eléctrico de El Salvador 2020, San Salvador, San Salvador: SIGET, 2020.
- [2] IRENA, EVALUACIÓN DEL ESTADO DE PREPARACION DE LAS ENERGIAS RENOVABLES, San Salvador, San Salvador: IRENA, 2020.
- [3] V. HURTADO, Artist, *Impacto de la generacion distribuida en redes de distribucion, aplicacion Central Hidroelectrica Mira*. [Art]. Escuela Politecnica Nacional.
- [4] SIGET; UT, *Generacion distribuida en El Salvador*, San Salvador, 2019.
- [5] EPRI, «Engineering guide for integration of distributed generation and storage into power distribution system,» EPRI, California, 2000.
- [6] IDAE, ADRIANA CASTRO, Minicentrales hidroelectricas, Madrid: Fondo editorial IDAE, 2006.
- [7] BEPTE , ALBERTO CEÑA, «INTRODUCCION AL ALMACENAMIENTO DE ENERGIA,» Madrid, 2020.
- [8] J. REINOSO, *Almacenamiento gravitacional*, Barcelona, 2020.
- [9] ESTER ROJAS, CIEMAT, *Almacenamiento térmico para producción eléctrica*, Madrid, 2020.
- [10] A. PEDRAZA y F. SANTAMARIA, Artists, *Impacto de la generación distribuida sobre el esquema de protecciones en una red de distribución*. [Art]. Universidad Distrital Francisco de Caldas.
- [11] C. FUENTES, Artist, *Análisis Probabilista del Impacto de la Generación Distribuida de Energía Eléctrica en Pérdidas en Redes de Distribución*. [Art]. Universidad de El Salvador.
- [12] A. SARABIA, Artist, *Impact of distributed generation on distribution system*. [Art]. Aalborg University Denmark.
- [13] I. HERAS, Artist, *Evaluacion del impacto de la generacion distribuida en sistemas de distribucion primaria de energia eléctrica*. [Art]. Universidad Politecnica de Valencia.
- [14] L. Moreno Díaz, Artist, *Estado del Arte sobre Diseño y Dimensionamiento de Microrredes Electricas*. [Art]. Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, 2017.
- [15] D. A. CHACÓN CERNA, R. A. AMAYA FIGUEROA y E. E. CABALLERO BAUTISTA, Artists, *Protecciones de sobrecorriente adaptativas para microrredes*

eléctricas con presencia de generación distribuida. [Art]. Universidad de El Salvador, 2020.

[16] SIGET Y UT, «Boletín de estadísticas eléctricas,» San Salvador, 2020.

[17] NASA, «POWER Data Access Viewer,» 1 Enero 2021. [En línea]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>. [Último acceso: 30 Octubre 2021].

[18] MARN, Reglamento General de la Ley del Medio Ambiente, San Salvador: Diario Oficial, 2000.

[19] MARN, Ley del Medio Ambiente, San Salvador: Diario Oficial, 2012.

[20] Diario Oficial, Modificación del Acuerdo 39 Ley de Medio Ambiente, San Salvador: Diario oficial, 2012.

[21] WEG, «WEG Downloads,» 04 Noviembre 2021. [En línea]. Available: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h8b/h16/WEG-ESSW-50100618-en.pdf>.