



UNIVERSIDAD TÉCNICA PARTICULAR DE LOJA
La Universidad Católica de Loja

ÁREA TÉCNICA

TÍTULO DE INGENIERO EN ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES

**Diseño de una micro red hibrida para electrificar comunidades
rurales aisladas**

TRABAJO DE TITULACIÓN

AUTOR: Hidalgo Coronel, César David

DIRECTOR: Castro Mendieta, José Raúl, Ing.

LOJA – ECUADOR

2016



Esta versión digital, ha sido acreditada bajo la licencia Creative Commons 4.0, CC BY-NY-SA: Reconocimiento-No comercial-Compartir igual; la cual permite copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra, mientras se reconozca la autoría original, no se utilice con fines comerciales y se permiten obras derivadas, siempre que mantenga la misma licencia al ser divulgada. <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/deed.es>

2016

APROBACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Ingeniero.

José Raúl Castro Mendieta.

DOCENTE DE LA TITULACIÓN

De mi consideración:

Que el presente trabajo de titulación: “Diseño de una micro red hibrida para electrificar comunidades rurales aisladas”, realizado por Hidalgo Coronel César David; ha sido orientado y revisado durante su ejecución, por lo cual se aprueba la presentación del mismo.

Loja, octubre de 2016

f)

DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y CESIÓN DE DERECHOS

Yo César David Hidalgo Coronel declaro ser autor del presente trabajo de titulación: “Diseño de una micro red hibrida para electrificar comunidades rurales aisladas”, de la titulación de Ingeniería en Electrónica y Telecomunicaciones, siendo el Ing. José Raúl Castro Mendieta director del presente trabajo; y eximimos expresamente a la Universidad Técnica Particular de Loja y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Adicionalmente declaramos conocer y aceptar la disposición del Art. 88 del Estatuto Orgánico de la Universidad Técnica Particular de Loja que en su parte pertinente textualmente dice: “Forman parte del patrimonio de la Universidad la propiedad intelectual de investigaciones, trabajos científicos o técnicos y tesis de grado que se realicen a través, o con el apoyo financiero, académico o institucional (operativo) de la Universidad”

f

Autor: Hidalgo Coronel César David

Cedula: 1104179914

DEDICATORIA

Primeramente, a mis padres, Marcelo y María, por ser personas fundamentales en mi vida, por apoyarme siempre en las buenas y malas brindándome su amor. A mis abuelitos, Elva, Dora y Cesar, que han tenido la sabiduría de formarme adecuadamente en mi niñez. De manera especial, a mi hija, Sarita, a quien le ofrecí este logro desde hace mucho tiempo y ha estado presente con sus travesuras en mi vida, además a mi prometida Yuliana por estar presente en cada momento de mi formación profesional brindándome su apoyo.

César

AGRADECIMIENTO

Agradezco primero a Dios, por permitirme estar con vida y ser una guía para superar los obstáculos presentes en la vida, y poder culminar de manera satisfactoria nuestra etapa de formación profesional.

A mis padres expreso mi profundo agradecimiento, por enseñarme valores y por ayudarme a culminar mis logros más altos.

A mis compañeros, con quienes hemos compartido buenos y malos momentos, por estar junto a mi lado hasta el final de esos días como estudiantes.

Al Ing. Raúl Castro, por brindarme todo su tiempo para ayudarme a culminar este proyecto, de igual manera quiero extender este agradecimiento a cada uno de los docentes de la Universidad Técnica Particular de Loja, quienes han sido parte de mi proceso de formación profesional.

¡Gracias!

ÍNDICE DE CONTENIDOS

APROBACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	ii
DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y CESIÓN DE DERECHOS.....	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN.....	3
CAPÍTULO 1	6
MICRO REDES HÍBRIDAS EN CRA	6
1.1 Micro redes Eléctricas.....	7
1.1.1 Definición y características de micro redes eléctricas.....	7
1.1.2 Ventajas de micro redes eléctricas.....	7
1.1.3 Topología de micro redes eléctricas.....	8
1.2 Micro redes híbridas autónomas para la electrificación rural	8
CAPÍTULO 2.....	10
GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)	10
2.1 Origen de la Generación Distribuida	11
2.2 Definición de la generación distribuida.....	11
2.3 Generación distribuida en comunidades rurales aislada.....	12
2.4 Tipos de Sistemas de Generación Distribuida.....	13
2.4.1 Sistemas Conectados a la Red.....	13
2.4.2 Sistemas Aislados de la Red.....	13
2.5 Beneficios de la generación distribuida.....	14
2.5.1 Beneficios Tecnológicos.....	14
2.5.2 Beneficios Económicos y Sociales.....	14
2.5.3 Beneficios para el Usuario Final.....	15
2.6 Barreras de la Generación Distribuida.....	15

2.6.1	Barreras Tecnológicas.....	15
2.6.2	Barreras Económicas y Regulatorias.....	16
2.7	Fuentes de energía empleadas en la Generación Distribuida.....	16
2.8	Tecnologías de generación distribuida convencionales.....	17
2.8.1	Motores alternativos de combustión interna.....	17
2.8.2	Turbinas de gas.....	18
2.8.3	Las micro turbinas.....	18
2.8.4	Pilas de combustible.....	18
2.8.5	Cogeneración.....	19
2.9	Tecnologías de generación no convencionales.....	19
2.9.1	Solar fotovoltaica.....	19
2.9.1.1	Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas.....	20
2.9.1.2	Componentes de un Sistema fotovoltaico.....	21
2.9.1.3	Solar térmica.....	29
2.9.1.4	Eólica.....	29
2.9.1.4.1	Sistema eólico.....	30
2.9.1.4.2	Componentes de un Sistema eólico.....	33
2.9.1.5	Mini-hidráulica.....	34
2.9.1.6	Energía marina.....	34
2.9.1.7	Biomasa.....	35
2.9.1.8	Residuos sólidos urbanos.....	35
CAPÍTULO 3.....		36
DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES AISLADAS DE ZAPOTES Y LA FLORESTA.....		36
3.1	Comunidades rurales aisladas (CRA).....	37
3.1.1	Comunidad aislada en la sierra.....	37
3.1.1.1	Localización.....	37
3.1.1.2	Factores Climáticos.....	38
3.1.1.3	Población Total.....	38
3.1.2	Comunidad aislada en el oriente.....	39
3.1.2.1	Factores Climáticos.....	39
3.1.2.2	Población Total.....	39
3.2	Demanda de energía del sector residencial ecuatoriano.....	40

3.3	Demanda de energía eléctrica	40
3.3.1	Consumo de electricidad en el sector residencial.	41
3.4	Cálculo de la demanda de energía eléctrica por familia en las CRA.	42
3.5	Métodos empleados para estimar la demanda en una familia de la CRA	43
3.5.1	Estimación de la demanda empleando un menú energético para viviendas tipo del MIDUVI.	43
3.5.1.1	Calculo de potencia para una familia	45
3.5.2	Estimación de la demanda empleando datos de la EERSSA.	46
3.5.3	Demanda según el Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal.	47
3.6	Análisis de la demanda promedio por familia	48
CAPÍTULO 4.....		50
DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA MICRO RED HIBRIDA PARA LAS COMUNIDADES RURALES AISLADAS DE ZAPOTES Y LA FLORESTA.....		50
4.1	Electrificación rural descentralizada.....	51
4.2	Diseño del sistema fotovoltaico para las CRA	51
4.2.1	Consideraciones técnicas para el diseño.	51
4.3	Diseño de la instalación solar fotovoltaica para la CRA de Zapotes.....	52
4.3.1	Nivel de insolación global promedio en Zapotes según el Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica.	52
4.3.2	Nivel de insolación global promedio en Zapotes según la base de datos de la NASA.....	53
4.3.3	Análisis Nivel de insolación global promedio en Zapotes.....	53
4.3.4	Orientación e Inclinación óptima para los paneles en Zapotes.....	54
4.3.5	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	54
4.3.6	Presupuesto referencial del sistema Fotovoltaico para la provisión de energía en Zapotes.....	56
4.4	Diseño de la instalación solar fotovoltaica para la CRA de La Floresta.	57
4.4.1	Nivel de insolación global promedio en La Floresta según el Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica.	57
4.4.2	Nivel de insolación global promedio en La Floresta según la base de datos de la NASA.....	58
4.4.3	Análisis Nivel de insolación global promedio en La Floresta.....	58
4.4.4	Orientación e Inclinación optima	59

4.4.5	Presupuesto referencial del sistema Fotovoltaico para la provisión de energía eléctrica La Floresta.	61
4.5	Energía eólica para electrificar CRA	62
4.5.1	Recurso eólico en Ecuador.	63
4.5.2	Recurso Eólico para Zapotes.	64
4.5.2.1	Velocidad del viento empleando datos la Base de datos de la NASA.	64
4.5.2.2	Velocidad del viento empleando datos la Base de datos del atlas eólico del Ecuador.....	65
4.5.3	Análisis de la velocidad del viento promedio en Zapotes	65
4.5.4	Diseño del sistema eólico para Zapotes	66
4.5.5	Presupuesto referencial del sistema eólico para la provisión de energía eléctrica en Zapotes.....	68
4.5.6	Recurso Eólico para La Floresta.	68
4.5.7	Velocidad del viento empleando datos la Base de datos de la NASA	68
4.5.8	Velocidad del viento empleando datos la Base de datos del atlas eólico del Ecuador.....	69
4.5.9	Análisis de la velocidad del viento promedio en La Floresta	69
4.5.10	Diseño del sistema eólico para La Floresta	70
4.5.11	Diseño de sistema eólico.....	71
4.5.12	Presupuesto referencial del sistema eólico para la provisión de energía eléctrica en La Floresta.	71
4.5.13	Viabilidad de implementar la generación eólica para electrificar las CRA....	72
4.6	Sistemas híbridos de energización para las CRA.....	73
4.6.1	Diseño del sistema híbrido para Zapotes y La Floresta.	73
4.6.1.1	Diseño del sistema híbrido para Zapotes	74
4.6.1.2	Presupuesto referencial del sistema híbrido para la provisión de energía eléctrica en Zapotes.	77
4.6.2	Diseño del sistema híbrido para La Floresta	78
4.6.2.1	Presupuesto referencial del sistema híbrido para la provisión de energía eléctrica en La Floresta.	81
4.7	Presupuesto referencial de la micro red híbrida para las CRA según la fuente de generación distribuida	81
4.7.1	Presupuesto referencial para Zapotes.	81
4.7.2	Presupuesto referencial para La Floresta.	82

4.8	Diagrama de conexión de la micro red híbrida diseñada.	82
4.8.1	Cableado del sistema híbrido.	84
4.8.1.1	Especificaciones requeridas por la Norma ecuatoriana de Construcción NEC-10, parte 14-2.	84
	CONCLUSIONES	86
	BIBLIOGRAFÍA.....	87
	ANEXOS	92

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Elementos de la micro red para las CRA	9
Figura 2.1. Componentes de la instalación solar fotovoltaica general	21
Figura 2.2. Estructura de la célula solar.....	22
Figura 2.3. Constitución de un panel solar. Se destacan sus principales características ..	23
Figura 2.4. Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica	25
Figura 2.5. Conexiones del regulador en una instalación fotovoltaica.....	26
Figura 2. 6. Funcionamiento de una batería	27
Figura 2. 7. Esquema general de una instalación autónoma con inversor	28
Figura 2. 8. Conversión de energía en un aerogenerador.	30
Figura 2.9 Coeficiente de potencia de aerogeneradores	32
Figura 2.10. Estructura básica de un sistema eólico autónomo.....	33
Figura 3.1. Mapa base de la Parroquia Limones	38
Figura 3.2. Mapa base de la parroquia El Porvenir del Carme	39
Figura 3. 3.Consumo del sector residencial por tipo de fuente	40
Figura 3. 4. Consumo eléctrico residencial en Ecuador	41
Figura 3.5. Curva de carga típica de comunidades rurales aisladas	42
Figura 3. 6. Prototipo y plano de la vivienda tipo 36m ²	44
Figura 3. 7. Plano eléctrico vivienda tipo	44
Figura 3. 8. Consumo promedio de clientes residenciales del FERUM.....	47
Figura 3.9. Consumo de energía eléctrica en Ecuador	48
Figura 3. 10.Demanda de energía eléctrica por familia en una CRA.....	48
Figura 4. 1. Nivel de radiación solar promedio en Zapotes	53
Figura 4.2. Nivel de radiación solar promedio en La Floresta.....	57
Figura 4.3. Atlas Eólico del Ecuador	64
Figura 4.4. Velocidad de viento anual en Zapotes a una altura de 30m sobre la superficie	65
Figura 4.5. Curva de potencia del aerogenerador MS-WT-600	67
Figura 4.6. Velocidad de viento anual en La Floresta a una altura de 30m sobre la superficie.....	69
Figura 4.7. Curva de potencia del aerogenerador MS-WT-600	70
Figura 4.8. Diagrama general de conexiones eléctricas de la microred híbrida para la provisión de energía a las CRA.....	83

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Tecnologías de generación distribuida	17
Tabla 3.1 Número de habitantes y familias en Zapotes	38
Tabla 3.2. Número de familias en La Floresta	40
Tabla 3.3. Menú energético para una familia promedio de una CRA	45
Tabla 3.4. Consumo eléctrico diario las CRA a electrificar	49
Tabla 4.1. Tensión de trabajo para un sistema fotovoltaico autónomo.....	51
Tabla 4.2. Insolación mensual promedio (Kwh/m ² /día) en Zapotes	53
Tabla 4.3. Demanda eléctrica en Ah considerando perdidas	55
Tabla 4.4. Número total de baterías requeridas por el sistema	55
Tabla 4.5. Número de paneles solares requeridos por el sistema.....	55
Tabla 4.6. Número de controladores de carga requeridos por el sistema	56
Tabla 4.7. Número de inversores requeridos por el sistema.....	56
Tabla 4.8. Presupuesto referencial del sistema Fotovoltaico	57
Tabla 4.9. Insolación mensual promedio horizontal (Kwh/m ² /día) en La Floresta	58
Tabla 4.10. Demanda eléctrica en Ah considerando perdidas	59
Tabla 4. 11. Número total de baterías requeridas por el sistema	60
Tabla 4. 12. Número de paneles solares requeridos por el sistema.....	60
Tabla 4. 13. Número de controladores de carga requeridos por el sistema	61
Tabla 4.14. Número de inversores requeridos por el sistema.....	61
Tabla 4.15. Presupuesto referencial del sistema Fotovoltaico	62
Tabla 4.16 Velocidad de viento a 10 m sobre la superficie de la tierra.....	65
Tabla 4.17. Análisis de producción de energía para un mes promedio en Zapotes.....	67
Tabla 4.18. Número de aerogeneradores necesarios	67
Tabla 4.19. Presupuesto referencial del sistema Fotovoltaico	68
Tabla 4.20. Velocidad de viento a 10 m sobre la superficie de la tierra	68
Tabla 4.21. Análisis de producción de energía para un mes promedio en La Floresta.....	71
Tabla 4.22. Número de aerogeneradores necesarios	71
Tabla 4.23. Presupuesto referencial del sistema eólico	72
Tabla 4.24. Demanda eléctrica en Ah considerando perdidas	74
Tabla 4.25. Número total de baterías requeridas por el sistema híbrido	74
Tabla 4.26. Número de paneles solares requeridos por el sistema.....	75
Tabla 4.27. Número de controladores de carga requeridos por el sistema	76
Tabla 4.28. Número de inversores requeridos por el sistema híbrido	76
Tabla 4.29. Número de grupos electrógenos requeridos por el sistema híbrido	77
Tabla 4.30. Presupuesto referencial del sistema híbrido para Zapotes	77
Tabla 4.31. Demanda eléctrica en Ah considerando perdidas	78
Tabla 4.32. Número total de baterías requeridas por el sistema híbrido	78
Tabla 4.33. Número de paneles solares requeridos por el sistema.....	79
Tabla 4.34. Número de controladores de carga requeridos por el sistema.....	80
Tabla 4.35. Número de inversores requeridos por el sistema híbrido	80
Tabla 4.36. Numero de gupos electrógenos requeridos por el sistema híbrido	80
Tabla 4.37. Presupuesto referencial del sistema híbrido para La Floresta.....	81

Tabla 4.38. Resumen del costo de la micro red hibrida según la fuente de generación para Zapotes	81
Tabla 4.39. Resumen del costo de la micro red hibrida según la fuente de generación para La Floresta	82

RESUMEN

En el presente proyecto se realiza el estudio y diseño de una micro red híbrida para electrificar las comunidades rurales aisladas de Zapotes y La Floresta, las mismas que se encuentran ubicadas en la provincia de Loja y Zamora Chinchipe respectivamente. Para el desarrollo de la misma, se propone cumplir cuatro etapas fundamentales: Primero, definir en qué consisten las micro redes híbridas y las tecnologías de generación distribuida. Como segunda etapa, se propone caracterizar las CRA a electrificar y analizar los recursos renovables existentes en cada comunidad. Como tercera etapa, se propone diseñar los sistemas de generación para cada comunidad empleando tecnologías de generación distribuida fotovoltaica, eólica e híbrida. Y finalmente como cuarta etapa, se propone realizar un análisis técnico económico de cada sistema diseñado para la electrificación de las comunidades.

Palabras claves: Comunidad rural aislada, generación distribuida, micro red híbrida, recursos renovables.

ABSTRACT

In this project the study and design of a hybrid microgrid is made to electrify rural communities isolated from Zapotes and La Floresta, the same that are located in the province of Loja and Zamora Chinchipe respectively. To develop it, it is proposed to meet four basic stages: First, define what they are micro hybrid networks and distributed generation technologies. As a second step, it is proposed to characterize the CRA to electrify and analyze existing renewable resources in each community. As a third step, it is proposed to design systems for each community generation using photovoltaic, wind and hybrid distributed generation technologies. And finally as fourth stage, it is proposed to carry out an economic technical analysis of each system designed for the electrification of communities.

Keywords: Isolated rural community, distributed generation, hybrid microgrid, renewable resources.

INTRODUCCIÓN

El desafío por conseguir un crecimiento con equidad de la población, exige la incorporación de los sectores: rural y urbano-marginal al proceso de desarrollo del país. Para alcanzar este logro se requiere dotar a estas poblaciones, de servicios básicos que permitan impulsar sus capacidades socio-económicas. Constituyéndose entonces la energía eléctrica, como una de las herramientas que requiere la población para el desarrollo de sus actividades productivas y mejoramiento de su calidad de vida, atendiendo sus necesidades de comunicación, alumbrado y principalmente para el desarrollo de sus actividades agropecuarias, artesanales, comerciales e industriales (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2016).

Más de un billón de personas, o el 15% de la población mundial, aún no cuentan con acceso a la electricidad (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2015). En Ecuador cuanto a la electrificación, según el Censo de Población y Vivienda realizado el año 2010 por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, el porcentaje total de viviendas con energía eléctrica alcanzó el 94,77%, en el área Urbana, mientras que en el área Rural se ubicó en el 89,03% (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2016). Según el Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022 se proyecta alcanzar para el año 2022 un nivel de cobertura eléctrica para el sector rural del 96,29% (Corporación Eléctrica del Ecuador, 2013).

El incremento de la demanda de energía eléctrica como resultado del crecimiento de la población y de la economía, constituye no sólo un gran desafío, sino exige la utilización de nuevas fuentes de abastecimiento de energía y conductas de consumo público y ciudadano, acordes con la magnitud del desafío. Resulta imperativo construir una matriz de generación eléctrica económica y ecológicamente equilibrada, incrementando la participación de las energías no convencionales. (Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, 2015)

Para el progreso de una comunidad, el desarrollo del sector eléctrico es estratégico, por lo tanto, se debe garantizar su abastecimiento energético. Entendiendo por comunidad rural aislada (CRA) aquella que no pueden ser parte del sistema nacional interconectado, ya sea por la dificultad de acceso a los asentamientos, las condiciones de los terrenos donde se ubican o la inviabilidad de la inversión para el tendido de una red pública por la baja densidad de población. Surgiendo la necesidad de crear sistemas eléctricos autónomos

capaces de satisfacer la demanda requerida, con niveles de calidad, seguridad y disponibilidad.

Una micro red (microgrid) es aquella que está formada por un conjunto de generadores junto con equipos de almacenamiento y cargas conectadas a una red de baja tensión con un tamaño que no excederá por lo general el megavatio (Instituto de Investigación Tecnológica, 2011). Para realizar el dimensionamiento de una central de energía para las comunidades es necesario conocer su demanda, es decir las cargas que serán conectadas al sistema y el número de horas de uso las cargas, por lo tanto, la micro red deberá ser capaz de proporcionar energía en cada momento según las necesidades, manteniendo estabilidad en la propia red en todo momento.

La mayoría de las plantas de generación se encuentran situadas a grandes distancias de los centros de consumo. Por ello, es necesario dotar al sistema de una compleja infraestructura que permita transportar la energía y hacerla llegar a los usuarios en óptimas condiciones para su consumo. Frente a este modelo tradicional, implantado en las últimas décadas, surge un modelo alternativo en el que la generación de energía se acerca al consumidor, tanto física como virtualmente. Nace así la denominada Generación Distribuida.

Las energías renovables no convencionales pueden proporcionar suficiente energía eléctrica de una forma sostenible, confiable y limpia para apoyar la creación de empresas locales en las zonas de gran población, a la vez que puede ser capaz de llegar a la mayoría de las comunidades aisladas (Energías Renovables en Colombia, 2012).

Este documento está dividido en cuatro capítulos. En el primer capítulo se describe lo que son las Micro Redes Híbridas en CRA. En el segundo capítulo se caracterizan las tecnologías empleadas en la Generación Distribuida tanto convencionales (no renovables) y no convencionales (renovables), describiendo los elementos principales de la tecnología fotovoltaica y eólica. En el tercero se recoge información sobre el caso particular de las comunidades rurales aisladas (CRA) de Zapotes y La Floresta, determinando la demanda de energía eléctrica requerida por cada comunidad. En el cuarto capítulo primero se analiza las fuentes renovables de energía potencialmente aprovechables en las CRA de Zapotes y La Floresta, luego se realiza el proceso de dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos, eólicos e híbridos para finalmente obtener un presupuesto referencial requerido para la provisión de energía en cada comunidad.

OBJETIVOS

Objetivo General

- Diseñar una micro red eléctrica, empleando tecnologías de generación distribuida renovables no convencionales que permita garantizar el abastecimiento de energía eléctrica a la demanda con niveles adecuados de seguridad, confiabilidad y calidad; observando criterios técnicos, económicos, sociales y ambientales.

Objetivos Específicos

- Desarrollar la infraestructura de generación de la micro red considerando especialmente las fuentes renovables de energía eléctrica.
- Diseñar la red eléctrica y adaptarlos a la demanda de electricidad.
- Propiciar la expansión conjunta e integral.

CAPÍTULO 1

MICRO REDES HÍBRIDAS EN CRA

1.1 Micro redes Eléctricas

Las micro redes (microgrid) durante los últimos años son un tema de mucho interés por los beneficios que brindan, pues reducen costos de transmisión y de inversión en redes, disminuyen el tiempo de su construcción y facilitando el proceso de implementación de pequeñas plantas de potencia para CRA.

1.1.1 Definición y características de micro redes eléctricas.

El concepto de micro red (microgrid) fue introducido por Lasseter (2002) definiéndola como una instalación que incluye un conjunto de generadores y cargas que opera como una entidad controlable, la cual es capaz de suministrar potencia eléctrica y térmica a escala local. Dicho concepto ha ido evolucionando desde su aparición para incorporar otros elementos como el almacenamiento y otras funcionalidades avanzadas.

El Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE) define a una micro red como: "Subconjunto auto sostenible y autónomo de un sistema de potencia que puede operar independientemente o conectado a la red" (IEEE-Standards Association, 2014).

"Las micro-redes son sistemas de distribución eléctrica que contienen cargas y fuentes de energía distribuida (generadores distribuidos, equipos de almacenamiento, o cargas controlables) que pueden ser operados de manera coordinada y controlada bien sea conectadas a la red eléctrica o aisladas" (MicroGrid Working Group, 2009).

1.1.2 Ventajas de micro redes eléctricas.

Las microgrid son una opción idónea para electrificar zonas rurales aisladas debido a las ventajas que presentan, entre las cuales Daniel Enríquez (n/d) destacan los siguientes:

- La gran variedad de tecnologías permite al usuario elegir la mejor opción para un lugar determinado.
- Alta calidad del suministro eléctrico.
- Reducción de pérdidas en las redes de transmisión y distribución.
- Reducción de costes debido a la reducción de la demanda pico en la red de distribución.
- Mejoras en la eficiencia cuando se usan junto con sistemas de cogeneración.

- Suministro energético en aquellos lugares donde la red convencional no es una opción (micro redes, sistemas aislados).
- Beneficios medioambientales. Reducción de emisiones por algunas tecnologías de generación distribuida.

Las ventajas de las redes locales individuales incluyen otras motivaciones que son propias de la generación y las redes distribuidas. Localizando la generación en el sitio del uso, el calor y los usos combinados de la energía pueden aumentar significativamente la eficiencia en el uso de los recursos energéticos. Además, la incorporación del almacenamiento de energía supone un nivel adicional de eficiencia y fiabilidad para los usuarios. La generación y el almacenaje distribuidos pueden también proporcionar una medida de seguridad adicional y de la fiabilidad a una red eléctrica más amplia (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, 2011).

1.1.3 Topología de micro redes eléctricas.

- **En anillo.** - La configuración en anillo posee varios puntos de generación interconectados formando una línea cerrada de la que parten las líneas de distribución. Su principal ventaja es la seguridad (asegurando el suministro aún en el caso de alguna avería) pero su costo es muy elevado.
- **Radiales.** - Ostentan un único punto de generación del que inician las líneas de distribución en forma de árbol, no formando uniones entre ramas del árbol. Cada punto de la micro red tiene un único conductor de entrada y varios de salida. Pese a la disminución seguridad (al interrumpirse el suministro energético en caso de avería) se utiliza esta configuración por su menor coste, más apropiado para el tipo de proyectos con que se trabaja.

1.2 Micro redes híbridas autónomas para la electrificación rural

La falta de suministro eléctrico en comunidades rurales es todavía una constante en territorio ecuatoriano, ya sea por la dificultad de acceso a las comunidades, las condiciones de los terrenos donde se ubican o la inviabilidad de la inversión para el tendido de una red pública por la baja densidad de población.

Para la provisión de electricidad en comunidades rurales, se ha recurrido a la instalación de plantas generadoras a diésel, sistemas autónomos fotovoltaicos, aerogeneradores y

turbinas micro-hidráulicas. Todas estas tecnologías son recomendables, sin embargo, la operación de plantas a diésel como sistema único de abastecimiento resulta costosa, en términos monetarios y ambientales, por lo que se está empezando a priorizar el uso de fuentes de energía renovable.

En la búsqueda de soluciones para la electrificación rural, se ha explorado la opción viable de la instalación de micro-redes o sistemas de distribución de corriente alterna en baja tensión que funcionan con fuentes de generación híbridas (renovables – fósiles) y baterías que sirven como dispositivos de almacenamiento. Estas micro-redes se pueden diseñar para funcionar en forma autónoma o con interconexión a red y son útiles para poblaciones de hasta 500 viviendas con una demanda energética en el rango de unos miles de kWh al día (Osorio, 2012).

Las micro-redes híbridas autónomas tienen múltiples ventajas al igual que las micro redes: utilizan menos energía que los sistemas actuales de generación centralizada, son modulares, escalables, seguras, fiables, requieren menor inversión que la necesaria para la instalación de una central eléctrica convencional, disminuyen el uso de combustible y por tanto las emisiones de dióxido de carbono y otros gases indeseables a la atmósfera.

En el presente trabajo se planteó el desarrollo de una micro red híbrida radial, empleando generación distribuida mediante tecnologías no convencionales y almacenamiento distribuido (ver figura 1.1) para las CRA de Zapotes y La Floresta las mismas que están excluidas de la red eléctrica nacional debido a su ubicación geográfica y la falta de demanda eléctrica existente.



Figura 1.1. Elementos de la micro red para las CRA
Fuente: Diseño del autor
Elaboración: El autor

CAPÍTULO 2
GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)

2.1 Origen de la Generación Distribuida

Según menciona Kempener, Komor & Hoke (2013) en los años setenta por factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y el crecimiento de la demanda a nivel mundial se planteó la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar el suministro oportuno, la calidad de la energía eléctrica y el uso eficiente de los recursos naturales sin emitir gases contaminantes. La principal alternativa es generar electricidad en el lugar de consumo como se hacía al inicio de la industria eléctrica, pero incorporando las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo de la red eléctrica, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía.

El incremento de la GD se debe a la existencia de nuevas tecnologías que permiten generar electricidad en forma eficiente, confiable y de calidad; hecho posible gracias a la utilización de Redes Inteligentes cuyos componentes permiten la fácil adaptación de la GD al sistema. El uso de los sistemas de GD varía de acuerdo a la potencia del sistema de generación siendo sus principales usos: electrificación rural, servicios municipales, autoabastecimiento y soporte a la red.

2.2 Definición de la generación distribuida

No existe consenso a nivel mundial sobre qué es exactamente la GD, puesto que son múltiples los factores que afectan a su definición: tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a red, etc. El DPCA (Distribution Power Coalition of América) la define como, cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución. Por otro lado, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency) considera como GD, únicamente, la que se conecta a la red de distribución en baja tensión y la asocia a tecnologías como los motores, mini- y micro turbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica. (Comunidad de Madrid, 2007)

Una definición planteada por el Instituto de Investigación Tecnológica (2011) es: “generación distribuida son todas aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica conectadas a la red de distribución de manera directa o a través del contador de un consumidor de electricidad”.

De igual forma, existe una cierta discrepancia a la hora de establecer el límite de potencia para la GD. El Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos implanta ciertos límites que parten desde 1 kW hasta decenas de MW. En España, el Régimen Especial asume un límite máximo de potencia de 50 MW. EscoVale Consultancy, prestigiosa consultoría del Reino Unido, amplía el rango de potencias hasta 100 MW, limitando a 10 MW la potencia máxima para instalaciones basadas en fuentes de energía renovable.

En Ecuador la Regulación No. CONELEC -004/11 establece que el despacho de energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, el límite de los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales será hasta 50 MW de capacidad (CONELEC, 2012).

Considerando diversos rangos de potencia se habla de microgeneración para instalaciones de potencia inferior a 5 kW, mini generación entre 5 kW - 5 MW y generación de media y gran escala para sistemas cuya potencia estén entre 5 - 50 MW y 50 - 100 MW respectivamente. (Comunidad de Madrid, 2007).

2.3 Generación distribuida en comunidades rurales aislada.

En el momento actual, la futura relevancia de los sistemas de GD parece indiscutible, mucho más allá de la provisión de energía a pequeñas comunidades aisladas: el cambio de paradigma en el sistema energético constituye un cambio de pensamiento y actitud, promoviendo comunidades capaces de proponer, diseñar, implementar y operar su propia tecnología, adaptada a la realidad de su contexto (Dafermos, *et al.*, 2015).

En el caso de la generación eléctrica, un elemento a considerar en el aprovechamiento de recursos energéticos renovables a pequeña y mediana escala reside en el hecho de que este aprovechamiento puede dejar de ser contemplado como un aporte de energía adicional a la red nacional (con las frecuentes restricciones por parte del operador de la red) y convertirse en una opción viable para regular la calidad de la energía en la red, gracias a la posibilidad de operar como una carga variable que permite regular la potencia activa y pasiva en la red. Este mecanismo podría representar una gran ventaja para aquellas zonas que poseen recursos energéticos renovables pero que se encuentran alejadas de los grandes centros de consumo, siendo posible la obtención de un beneficio en el marco de un nuevo modelo de mercado, como la venta de servicios energéticos relativos al control de calidad de la energía en la red.

Evidentemente, este tipo de esquemas requiere un nuevo entorno legal para la aceptación de nuevos modelos de mercado. La transformación de vectores energéticos, tanto en el ámbito de energía integrada a la red como de sectores autónomos, se presenta igualmente como una alternativa de interés para un funcionamiento más eficaz del sistema energético (Dafermos, *et al.*, 2015).

La perspectiva de la GD pone especial énfasis en la gestión de la demanda y en su interrelación constante con la oferta renovable para poder incrementar la penetración de energías renovables en el sistema (Kempener, *et al.*, 2013).

2.4 Tipos de Sistemas de Generación Distribuida.

La Comunidad de Madrid (2007) menciona que el tipo de sistema de GD a implementar depende de los requerimientos y necesidades del consumidor y estos pueden ser:

2.4.1 Sistemas Conectados a la Red.

Son sistemas de generación con conexión a la red de distribución eléctrica en forma eventual o permanente, estos son sistemas que inyectan energía a la red, están operados por la empresa eléctrica para reforzar su generación y poder cubrir altas demandas en épocas específicas del año o ante fallas en la red, son proyectos muy confiables y su tiempo de construcción es corto (generalmente menos de un año) lo cual constituye un gran beneficio financiero.

Sistemas que intercambian energía con la red, son sistemas propios de los consumidores, se encuentran conectados a la red y permiten aportar a la misma los excedentes de energía que poseen o utilizar la energía de la red cuando su autoabastecimiento no es suficiente.

2.4.2 Sistemas Aislados de la Red.

Los sistemas aislados se utilizan para generar energía eléctrica y autoabastecer sitios remotos y aislados que no pueden conectarse a la red pública por situaciones geográficas o falta de capacidad. Pueden ser plantas de generación individuales o comunitarias con grandes sistemas de almacenamiento de energía para cubrir las horas de poca producción energética.

2.5 Beneficios de la generación distribuida.

Mateu (2010) sostiene que el incremento de la GD corresponde en gran medida a la facilidad de adaptación con las Redes Inteligentes y a los grandes beneficios que esta tecnología brinda al usuario y a la red eléctrica, estos beneficios son:

2.5.1 Beneficios Tecnológicos.

- Reducción de pérdidas en redes de transmisión y distribución, ya que las generadoras están en el sitio de consumo y no se utilizan estas redes.
- Uso eficiente de la energía y aprovechamiento de la misma, especialmente de las fuentes renovables no contaminantes.
- Menor saturación en las redes existentes por la disminución del flujo eléctrico en la red tradicional.
- Reducción del índice de fallas y el impacto de las mismas al tener un vasto número de centros de generación.
- Mayor aprovechamiento del calor residual al reutilizarlo en beneficio del consumidor y sus actividades.
- Las fuentes de GD se pueden poner en línea con mayor rapidez que los grandes centros de generación.
- Libera capacidad del sistema al aumentar la generación.
- Proporciona mayor control de energía reactiva.

2.5.2 Beneficios Económicos y Sociales.

- La construcción y uso de sistemas de GD fomentan el incremento de fuentes de empleo especialmente en el sector rural.
- La futura masificación de la GD que ocasiona reducción de costos permite disminuir la inversión en la construcción de sistemas de generación y el riesgo de esta inversión también es menor.

- Disminución del impacto ambiental ya que se prioriza el uso de fuentes de energía renovables no contaminantes.
- Al tener un gran número de centros de GD la salida de algunos de ellos no afectaría al sistema, reduciendo la vulnerabilidad a fenómenos climáticos y de otra índole.
- Incremento en la seguridad energética al ampliarse la gama de fuentes de energía en el sistema y el uso de energías renovables.
- Facilidad de adaptación a las condiciones del sitio y abastecimiento en zonas remotas o rurales.

2.5.3 Beneficios para el Usuario Final.

- Incremento en la confiabilidad y calidad de la energía ya que el aumento de la generación permite disponer con mayor seguridad del suministro.
- Actualmente la demanda de las horas pico se cubre con fuentes de generación costosas, el uso masivo de GD permite disminuir los costos de esta tecnología reduciendo el costo de la energía.
- Disminución de emisiones contaminantes debido al aprovechamiento a grandes escalas de las fuentes de generación renovable no contaminante.

2.6 Barreras de la Generación Distribuida.

Dentro de la GD existen algunos factores negativos y barreras que limitan la implementación masiva de esta clase de tecnología. La Comunidad de Madrid en su guía básica de la GD, publicada en 2007, describen algunos de los principales obstáculos de esta tecnología clasificándolos en: tecnológicos, económicos y regulatorios.

2.6.1 Barreras Tecnológicas.

- Incluyen las relacionadas barreras con el nivel de desarrollo de las tecnologías y con la interconexión de los sistemas de generación a las redes de distribución. La falta de madurez de algunas tecnologías se traduce en menores eficiencias, fiabilidad, tiempo de vida, etc., y supone una barrera a su implantación que puede ser reducida incrementando la investigación y el desarrollo tecnológico e

implementando proyectos de demostración, etc. Asimismo, en el caso concreto de las tecnologías de GD renovables, su producción depende de la disponibilidad del recurso renovable, el cual tiene, generalmente, variaciones aleatorias, lo que la hace bastante "impredecible".

2.6.2 Barreras Económicas y Regulatorias.

- La falta de madurez de algunas tecnologías y la poca difusión que ello conlleva, hacen que los costes de la inversión inicial, así como el mantenimiento posterior, se disparen, resultando en una traba a su penetración. Todo esto, implica plazos de amortización muy altos que se traducen en un mayor riesgo para el inversor. Un mayor esfuerzo de investigación y desarrollo tecnológico y herramientas específicas de financiación de proyectos, subvenciones, primas e incentivos fiscales pueden ayudar a reducir riesgos y difundir la GD.
- Las barreras regulatorias incluyen los problemas existentes a la hora de obtener licencias de instalación (problemas medioambientales, sociales, etc.), que involucran en muchos casos a autoridades locales, regionales y nacionales, haciendo el proceso largo y tedioso.

2.7 Fuentes de energía empleadas en la Generación Distribuida

Las fuentes de energía según Sánchez (2003) se clasifican en convencionales (no renovables) y no convencionales (renovables). Las energías convencionales son el petróleo, el gas natural y el carbón. Se las llama también no renovables porque cuando se extrae estos combustibles de la tierra, no se los vuelve a reponer y su disponibilidad es cada vez menor. Se forman por la descomposición producida durante millones de años de material orgánico en el interior de la tierra. La energía nuclear es también una fuente no renovable de energía.

Las fuentes de energía no convencionales, en cambio, provienen de fuentes inagotables principalmente del sol y la tierra, su disponibilidad no disminuye con el tiempo proveyéndonos de energía durante algunos millones de años más.

Actualmente existen diversas tecnologías de GD, algunas más desarrolladas que otras y con diferentes niveles de penetración en el mercado. En la tabla 1.1 se puede observar que según la energía primaria que utilicen para la generación, estas tecnologías se dividen en

dos categorías: convencionales y no convencionales, el primer grupo está compuesto por aquellas tecnologías que utilizan como energía primaria recursos no renovables, y el segundo grupo formado por las tecnologías basadas primordialmente en energías renovables (Comunidad de Madrid, 2007):

Tabla 1.1 Tecnologías de generación distribuida

Tipo de Energía	Tecnologías	Energía primaria	Potencia (MW)	Rendimiento eléctrico (%)
Convencionales	Motor alternativo	Gas natural, diésel, biogás, propano	0,08-20	28-42% 30-50%
	Turbina de gas	Gas natural, biogás, propano	0,25-500	25-60%
	Micro turbina	Gas natural, hidrogeno, propano, diésel, biogás	0,025-0,4	25-30%
No convencionales	Mini hidráulica	Agua	0,01-10	80-90%
	Eólica	Viento	0,005-5	43%
	Solar térmica	Sol	0,0002-200	13-21%
	Fotovoltaica	Sol	<0,001-0,1	14%
	Biomasa	Biomasa	--	32%

Fuente: (Comunidad de Madrid, 2007)

Elaboración: El autor

2.8 Tecnologías de generación distribuida convencionales.

2.8.1 Motores alternativos de combustión interna.

Los motores alternativos de combustión interna, son motores térmicos, cuyo funcionamiento se basa en la combustión de gases, utilizan diésel o gas natural, tienen capacidades de hasta 20 000 kW aproximadamente, por lo que gozan de un amplio rango de operación; además alcanzan eficiencias eléctricas del orden del 40 % y eficiencias térmicas cercanas al 33 %, son flexibles ante las variaciones de carga, poseen una conversión eléctrica relativamente elevada, son altamente eficientes y su crecimiento puede ser modular. Estos motores se emplean principalmente en plantas de cogeneración. La utilización de este tipo de motores, tiene además ventajas como: un bajo costo de inversión, se requiere poco espacio para la instalación, consumo medio de agua y una vida útil de 25 años, lo que los hace confiables, sin embargo, su gran desventaja es que realiza emisiones contaminantes. (Comunidad de Madrid, 2007).

2.8.2 Turbinas de gas.

La turbina de gas ilustrada en la Figura 2.2, es una máquina térmica que desarrolla trabajo al expandir un gas, generalmente gas natural o diésel. Estas turbinas tienen eficiencias térmicas del 55 %, ofrecen una alta seguridad de operación, poseen un corto tiempo de arranque, responden con rapidez a los cambios en la demanda, tienen un bajo costo de inversión, requieren un mínimo de espacio físico y sus emisiones durante el funcionamiento son algo inferiores a los motores (Comunidad de Madrid, 2007).

2.8.3 Las micro turbinas.

Son turbinas de combustión de pequeña potencia (25-500 kW), utilizadas principalmente en aplicaciones industriales y comerciales, cuyo funcionamiento es similar al de una turbina de gas convencional con la particularidad de que los elementos adicionales para la generación eléctrica se encuentran acoplados a la propia turbina. Funcionan en cuatro modos distintos de operación: aislado de la red eléctrica, conectado a la red, en paralelo con exportación de energía, y de modo continuo o intermitente a la misma. Las micro turbinas de gas son una tecnología emergente con una aplicación directa en la GD, ya que pueden ser utilizadas como elementos independientes de generación, o como integrantes de instalaciones híbridas con pilas de combustible, o micro-cogeneración (Comunidad de Madrid, 2007).

2.8.4 Pilas de combustible.

Las pilas de combustible son dispositivos que transforman la energía química de un combustible rico en hidrógeno en energía eléctrica. Este sistema está conformado por un ánodo, en el que se inyecta el combustible, normalmente hidrógeno y un cátodo en el que se introduce un oxidante, en este caso aire u oxígeno, estos dos electrodos están separados por un electrolito conductor de iones y la electricidad se genera mediante un proceso de electrólisis inversa en el que se obtiene una corriente por medio de la reacción entre estos dos gases. En la pila el combustible básico es el hidrógeno que normalmente procede del reformado de algún combustible de origen fósil, generalmente el gas natural, para extraer hidrógeno puro, los combustibles fósiles deben pasar primero por un reformador. El hidrógeno se suministra desde una fuente externa por lo que la pila de combustible puede funcionar de modo continuo o ininterrumpido (Comunidad de Madrid, 2007).

2.8.5 Cogeneración.

El término cogeneración se refiere a la generación secuencial de energía eléctrica y térmica, en este tipo de sistemas se parte de la energía del combustible para obtener otras formas energéticas, en primer lugar, electricidad y posteriormente vapor y agua caliente, siendo estos últimos muy útiles en los procesos productivos. Dadas las características de esta generación, la eficiencia global del sistema aumenta y se puede llegar a aprovechar hasta el 85 % de la energía que entrega el combustible. En la Figura 2.6 se muestra el esquema típico de una planta de cogeneración Las tecnologías más utilizadas para cogeneración son: los motores alternativos de gas y diésel, usados en instalaciones de baja potencia unitaria normalmente por debajo de 10 MW, las turbinas de gas con o sin ciclo combinado, las turbinas de vapor, las micro turbinas y las pilas de combustible. Por otro lado, aunque la cogeneración aporta con una mayor eficiencia energética, estos sistemas tienen una irregular fiabilidad y uno de sus principales inconvenientes es su dependencia respecto de otros factores, específicamente los industriales. Hoy en día el concepto de cogeneración ha evolucionado, y se han introducido en el mercado los sistemas regeneración, en los cuales se produce electricidad, calor y frío.

2.9 Tecnologías de generación no convencionales.

2.9.1 Solar fotovoltaica.

El Sol irradia $3,83 \cdot 10^{26}$ W constantemente. De esta gran cantidad de potencia, la Tierra recibe $1,74 \cdot 10^{17}$ W en la atmosfera alta. La atmosfera refleja alrededor del 6% al espacio y absorbe el 16%. Debido a las condiciones atmosféricas, tales como nubosidad, polvo y contaminantes, la energía radiada por el Sol que alcanza la Tierra, se reduce en un 20% por reflexión, mientras se absorbe un 3%. Aparte de reducir la cantidad de energía que alcanza la superficie de la Tierra, dichas condiciones climáticas difuminan alrededor del 20 % de la luz recibida (Gil, 2008). Todo este proceso disminuye la potencia que alcanza la superficie casi a la mitad, dejando el monto en unos $8,9 \cdot 10^{16}$ W.

El potencial teórico de energía fotovoltaicas en el mundo es muy alto. Del total de radiación solar que llega a la superficie de la Tierra en un año, solo una parte minúscula (cerca del 0.0003 %) es equivalente a la demanda de electricidad actual. El potencial de energía fotovoltaica es parte del potencial de todas las formas de utilización de la radiación solar.

La generación fotovoltaica, aprovecha la radiación solar para producir electricidad mediante el siguiente proceso fotoeléctrico: los fotones de luz provenientes de la radiación son absorbidos por un material semiconductor denominado celda fotovoltaica, la cual crea un campo eléctrico permanente, de manera tal que al exponer la célula al sol se produce una circulación de electrones, surgiendo así una corriente eléctrica entre las dos caras de ésta. Entre los materiales que se usan para la fabricación de celdas fotovoltaicas, el más utilizado es el silicio, que puede ser mono cristalino, policristalino o amorfo, siendo el primero el de mayor eficiencia con un rendimiento teórico de hasta el 25 % (Comunidad de Madrid, 2007).

2.9.1.1 Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas.

La potencia de las instalaciones fotovoltaicas es expresada en Wp (vatios pico), que corresponde a la potencia que se obtiene de los módulos a 25 °C de temperatura bajo condiciones de insolación de 1000 W/m², que es la máxima que se puede generar.

Según la Asociación de la Industria Fotovoltaica existen tres rangos de potencia representativos de los distintos tipos de instalaciones de generación fotovoltaica, más un cuarto correspondiente a las centrales:

- **Instalaciones pequeñas**, de 3 kWp como planta tipo, con rango hasta 5 kWp. Son aplicaciones rurales aisladas como una solución limpia y muchas veces económica, o aplicaciones conectadas a la red sobre tejados, azoteas de casas, hechas por particulares en zonas de su propiedad o influencia. Con la generación de 3 kWp se cubriría el consumo propio de una casa tipo medio en la que vivan 2-3 personas, sin incluir el consumo de calefacción y aire acondicionado.
- **Instalaciones medianas**, de 30 kWp como planta tipo, con rango entre 5 y 100 kWp. Son generadores en electrificaciones rurales centralizadas, o conectadas a red en edificios, normalmente integrados en la arquitectura de los mismos, instalaciones diseñadas por arquitectos innovadores y realizadas por comunidades de vecinos, empresas constructoras o corporaciones públicas y privadas que desean incorporar energía fotovoltaica en sus edificios o construcciones emblemáticas con valor añadido. Una instalación de 30 kWp en un edificio permite cubrir las necesidades eléctricas de diez viviendas medias.

- **Instalaciones grandes**, de 300 kWp como planta tipo, con rango entre 100 kWp y 1 MWp. Generalmente están conectadas a la red, con extensas superficies, y promovidas generalmente por empresas que, con interés por contribuir a una generación de electricidad limpia, desean reforzar la imagen de la empresa o entidad promotora. Una planta de 300 kWp cubre el consumo de un edificio de tipo medio.
- **Centrales fotovoltaicas**, de 3 MWp como planta tipo, con rango entre 1 y 50 MWp. Son centrales de generación promovidas por empresas o consorcios de empresas. Una planta de 3 MWp permite el consumo de una población o urbanización de unos 500 vecinos.

2.9.1.2 Componentes de un Sistema fotovoltaico.

Díaz & Carmona (2010) describen de manera general, que una instalación solar fotovoltaica consta principalmente de un módulo fotovoltaico, un regulador de carga, baterías de almacenamiento y un inversor de corriente continua hacia corriente alterna para poder alimentar las cargas. En la figura 2.1. se detalla la conexión de cada uno de estos elementos.

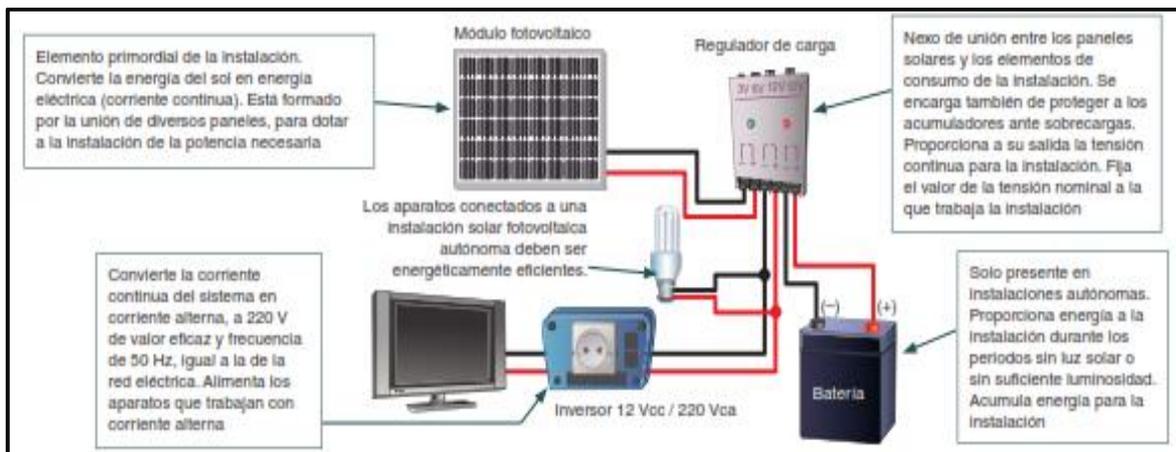


Figura 2.1. Componentes de la instalación solar fotovoltaica general

Fuente: (Díaz & Carmona, 2010)

Elaboración: (Díaz & Carmona, 2010)

1. La célula solar: características básicas.

El elemento principal de cualquier instalación de energía solar es el generador, que recibe el nombre de célula solar. Se caracteriza por convertir directamente en electricidad los fotones provenientes de la luz del sol. Su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico.

Una célula solar se comporta como un diodo: la parte expuesta a la radiación solar es la N, y la parte situada en la zona de oscuridad, la P. Los terminales de conexión de la célula se hallan sobre cada una de estas partes del diodo: la cara correspondiente a la zona P se encuentra metalizada por completo (no tiene que recibir luz), mientras que en la zona N el lado radiación solar llega al semiconductor como se observa en la figura 2.2 (Díaz & Carmona, 2010).

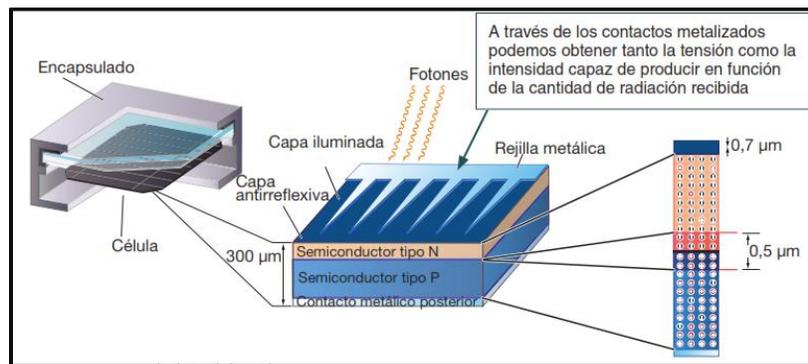


Figura 2.2. Estructura de la célula solar
Fuente: (Díaz & Carmona, 2010)
Elaboración: (Díaz & Carmona, 2010)

2. El panel solar.

Un panel solar o módulo fotovoltaico (PV) está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre una estructura de soporte o marco (ver figura 2.3). Proporciona en su salida de conexión una tensión continua, y se diseña para valores concretos de tensión (6 V, 12 V, 24 V...), que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico (Díaz & Carmona, 2010).

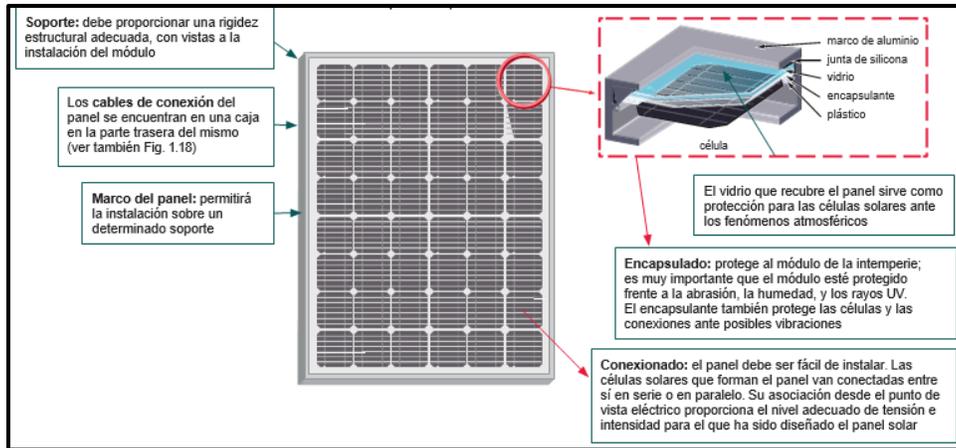


Figura 2.3. Constitución de un panel solar. Se destacan sus principales características
Fuente: (Díaz & Carmona, 2010)
Elaboración: (Díaz & Carmona, 2010)

El número requerido de módulos PV (N_{pr}) se calcula mediante la corriente pico del sistema (I_p) y la corriente pico del módulo PV (I_{pm}) como se puede observar en la ecuación (1).

$$N_{pr} = \frac{I_p}{I_{pm}} \quad (1)$$

2.1. Inclinación y orientación de los paneles solares.

Debido al movimiento aparente del sol en el transcurso del año, la irradiación sobre la superficie varía considerablemente. Por lo cual la inclinación de una superficie permite aumentar la radiación que recibe.

Mediante una superficie que esté continuamente apuntada al sol, con seguimiento solar, se maximiza en todo momento la energía colectada. No obstante, en las aplicaciones fotovoltaicas de tipo plano es habitual utilizar una estructura fija que es necesario orientar adecuadamente.

La orientación de los paneles debe hacerse mirando hacia la línea equinoccial y con un ángulo de inclinación para recibir la mayor cantidad de tiempo la radiación directa del Sol durante la mayor cantidad de tiempo. Se ha determinado que para un panel fijo el ángulo óptimo de inclinación del panel es igual a la latitud del lugar donde se instala. Por otro lado, Sánchez (2003) establece que el Ecuador al tener una latitud de 0 a 5 grados, la inclinación del panel debe ser de 5 a 10 grados sobre la horizontal para permitir que el agua lluvia fluya sin dificultad y limpie el panel.

Hay que situar el generador fotovoltaico de manera que reciba la mayor cantidad posible de energía solar Sol durante la mayor cantidad de tiempo. Esto depende de:

- a. La orientación de la superficie del generador fotovoltaico.
- b. El tiempo que se va a usar a lo largo del año: anual, estacional, etc.
- c. La aplicación que va a tener: autónomo, conectado a la red, etc.

Por lo tanto, para que una superficie reciba la radiación solar perpendicularmente tendremos que inclinar la superficie un ángulo β con la horizontal igual al que forma la vertical del lugar con la radiación solar.

Oliva & Herranz (2010) menciona que aunque hay generadores fotovoltaicos que son capaces de seguir la trayectoria solar, lo habitual es que la superficie del generador sea de orientación fija. La orientación óptima será un valor constante, con una inclinación β que va a depender de la latitud del lugar (φ) y un acimut (α) que depende del hemisferio en el que está situado el generador. El acimut óptimo para que una superficie fija reciba la mayor cantidad posible de energía solar debe ser cero ($\alpha = 0^\circ$), la superficie se debe orientar hacia el Sur si está situada en el hemisferio norte o hacia el Norte si es está en el hemisferio sur. Para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se usa una fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * |\varphi| \quad (2)$$

Donde:

β_{opt} = ángulo de inclinacion óptimo (grados)

$|\varphi|$ = latitud del lugar, sin signo (grados)

La fórmula anterior (2) recomendada por Oliva & Herranz (2010) es válida para aplicaciones de utilización anual que busquen la máxima captación de energía solar a lo largo del año.

2.2. Horas solar pico (hsp).

La cantidad de insolación global o total que incide al día sobre los módulos solares, se expresa en $\text{kW}/\text{m}^2/\text{día}$ o su equivalente en horas de sol máximo u horas de sol pico (HSP) (Consejo Nacional de Electricidad, 2008). Este dato se puede obtener en el “Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica”, dividiendo el valor de insolación global entre 1000 para obtener Kilovatios, ya que las unidades del Atlas están en $\text{Wh}/\text{m}^2/\text{día}$.

La diversidad geográfica y climática de Ecuador presenta un excelente potencial para la utilización de las energías renovables a lo largo de todo el país. Para conocer los niveles de radiación solar, se consulta el atlas solar entregado por el CONELEC (2008), en el cual se incluyen los valores por regiones de irradiación media sobre una hipotética superficie plana instalada.

El nivel de insolación global mínimo en Ecuador es de $3.634 \text{ Wh}/\text{m}^2/\text{día}$, mientras que el nivel de insolación global promedio es de $4.574,99 \text{ Wh}/\text{m}^2/\text{día}$, ver Figura 4.1 (CONELEC, 2008).

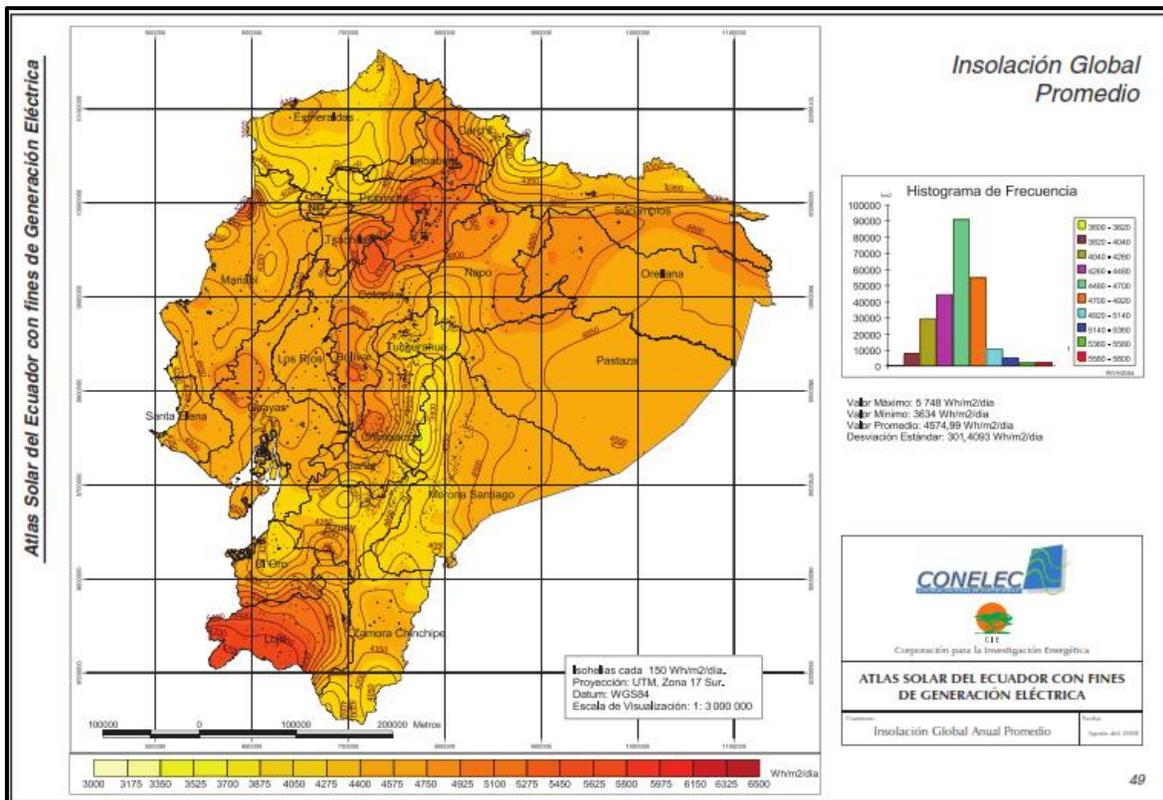


Figura 2.4. Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica

Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2008)

Elaboración: CONELEC

3. El regulador.

Para un correcto funcionamiento de la instalación, hay que instalar un sistema de regulación de carga en la unión entre los paneles solares y las baterías como muestra la figura 2.5. Este elemento recibe el nombre de regulador y tiene como función evitar situaciones de carga y sobre descarga de la batería, con el fin de alargar su vida útil (Díaz & Carmona, 2010).

El regulador trabaja por tanto en las dos zonas. En la parte relacionada con la carga, su misión es la de garantizar una carga suficiente al acumulador y evitar las situaciones de sobrecarga, y en la parte de descarga se ocupará de asegurar el suministro eléctrico diario suficiente y evitar la descarga excesiva de la batería.

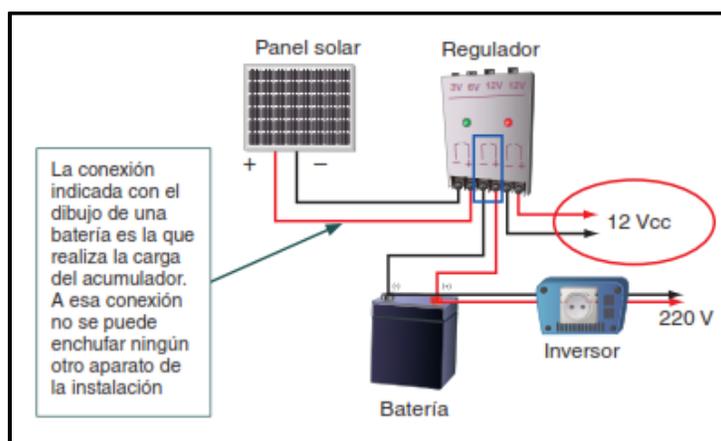


Figura 2.5. Conexiones del regulador en una instalación fotovoltaica
Fuente: (Díaz & Carmona, 2010)
Elaboración: (Díaz & Carmona, 2010)

Dado que los módulos solares tienen una tensión nominal diferente que la de la batería, si no existiera regulador se podrían producir sobrecargas.

El motivo de que esta tensión nominal de los paneles sea así se debe fundamentalmente a dos razones:

1. Atenuar posibles disminuciones de tensión por el aumento de la temperatura.
2. Asegurar la carga correcta de la batería. Para ello la tensión Voc del panel deberá ser mayor que la tensión nominal de la batería.

La corriente máxima del regulador (I_{reg}), se calcula a partir de la corriente de corto circuito (I_{sc}) de los módulos PV, y, del número de módulos paneles (Np), considerando un factor de sobredimensionamiento, tal como lo muestra ecuación (3).

$$I_{reg} = I_{sc} * Np \quad (3)$$

4. Baterías.

La llegada de la energía solar a los módulos fotovoltaicos no se produce de manera uniforme, sino que presenta variaciones por diferentes motivos. Algunas de estas variaciones son predecibles, como la duración de la noche o las estaciones del año, pero existen otras muchas causas que pueden producir alteraciones de manera aleatoria en la energía recibida, como puede ocurrir con un aumento de la nubosidad en un determinado instante.

Este hecho hace necesario utilizar algún sistema de almacenamiento de energía para aquellos momentos en que la radiación recibida sobre el generador fotovoltaico no sea capaz de hacer que la instalación funcione en los valores diseñados. Para ello se utilizarán las baterías o acumuladores.

Las baterías son dispositivos capaces de transformar la energía química en eléctrica, su funcionamiento en una instalación fotovoltaica será el descrito en la figura 2.6:

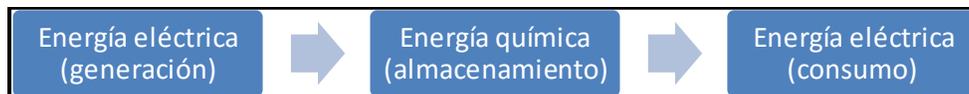


Figura 2. 6. Funcionamiento de una batería
Fuente: (Díaz & Carmona, 2010)
Elaboración: El autor

Las baterías son recargadas desde la electricidad producida por los paneles solares, a través de un regulador de carga, y pueden entregar su energía a la salida de la instalación, donde será consumida.

Las funciones que tienen las baterías en las instalaciones fotovoltaicas son:

- Almacenar energía durante un determinado número de días.
- Proporcionar una potencia instantánea elevada.
- Fijar la tensión de trabajo de la instalación.

Uno de los parámetros importantes a tener en cuenta a la hora de elegir una batería es la capacidad. Se define como la cantidad de electricidad que puede lograr en una descarga completa de la batería partiendo de un estado de carga total de la misma. Se mide en amperios hora (Ah). El número total de baterías se calcula mediante la ecuación (4).

$$Nb = \frac{Ahs}{Ct} \quad (4)$$

Donde:

Nb = Número de baterías

Ahs = Amperios horas requeridos por el sistema

Ct = Capacidad máxima de la batería

5. El inversor.

El inversor se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica: 110 V de valor eficaz y una frecuencia de 60Hz, en la figura 2.7 se muestra el diagrama de conexión del inversor en una instalación fotovoltaica. Es un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a red, y estará presente en la mayoría de instalaciones autónomas, sobre todo en aquellas destinadas a la electrificación de viviendas.

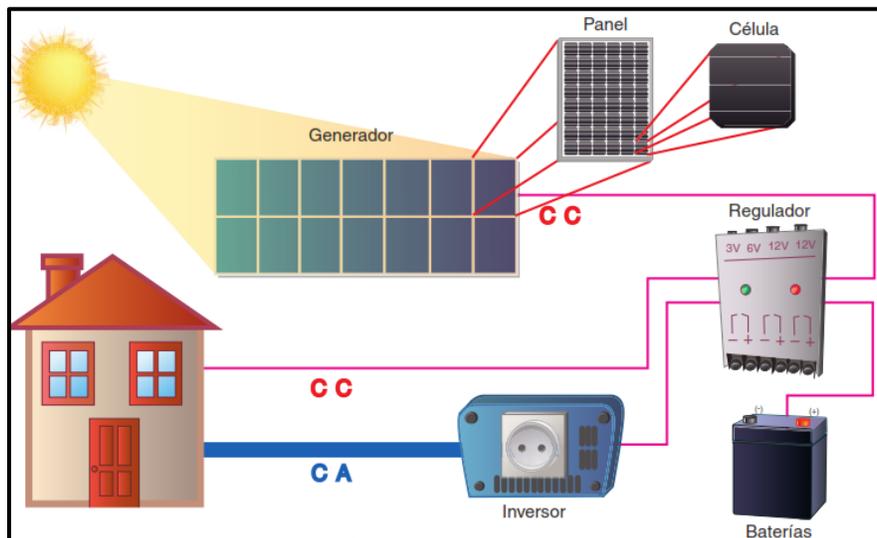


Figura 2. 7. Esquema general de una instalación autónoma con inversor

Fuente: (Díaz & Carmona, 2010)

Elaboración: (Díaz & Carmona, 2010)

Las características a considerar para un inversor DC-AC las podemos resumir de la siguiente manera:

- Alta eficiencia: debe funcionar bien para un amplio rango de potencias.
- Bajo consumo en vacío, es decir, cuando no hay cargas conectadas.
- Alta fiabilidad: resistencia a los picos de arranque.
- Protección contra cortocircuitos.
- Seguridad.
- Buena regulación de la tensión y frecuencia de salida, que como ya hemos comentado debe ser compatible con la red eléctrica.

La capacidad requerida del inversor (In) se calcula multiplicando la demanda pico del sistema (Dp) por la eficiencia del inversor (EfI) como se muestra en la expresión (4). La capacidad del inversor deberá ser mayor a la carga pico del sistema en DC.

$$In = Dp * EfI \quad (5)$$

2.9.1.3 Solar térmica.

Los sistemas solares térmicos, se basan en la conversión de la energía solar en energía térmica, mediante la captación de la radiación por medio de un elemento denominado colector. De acuerdo a la temperatura alcanzada por la superficie captadora, estos sistemas se clasifican en tres grupos: de baja temperatura, media temperatura y alta temperatura, según que la captación sea directa, de bajo índice de concentración o de alto índice de concentración, respectivamente.

La generación de energía mediante esta tecnología es de gran eficiencia, pues la radiación solar constituye una fuente de energía virtualmente inagotable y además los rendimientos de captación de la luz solar por estos medios son muy altos (del 80%), por otro lado, dicha generación se desarrolla de una manera favorable al medioambiente ya que está exenta de cualquier tipo de contaminación. (Comunidad de Madrid, 2007).

2.9.1.4 Eólica

La fuente de energía primaria de un generador eólico es el viento y funciona de la siguiente manera: al incidir el aire en movimiento sobre las palas del aerogenerador se produce

energía cinética, la cual genera una presión que provoca el giro del eje y posteriormente esta energía mecánica es transformada a energía eléctrica (Comunidad de Madrid, 2007).

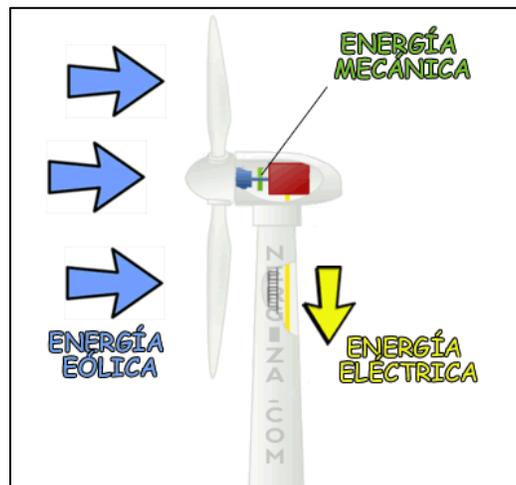


Figura 2. 8. Conversión de energía en un aerogenerador.
Fuente: (energiaytecho, 2014)
Elaboración: El autor

2.9.1.4.1 Sistema eólico.

Aproximadamente el 2% de la energía que nos llega del Sol se transforma en energía cinética de los vientos procedentes de la atmosfera. El 35% de esta energía se disipa en la capa atmosférica a tan solo 1 km por encima del nivel del suelo. (Oliva & Herranz, 2010). Los vientos tienen su origen en la diferencia de temperatura y presión que se produce cuando el aire caliente en la zona ecuatorial se mueve hacia los trópicos que están más fríos. Cuando el aire llega a las latitudes de 30 grados en los trópicos, se detiene debido al movimiento de la tierra y se crea diferencias de presión que aceleran el aire en la atmósfera y lo hacen descender hacia la superficie creando los vientos. Los fenómenos meteorológicos se producen en los 11 km de la atmósfera llamada la troposfera y los vientos se llaman globales (Sánchez, 2003).

En la actualidad, la energía eólica es utilizada principalmente para producir energía eléctrica mediante aerogeneradores. A finales de 2007, la capacidad mundial de los generadores eólicos fue de 94.1 gigavatios (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2015).

En 2014 el mercado mundial de energía eólica continuó con su avance, agregando un récord de 51 GW (la cantidad más alta entre todas las tecnologías renovables), lo que da

un total de 370 GW al final del año. Asimismo, costa afuera se agregó un estimado de 1,7 GW de capacidad conectada a la red, lo que arroja un total mundial que excede 8,5 GW.

De igual forma mencionan Moragues & Rapallini (2003) que las turbinas eólicas han experimentado durante los últimos 20 años un desarrollo significativo. Se han mejorado los rendimientos, ha aumentado la confiabilidad y se han reducido los costos.

La velocidad del viento, desde el punto de vista energético, es el parámetro más importante, pues la energía cinética que lleva el viento aumenta proporcionalmente al cubo de la velocidad a la que se mueve (ecuación 6). Es importante señalar que la velocidad del viento (ecuación 6) varía con la altura y depende fundamentalmente de la naturaleza del terreno sobre el cual se desplazan las masas de aire. La variación de velocidad puede representarse acorde a la variación de las alturas, donde se tome la medición y donde se desee el dato de velocidad, además influyen las características del terreno.

Energía obtenida del viento

Para poder cuantificar la energía eléctrica que se puede obtener del viento, debemos recurrir a la Física donde obtenemos el valor de la energía cinética que lleva un móvil de masa m y velocidad v . Para obtener energía eléctrica a través del viento es necesario conocer que se deben efectuar diferentes transformaciones, el viento como tal cuenta con energía cinética debido a la masa de aire en movimiento, a esta se la transforma en mecánica por medio de máquinas, posteriormente mediante un generador se llega a obtener energía eléctrica. Todo este proceso se encuentra inmerso en los aerogeneradores (Oliva & Herranz, 2010).

Según Sánchez (2003) la energía máxima teórica que puede ser extraída de una masa de aire en movimiento está dada por la ecuación común de energía cinética, por ende la potencia obtenible de una máquina eólica, tomando el área en metros cuadrados y la velocidad en metros por segundo, es:

$$P_T = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (6)$$

Donde:

P_T = Potencia del aerogenerador

A = Área perpendicular al viento en m^2

ρ = Densidad del aire (aprox. $1.2 \frac{Kg}{m^3}$)

$$v = \text{Velocidad del viento en } \frac{m}{s}$$

$$C_p = \text{Rendimiento}$$

De toda esa potencia de la corriente del viento el sistema de captación solo aprovecha una parte, debido a los diversos rendimientos, que se determinan mediante el coeficiente de potencia o rendimiento. El rendimiento depende del tipo de máquina y de las condiciones de operación. En la Figura 2.9 se representan los rendimientos típicos de diversos tipos de rotores eólicos, referidos a la relación entre la velocidad de la punta de las palas en los rotores de eje horizontal (o del punto más alejado del eje de rotación en el caso de los rotores de eje vertical tipo Darrieus y Savonius) y la velocidad del viento.

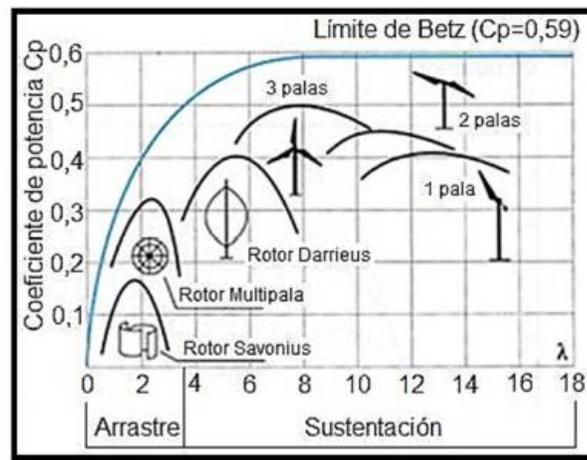


Figura 2.9 Coeficiente de potencia de aerogeneradores
Fuente: (Oliva & Herranz, 2010)
Elaboración: El autor

Este coeficiente de potencia (C_p) tiene un máximo teórico determinado por el límite de Betz del 59% y en la práctica no suele superar el 40%, variando para el sistema de captación según el cociente entre la velocidad lineal en punta de pala y la velocidad incidente.

$$C_p = \frac{P_{av}}{P} \quad (7)$$

Donde:

P_{av} = potencia mecánica aprovechada o extraíble en el rotor (W).

P = potencia disponible en la corriente de viento (W).

2.9.1.4.2 Componentes de un Sistema eólico.

Un sistema eólico para producir energía en una micro red es muy similar a un sistema fotovoltaico, con la diferencia obvia de que la fuente de energía proviene del viento en el aerogenerador y no del efecto fotovoltaico de un panel solar. El aerogenerador trabaja asociado a un interruptor de parada que incluye funciones de control de carga a las baterías y lo desconecta cuando la carga excede la aceptable por la batería. El generador es de corriente continua que alimenta a la batería (Sánchez, 2003).

Una instalación eólica completa se muestra en la figura 2.10, donde además de la turbina eólica, de un regulador de carga, de unas baterías de acumulación y, si la carga lo requiere, de un inversor. Esto es en el caso de que el aerogenerador suministre corriente continua, si el generador eléctrico es un alternador, la instalación debe constar de un rectificador. El funcionamiento, criterios de diseño, mantenimiento, etc. de estos equipos es similar al caso de una instalación fotovoltaica, salvo lo relativo al aerogenerador (Sánchez, 2003).

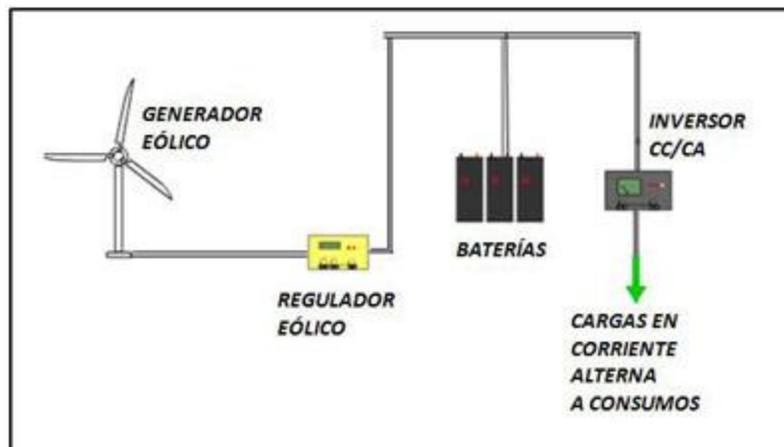


Figura 2.10. Estructura básica de un sistema eólico autónomo

Fuente: (Eficiencia energética RVA, 2014)

Elaboración: El autor

En general las instalaciones eólicas aisladas requieren una capacidad de almacenamiento superior a las fotovoltaicas, debido a las grandes variaciones de la disponibilidad de potencial eólico, que no presenta tanta uniformidad en el ciclo diario como la radiación solar. Esto se traduce en que los sistemas eólicos para aplicaciones autónomas sean viables económicamente para demandas mayores que los fotovoltaicos, de forma que esta mayor demanda compense el aumento del coste debido al mayor coste de la acumulación (Sánchez, 2003).

2.9.1.5 *Mini-hidráulica*

Este tipo de generación se basa en el aprovechamiento de la energía potencial del agua, almacenada en un embalse o procedente de un río, para producir energía eléctrica. El proceso de generación es el siguiente: la energía potencial del agua debida a la diferencia de alturas, se transforma en energía cinética mientras ésta es conducida hacia una turbina hidráulica, desarrollando en la misma un movimiento giratorio que acciona un alternador, convirtiendo éste la energía mecánica procedente en energía eléctrica. El conjunto de instalaciones e infraestructura que intervienen durante este proceso se denomina central hidroeléctrica. Dentro de esta tecnología de generación, solamente se consideran como GD las llamadas centrales mini hidráulicas cuya potencia máxima instalada no supera los 10 MW, en estos sistemas la potencia de instalación viene dada por el producto del caudal por el salto. El elemento diferenciador de una central hidráulica es la turbina y la elección de la misma se realiza a través de análisis hidrológicos, pues cada turbina tiene su propio rendimiento en función del régimen de utilización, generalmente para este tipo de sistemas, se utilizan turbinas de acción Paltón ya que se adaptan mejor al aprovechamiento del potencial de caudales limitados, otro tipo de turbinas son las llamadas de reacción entre las que tenemos a la Francis y Kaplan (Comunidad de Madrid, 2007).

2.9.1.6 *Energía marina*

La energía marina es la tecnología que consiste en el aprovechamiento de los diferentes tipos de energía existentes en el mar, mediante distintos métodos de acuerdo a las características de cada uno. De esta manera, los sistemas de utilización energéticos, están basados en los siguientes tipos de energía: a) Energía mareomotriz: utiliza la energía cinética de las mareas, las cuales son provocadas por la influencia gravitacional de la luna sobre las masas oceánicas. Funciona de la siguiente manera: se retiene el agua de la altamar y en la bajamar la salida controlada del agua hace girar unas turbinas ubicadas en diferentes zonas de la costa. Presenta inconvenientes como: el reducido número de horas en que se puede utilizar, los costes de inversión son altos con respecto al rendimiento, además la construcción de una central mareomotriz requiere sistemas tecnológicos avanzados. Tiene un rendimiento es de un 25%. b) Energía de las corrientes marinas: Se utiliza el flujo de la corriente marina para hacer girar un rotor, y obtener energía eléctrica. Dentro de esta tecnología se emplean las llamadas turbinas marinas. c) Energía de las olas (undimotriz): aprovecha la energía cinética de las olas formadas por la acción del viento

sobre la superficie del mar. d) Energía térmica oceánica (maremotérmica): se produce energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía térmica, debida al gradiente de temperatura existente a diferentes profundidades como consecuencia de la irradiación solar (Comunidad de Madrid, 2007).

2.9.1.7 Biomasa

La biomasa se define como toda la materia orgánica originada mediante un proceso biológico. Según su origen, se clasifica en dos grupos: cultivos energéticos, que son plantaciones con la finalidad de ser utilizadas como fuente de energía, o como materia prima para la obtención de combustibles biocarburantes y en segundo lugar está la biomasa vegetal (Energías Renovables, 2012).

2.9.1.8 Residuos sólidos urbanos

Los residuos sólidos urbanos, son aquellos residuos valorizables procedentes de la actividad social humana. Actualmente debido al crecimiento de la producción de dichos residuos, se hace necesaria una adecuada gestión de los mismos, por lo que se han desarrollado diferentes procesos para su eliminación final o reutilización. Existen distintos métodos para la eliminación de los residuos sólidos urbanos, algunos como: la digestión anaeróbica, incineración, pirolisis y la valorización energética del gas obtenido, permiten la obtención de energía y otros como el reciclaje y compostaje que contribuyen a la conservación de los recursos. (Comunidad de Madrid, 2007).

CAPÍTULO 3

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES AISLADAS DE ZAPOTES Y LA FLORESTA

3.1 Comunidades rurales aisladas (CRA)

Izquierdo & Eisman, (2013) hacen referencia al término “comunidades rurales aislada a aquellas zonas que por su dificultad de acceso o por razones económicas, hacen muy difícil su conexión a las redes de distribución, y por ello, han quedado excluidas del proceso de electrificación mediante la extensión de redes en un plazo de tiempo razonable.

Las CRA tienen ciertas características que hacen que la extensión de redes sea en muchos casos prohibitiva. Se caracterizan, por un lado, por tener una alta dispersión geográfica y estar alejadas de los núcleos habitados, contar con débiles infraestructuras de acceso y de comunicación, y en muchos casos, con orografías complicadas y con zonas medioambientalmente valiosas. Estas condiciones hacen que, tanto la inversión inicial como los costes de operación y mantenimiento de las redes, sean excesivamente altos. Por otro lado, las CRA tienen una baja densidad de consumo, y un bajo nivel de ingresos, con pocas perspectivas de crecimiento, lo que hace que el tiempo de retorno de la inversión sea previsiblemente demasiado largo. Además, las comunidades rurales aisladas también tienen dificultad de acceso a suministros y servicios técnicos, y están alejadas de los centros administrativos y de toma de decisiones. Todas estas características hacen aconsejable la descentralización del servicio eléctrico, no solo de los sistemas de generación, sino también, de los aspectos de gestión, financiación y control (Izquierdo & Eisman, 2013).

3.1.1 Comunidad aislada en la sierra.

3.1.1.1 Localización

La CRA a electrificar en la sierra es Zapotes, en la figura 3.1 se observa que Zapotes pertenece a la parroquia Limones del cantón Zapotillo provincia de Loja. Limones se localiza al sur oeste de Zapotillo, a 20 Km de la cabecera cantonal y a 3 Km de su parroquia. Las coordenadas geográficas en el sistema Sexagesimal son:

Latitud: Sur 4° 16' 00"

Longitud: Oeste 79° 74' 00"

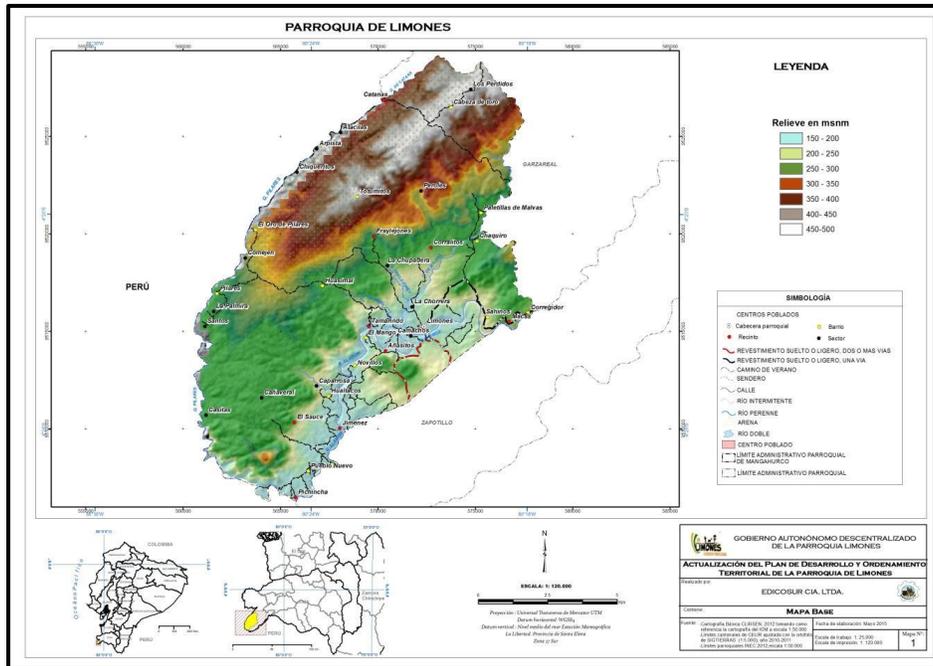


Figura 3.1. Mapa base de la Parroquia Limones
Fuente: (Gobierno Autónomo Descentralizado de la Parroquia Limones 2014-2019, 2014)

3.1.1.2 Factores Climáticos

Considerando las zonas de vida propuestas por Holdridge, se tendría que la parroquia Limones, corresponde a una zona de vida bosque espinoso tropical (be-T), con una temperatura mínima de 16 °C y una máxima de 35 °C. La precipitación promedio anual es de 709,80 mm.; la misma que se distribuye en un periodo corto de lluvias febrero-abril, el resto del año permanece seco (Gobierno Autónomo Descentralizado de la Parroquia Limones 2014-2019, 2014).

3.1.1.3 Población Total

Según el último censo de población y vivienda (INEC, 2010), la comunidad Zapotes tiene una población de 27 habitantes, siendo 15 hombres y 12 mujeres.

Tabla 3.1 Número de habitantes y familias en Zapotes

ZAPOTES	
Número de habitantes	27
Número de familias	8

Fuente:(Gobierno Autónomo Descentralizado de la parroquia Limones 2014-2019, 2014)

Elaboración: El autor

3.1.2 Comunidad aislada en el oriente.

La CRA a electrificar en el oriente es La Floresta, en la figura 3.2 se observa que La Floresta pertenece a la parroquia El Porvenir del Carmen se ubica al noroeste del cantón Palanda provincia de Zamora Chinchipe. Las coordenadas geográficas en el sistema Sexagesimal son:

Latitud: Sur 4° 65' 00"

Longitud: Oeste 79° 41' 00"

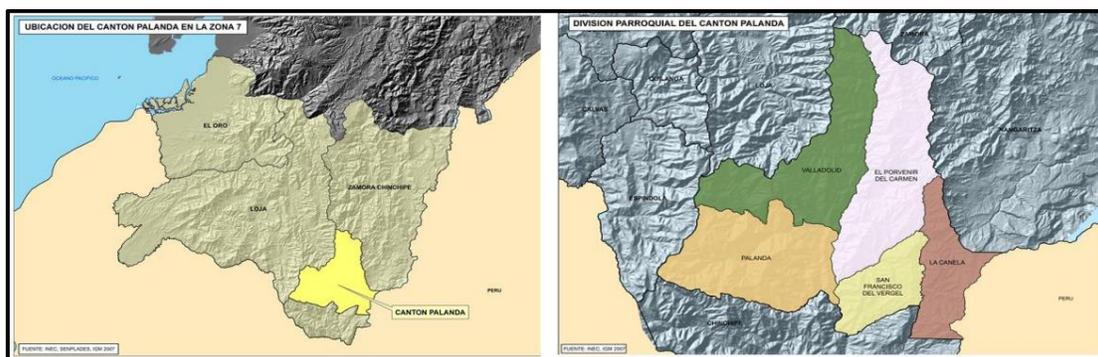


Figura 3.2. Mapa base de la parroquia El Porvenir del Carme

Fuente: (Gobierno Autónomo Descentralizado de la Parroquia El Porvenir del Carmen 2014-2019, 2015)

3.1.2.1 Factores Climáticos

Con base en la clasificación de los tipos de clima generada a partir de la información del proyecto MAG-IICA-CLIRSEN (2002), se sabe que La Floresta corresponde al tipo Ecuatorial Mesotérmico Semi-Húmedo, con una temperatura promedio entre 18-20 °C. La precipitación promedio anual es de 1750-2000 mm.; la misma que se distribuye a lo largo del año casi de forma constante y una humedad relativa entre el 60 y 75%. Los vientos que se presentan en La Floresta son vientos alisios de pequeña intensidad con menos de 20 Km/h; soplado siempre en la misma dirección desde los trópicos hacia el Ecuador. (Gobierno Autónomo Descentralizado de la Parroquia El Porvenir del Carmen 2014-2019, 2015).

3.1.2.2 Población Total

Según el último censo de población y vivienda (INEC, 2015), la comunidad La Floresta tiene una población de 31 habitantes, conformando un número de 10 familias.

Tabla 3.2. Número de familias en La Floresta

LA FLORESTA	
Número de habitantes	31
Número de familias	10

Fuente: (Gobierno Autónomo Descentralizado de la Parroquia El Porvenir del Carmen 2014-2019, 2015)

3.2 Demanda de energía del sector residencial ecuatoriano

El sector residencial es dominado por el uso del gas licuado de petróleo (53%), destinado especialmente para cocción. En el caso de la leña, este energético tiene un rol muy representativo para usos de cocción en zonas rurales. Todo esto puede ser visualizado en la figura 3.3, donde se presentan los energéticos consumidos por los sectores de transporte, industria, residencial y comercial (Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, 2015).

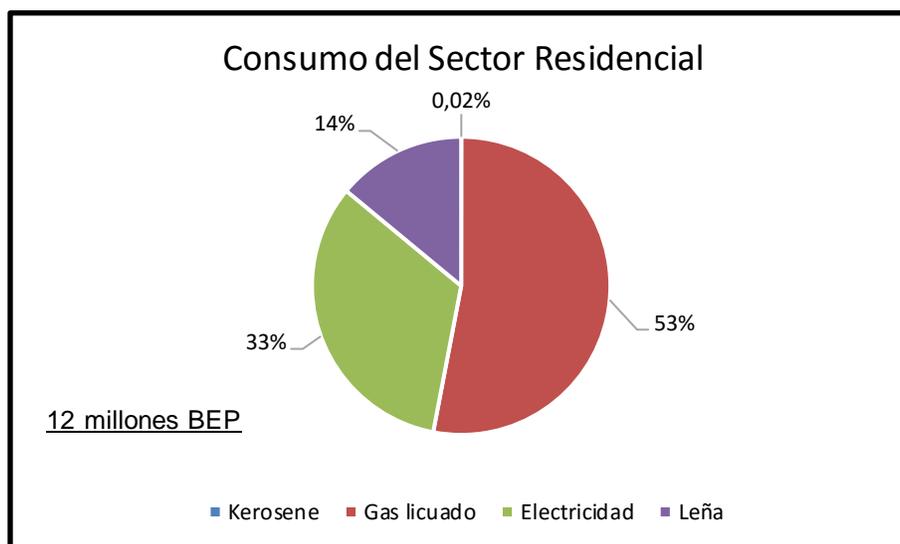


Figura 3.3. Consumo del sector residencial por tipo de fuente
Fuente: (Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, 2015)
Elaboración: El autor

3.3 Demanda de energía eléctrica

La demanda eléctrica es una medida del consumo eléctrico promedio en un periodo de tiempo, mientras más aparatos eléctricos se encuentren funcionando al mismo tiempo, mayor es la demanda. La demanda futura de las cargas eléctricas, es un fenómeno que depende de variables económicas, demográficas, políticas y sociales y no es posible determinar en forma exacta cuál será su valor futuro. Con el fin de determinar la demanda futura y su comportamiento, se realizan dos tipos de estudios: pronóstico de la demanda,

en los cuales se predice para un año futuro el valor de la demanda máxima y de modelamiento de la demanda en lo que se pretende capturar el patrón de comportamiento (Gallego, Francisquini, Gómez, & Padilha, 2007). En el presente trabajo no se contempla la evaluación de la demanda futura ya que según el FERUM los clientes en CRA tiene un comportamiento discreto e inestable en cuanto a su crecimiento durante todo el período histórico. Sin embargo, los modelos desarrollados en este trabajo pueden fácilmente aplicarse a nuevos datos de la demanda.

3.3.1 Consumo de electricidad en el sector residencial.

EL consumo de electricidad dentro del sector residencial en Ecuador se muestra en la figura 3.4, el mismo que se encuentra repartido en: 49% en iluminación, 46% en equipos (éstos incluyen los electrodomésticos principales) y 5% en otros (son otros dispositivos que pueden estar presentes en un hogar distintos de los analizados anteriormente, como pueden ser un secador de pelo, una computadora o pequeños electrodomésticos de cocina) (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2016).

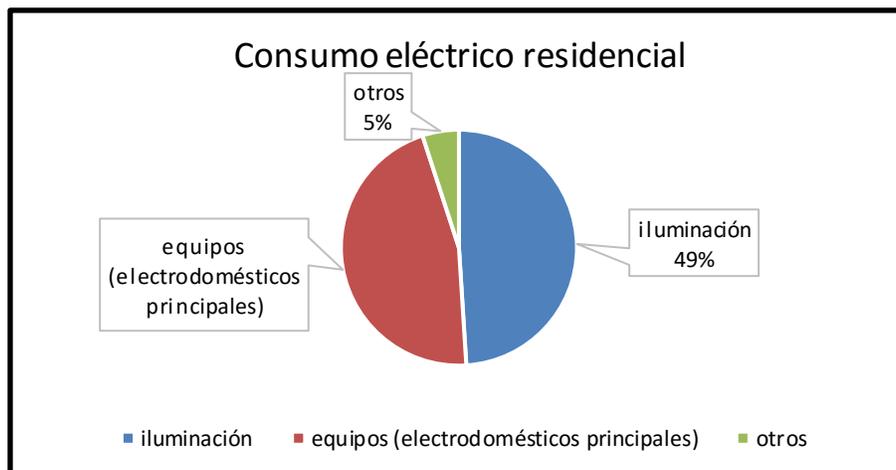


Figura 3. 4. Consumo eléctrico residencial en Ecuador

Fuente: MEER

Elaboración: El autor

Numerosas publicaciones han caracterizado el consumo del tipo residencial [Páez y Gómez 2007], [Ponniran 2007], [Gallego et al. 2007], [Medina 2009], todas ellas la han descrito en forma de una curva que tiene durante las horas de la mañana un consumo reducido que prolonga hasta horas de la tarde. Pero luego, en las primeras horas de la noche, el consumo se incrementa notablemente debido al encendido de equipos de iluminación y artefactos electrodomésticos; este consumo, se prolonga hasta las horas en que, por lo general, las

familias se van a descansar (dormir) y el consumo se reduce a lo que se utilice con fines de iluminación, de seguridad o calefacción. Una curva de carga típica para CRA está representada en la figura 3.5.



Figura 3.5. Curva de carga típica de comunidades rurales aisladas
Fuente: (Empresa Eléctrica Regional del Sur S. A, 2015)
Elaboración: El autor

3.4 Cálculo de la demanda de energía eléctrica por familia en las CRA.

Para la determinación de la demanda se considera el equipamiento de la vivienda, tanto de aparatos que estén relacionados con la actividad de sus residentes, así como los aparatos que tienen un consumo no relacionado con la actividad de ellos. En general la electrificación convencional se lleva a cabo en corriente alterna, pero en el mercado existe una amplia gama de aparatos eléctricos para corriente continua y el uso de esta supone que no hace falta la inclusión de un inversor en el sistema, simplificando así la instalación. En este trabajo se considera que todas las cargas son en corriente alterna.

Las comunidades al estar ubicadas en zonas rurales y al poseer un número aproximadamente igual de personas por familia, se pensó en obtener la demanda eléctrica para una familia promedio y así poder dimensionar la demanda requerida por toda la comunidad. Se debe aclarar los conceptos de carga instalada y de demanda eléctrica, que según Sánchez (2003) son:

“Carga instalada es la suma de todas las potencias individuales nominales de los artefactos eléctricos de la vivienda y se mide en kW, mientras que la demanda eléctrica es la energía que esta carga exige al sistema eléctrico y se mide en kWh. Como en nuestro caso se ha utilizado tecnologías de GD para proveer energía, la variable que nos interesa es la demanda eléctrica. Podemos llegar de la carga a la demanda afectando la carga total por

un **factor de demanda**, que depende del tipo de usuarios y del número de aparatos eléctricos que están conectados al mismo tiempo. Esta varía entre 0,4 a 0,7; y, mientras más aparatos haya menor es este factor. En la mayoría del tiempo no todos los equipos o electrodomésticos están conectados o funcionando, por lo que la demanda es menor que la carga instalada. La demanda de diseño resulta de la multiplicación de la carga instalada por el factor de demanda”.

3.5 Métodos empleados para estimar la demanda en una familia de la CRA

Para estimar la demanda eléctrica presente en las comunidades se realizó el procedimiento de cálculo del menú energético que detalla los equipos que serán servidos desde el sistema de generación, su potencia en vatios y el número de horas promedio diarias que están encendidos. También se obtuvo la demanda eléctrica usando los datos del plan estratégico 2012-2017 de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A y finalmente se tomó como referencia cifras de la demanda eléctrica para comunidades rurales aisladas presentadas por el Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal (FERUM) en el plan maestro de electrificación 2013-2022 elaborado por el consejo nacional de electricidad (CONELEC) .

Los clientes de las CRA a electrificar son de tipo residencial-rural ya que presentan un requerimiento de energía que se emplea principalmente en la iluminación de viviendas y el uso de aparatos electrodomésticos básicos.

3.5.1 Estimación de la demanda empleando un menú energético para viviendas tipo del MIDUVI.

Para obtener la demanda de energía eléctrica requerida por una vivienda de las comunidades mencionadas, se ha usado como referencia una vivienda tipo 36m² propuesta por el Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda del Ecuador (MIDUVI), cuyo diseño y planos mostradas en la figura 3.6 constan en la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC) capítulo 10.



Figura 3. 6. Prototipo y plano de la vivienda tipo 36m²

Fuente: NEC

Elaboración: El autor

En la figura 3.7 se puede observar el plano eléctrico de las viviendas modelo tipo 36m² propuestas por el MIDUVI en el año 2015, cada vivienda cuenta 5 luminarias, 6 tomacorrientes y una salida para ducha eléctrica (Instituto Ecuatoriano de Normalización , 2015).

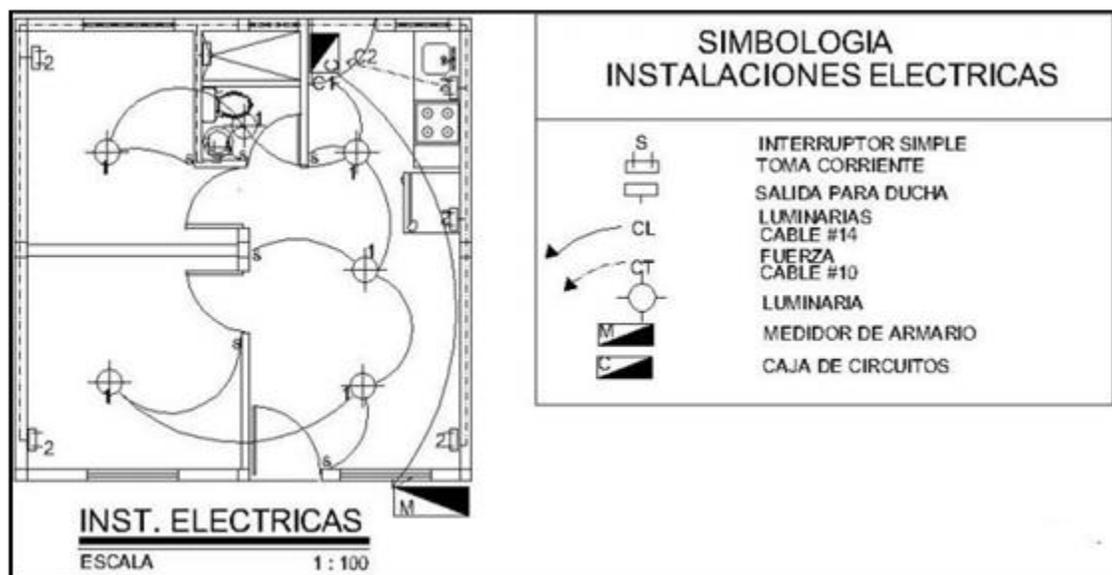


Figura 3. 7. Plano eléctrico vivienda tipo

Fuente: NEC

Elaboración: El autor

Los 6 toma corrientes de cada vivienda son utilizados principalmente por un radio, un televisor, un refrigerador y otros pequeños artefactos como pueden ser cargadores de celulares, cargadores de linternas, etc. El consumo diario de energía se obtiene multiplicando las potencias de los artefactos con sus respectivos factores y tiempos de uso. Para el cálculo se estima alrededor de 4 horas de funcionamiento de los focos y demás artefactos electrodomésticos en un rango de utilización de 2-3 horas a excepción del refrigerador ya que su tiempo de consumo no depende de las personas de la vivienda. En la siguiente tabla 3.3 se presentan la demanda de energía estimada por vivienda actualmente.

Tabla 3.3. Menú energético para una familia promedio de una CRA

Artefacto	Potencia en vatios	Cantidad	Total vatios	Horas de uso en el día	Vatios hora por día
Foco ahorrador	20	5	100	4	400
Refrigerador	170	1	170	8	1360
Televisor	150	1	250	2	500
Radio	40	1	40	3	120
Otros	150	1	50	2	100
	Potencia instalada		610		
	Promedio de consumo de energía				2480

Fuente: Diseño de autor Fuente: NEC
Elaboración: El autor

Sumando todas las cargas se obtiene una energía consumida en una vivienda promedio de 2480 Wh/día.

3.5.1.1 *Calculo de potencia para una familia*

Para el cálculo de la potencia requerida por las cargas de una familia en las comunidades, se procedió a multiplicar la potencia instalada en una familia (610W) por un factor de demanda¹ de 0,6 obteniendo una potencia de 366W para una familia.

¹ El factor de la demanda es menor que la unidad, pues cuando es igual a la unidad significa que la carga total conectada es energizada simultáneamente para el intervalo de demanda máxima. **Fuente especificada no válida.**

La potencia encontrada para una familia (366W) se la multiplica por un factor de coincidencia (simultaneidad)², el mismo que se lo determino mediante la fórmula recomendada por la Empresa Eléctrica Regional del Sur S. A. (EERSSA) que es la siguiente:

$$FC = N^{-0,0944} \quad (8)$$

Donde: *FC = factor de coincidencia*

N = número de familias

Obteniendo un FC de c de 0,82 para Zapotes y de 0,80 para La Floresta. Finalmente se empleó la formula (9) para determinar la potencia requerida por toda la comunidad. La misma que para Zapotes es de 2400,96W y para la Floresta es de 2928W

$$Pc = Pu * N * FC \quad (9)$$

Donde: *Pc = Potencia de la comunidad*

Pu = Potencia de una familia

3.5.2 Estimación de la demanda empleando datos de la EERSSA.

Las comunidades a electrificar están en un área territorial donde posee la concesión La EERSSA, ya que cubre una superficie de 22.721 km² y en donde se encuentran dieciséis (16) cantones en la provincia de Loja, nueve (9) cantones en la provincia de Zamora Chinchipe y un (1) cantón en la provincia de Morona Santiago. Se registran 166.314 clientes a marzo de 2012, de los cuales 143.801 (86%) son residenciales, estimándose un nivel de cobertura del servicio eléctrico en el área de concesión del 94% (Empresa Eléctrica Regional del Sur S. A., 2012).

Según datos publicados por la EERSSA, en el mes de diciembre del año 2011 en el sector residencial se facturo un total 11091461 KWh para un total de 142528 clientes. Empleando estos datos se procedió a calcular la demanda eléctrica por familia empleando la ecuación (10) como se muestra a continuación:

$$Do = \frac{Ef}{Nc} = \frac{11091461}{142528} = \frac{77.81Kwh}{mes} = \frac{2.6Kwh}{día} \quad (10)$$

² Factor de simultaneidad se refiere al número de usuarios que están conectados al sistema en un mismo instante de tiempo.

Donde:

$$D_o = \text{Demanda eléctrica por familia} \left(\frac{\text{Kwh}}{\text{día}} \right)$$

$$E_f = \text{Energía Facturada} \left(\frac{\text{Kwh}}{\text{més}} \right)$$

$$N_c = \text{Número de clientes}$$

3.5.3 Demanda según el Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal.

En el estudio de la categoría residencial, surge la necesidad de distinguir aquellos clientes que por su posición rural poseen un consumo promedio anual menor al resto. Por lo que las autoridades ecuatorianas fomentan la electrificación rural desde 1973 mediante la creación del Fondo de Electrificación Rural; que subsiguientemente se regula mediante la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), creando el Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal (FERUM), funcionando desde 1998 y gestionado por el Consejo Nacional de Electricidad, creado también en aplicación de la LRSE (CONELEC, 2013).

La incorporación anual de los clientes FERUM tienen un comportamiento discreto e inestable. Adicionalmente, estos clientes se caracterizan por tener un consumo promedio inferior (2011: 1,26 MWh/cliente-año promedio) al resto de los clientes residenciales (2011: 1,54 MWh/cliente-año), incluso se inician con un consumo promedio aún más bajo (2000 - 2011: 1,13 MWh/cliente-año promedio). En la figura 3.8 se puede observar el consumo promedio de los distintos clientes residenciales del FERUM (CONELEC, 2013).

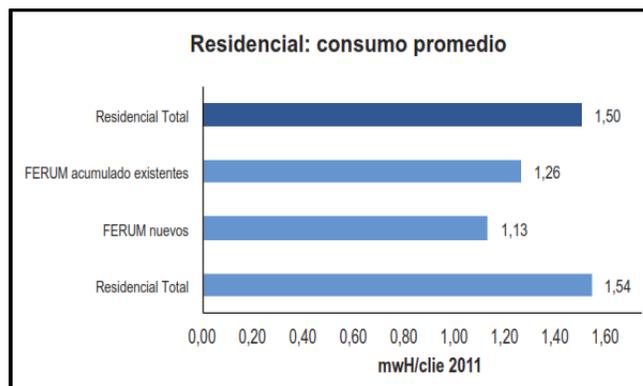


Figura 3. 8. Consumo promedio de clientes residenciales del FERUM

Fuente: (Corporación Eléctrica del Ecuador, 2013)

Elaboración: El autor

Como se observa en la figura 3.8 el consumo promedio para clientes de la zona rural según el CONELEC (2013) es de 3,14 KW/día (1,13 MWh/cliente-año). Cifra que se aproximada a la publicada en el mismo año por el INEC (2012) que es de 3,03 KW/día (90,9 KW/mes) para consumidores de energía eléctrica en el sector rural en el 2011 (ver figura 3.9).

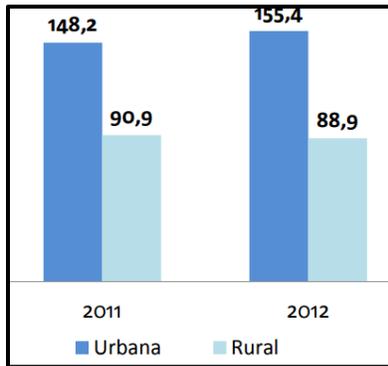


Figura 3.9. Consumo de energía eléctrica en Ecuador
 Fuente: (Instituto Nacional de Estadística y Censos, 2012)
 Elaboración: El autor

3.6 Análisis de la demanda promedio por familia

En la figura 3.10 se observa un resumen de la demanda de energía eléctrica por familia en una CRA según las diferentes fuentes de información, ya que, mientras más precisa sea la información sobre el consumo manejado, más óptimo será el dimensionamiento del sistema, de forma que se empleen de una manera eficiente los recursos disponibles para la generación de energía en las CRA y así alejarnos del sobredimensionado y los costes asociados a él, que en estas instalaciones son elevados. Para obtener el consumo más próximo al real se procedió a obtener la desviación estándar de la demanda estimada en la sección anterior.



Figura 3. 10.Demanda de energía eléctrica por familia en una CRA
 Fuente: Diseño del autor
 Elaboración: El autor

A continuación, se calculó la desviación estándar de los valores obtenidos para la demanda energética de una familia promedio. Para encontrar la desviación estándar de la demanda estimada mostrada en figura 3.11, primero encontramos la media muestral usando la ecuación siguiente:

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \quad (11)$$

$$\bar{X} = 2735,6 \frac{wh}{dia}$$

Donde: \bar{X} = media muestral

n = número de muestras

X_i = Valores de muestras

Luego se calcula la varianza muestral usando la formula siguiente:

$$s^2 = \frac{1}{n-1} \left(\sum_{i=1}^n x_i^2 - n\bar{X}^2 \right) \quad (12)$$

$$s^2 = \frac{1}{4-1} [2480^2 + 2594^2 + 3190^2 + 3140^2 - 5(2735,6^2)]$$

$$s^2 = 125538,8 \text{ wh/dia}$$

Finalmente calculamos la desviación estándar muestral que es la raíz cuadrada de la varianza muestral:

$$s = \sqrt{125538,8} = 354,3 \text{ wh/dia}$$

La demanda eléctrica estimada para una familia promedio de las comunidades sería: $2735,6 \pm 354,3 \text{ wh/dia}$

Multiplicando la potencia requerida en una vivienda promedio de las comunidades, por el número de hogares habitados en éstas, que como se mencionó anteriormente es de 8 viviendas para la comunidad de Zapotes y 10 viviendas para la comunidad de La Floresta, se obtiene una demanda energética para cada comunidad (ver tabla 3.4.).

Tabla 3.4. Consumo eléctrico diario las CRA a electrificar

Comunidad	Número de Familias	Consumo eléctrico diario [Wh/día]
Zapotes	8	21885 ± 2,83
La Floresta	10	27356 ± 3,54

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

CAPÍTULO 4

DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA MICRO RED HIBRIDA PARA LAS COMUNIDADES RURALES AISLADAS DE ZAPOTES Y LA FLORESTA

4.1 Electrificación rural descentralizada

La electrificación rural descentralizada se basa en sistemas de GD; para así proporcionar la energía requerida por los usuarios que habitan en zonas donde no hay red de servicio eléctrico público.

Cuando en un sector rural hay más de un usuario hay dos formas de conexión: a) independiente y b) en micro red.

- a. En la primera, cada usuario satisface sus requerimientos de carga mediante su propio sistema de generación y no existe conexión entre ellos.
- b. En la conexión en micro red hay un solo centro de generación y varios usuarios comparten la energía producida. Este caso requiere de la construcción de redes o circuitos secundarios de distribución a los usuarios desde el centro de producción común.

En el presente trabajo se diseñó una micro red ya que la demanda de cada comunidad es relativamente baja (menor a 30kwh/día) y de igual forma los usuarios no están dispersos a grandes distancias.

4.2 Diseño del sistema fotovoltaico para las CRA

4.2.1 Consideraciones técnicas para el diseño.

Las consideraciones a tener en cuenta para el diseño de un sistema fotovoltaico autónomo según SunFields (2011) son:

- a. El regulador debe de ser un 15-25% superior a la corriente que le puede llegar del sistema de generación fotovoltaico (lentrada) o bien, de la que puede consumir la carga del sistema (l salida).
- b. El criterio que podemos utilizar a la hora de escoger el nivel de voltaje del módulo fotovoltaico requerido para el sistema fotovoltaico se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 4.1. Tensión de trabajo para un sistema fotovoltaico autónomo

Potencia demandada por las cargas (W)	Tensión de Trabajo (V)
Menor de 1500	12
1500 - 5000	24 o 48
Mayor de 5000	120 o 300

Fuente: (SunFields, 2011)

Elaboración: El autor

- c. Profundidad de descarga máxima, qué es el nivel máximo de descarga que se le permite a la batería antes de la desconexión del regulador, para proteger la duración de la misma. Las profundidades de descarga máximas que se suelen considerar para un ciclo diario (profundidad de descarga máxima diaria) están en torno al 15-20%. Para el caso del ciclo estacional, qué es el número máximo de días que podrá una batería estar descargándose sin recibir los módulos radiación solar suficiente, están en torno a 3-7 días y una profundidad de descarga del 70% aproximadamente.
- d. A la hora de dimensionar el inversor, se tendrá en cuenta la potencia que demanda la suma de todas las cargas AC en un instante, de este modo se elegirá un inversor cuya potencia sea un 20% superior a la demandada por las cargas, suponiendo su funcionamiento al mismo tiempo.
- e. Los elementos del sistema fotovoltaico deben cumplir con los estándares que constan en la Norma Ecuatoria de Construcción [NEC]. El panel fotovoltaico debe de cumplir con el estándar IEC 61215, las baterías deben cumplir con el estándar IEC 61427, el controlador debe cumplir con el estándar IEC 62093 y el inversor debe cumplir el estándar IEC 61683.

4.3 Diseño de la instalación solar fotovoltaica para la CRA de Zapotes.

4.3.1 Nivel de insolación global promedio en Zapotes según el Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica.

La instalación se realizará para una vivienda de uso diario durante todo el año por lo que se trabajará con el valor insolación global promedio minimizando el número de paneles, pero incrementando el sistema de acumulación. El nivel de insolación solar promedio presente en Zapotes según el Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica es de 5.7 KWh/m²/día como podemos observar en la figura 4.1.

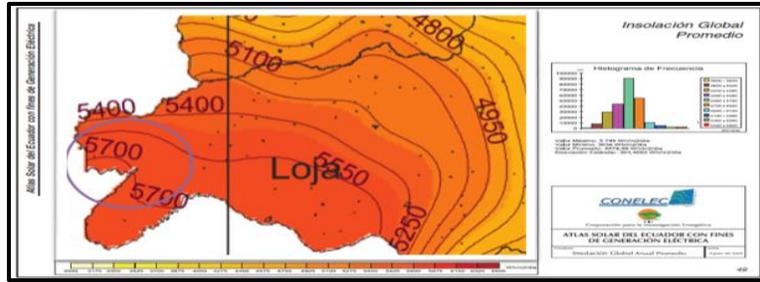


Figura 4. 1. Nivel de radiación solar promedio en Zapotes
Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2008)
Elaboración: El autor

4.3.2 Nivel de insolación global promedio en Zapotes según la base de datos de la NASA

Ingresando la posición geográfica de la comunidad en la base de datos de la NASA (National Aeronautics and Space Administration) se obtuvo un nivel de insolación anual promedio sobre una superficie inclinada de 5,6 KWh/m²/día (ver tabla 4.2) para Zapotes.

Tabla 4.2. Insolación mensual promedio (Kwh/m²/día) en Zapotes

Lat -4.182 Lon -80.36	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio Anual
Promedio de 22 años	5,54	5,31	5,66	5,41	5,13	5,15	5,15	5,62	6,01	6,15	6,16	5,91	5,60

Fuente: (National Aeronautics and Space Administration [NASA], 2016)
Elaboración: El autor

4.3.3 Análisis Nivel de insolación global promedio en Zapotes.

Se procedió a obtener la desviación estándar de los datos publicados por el atlas solar y la base de datos de la NASA para obtener un valor más cercano a la realidad y permitir garantizar la generación de energía durante todo el año, a través de sistemas solares fotovoltaicos (SFV).

Primero se encontró la media muestral empleando la fórmula (11):

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i$$

$$\bar{X} = \frac{1}{2} (5,7 + 5,6)$$

$$\bar{X} = 5,65 \text{ KWh/dia}$$

Luego se calcula la varianza muestral usando la formula (12):

$$s^2 = \frac{1}{n-1} \left(\sum_{i=1}^n x_i^2 - n\bar{X}^2 \right)$$

$$s^2 = \frac{1}{2-1} [5,7^2 + 5,6^2 - 2(5,65^2)]$$

$$s^2 = 0,005 \text{ KWh/dia}$$

Finalmente calculamos la desviación estándar muestral:

$$s = \sqrt{0.005} = 0.07 \text{ KWh/dia}$$

El nivel de insolación global promedio en Zapotes sería: $5,65 \pm 0,07 \text{ KWh/dia}$

4.3.4 Orientación e Inclinación óptima para los paneles en Zapotes

Empleando la fórmula (2) recomendada por Oliva & Herranz (2010) tenemos:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * |\varphi|$$

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * |4,16|$$

$$\beta_{opt} = 6,57^\circ$$

La inclinación óptima de los paneles solares es de $6,57^\circ$, resultado que está entre el rango recomendado por Sánchez (2003) que para Ecuador es de 5° a 10° de inclinación, mientras que la orientación de los paneles sería hacia el norte ya que la CRA a electrificar se encuentra en el hemisferio sur.

4.3.5 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Para el correcto dimensionamiento del sistema fotovoltaico se tomó como referencia la metodología propuesta por Sánchez (2003) la misma que describe a continuación.

- a. En la tabla 4.3 se calcula la demanda real para Zapotes a partir de la demanda teórica calculada en el capítulo anterior la misma que fue de 21884 Wh/día, aplicando un margen de seguridad recomendado del 20%, teniendo en cuenta que existen pérdidas por rendimiento de la batería y del inversor.

Tabla 4.3. Demanda eléctrica en Ah considerando perdidas

a.	Demanda AC	W/día	21884,8
b.	Voltaje AC	V	48
c.	Amperios Hora AC nominales (a/b)	Ah	455,93
d.	Eficiencia del inversor DC – AC		95%
e.	Amperio Hora AC efectivos (c/d)		479,93
f.	Reserva futura	%	20
g.	Total Ah carga ($e+(e*f/100)$)	Ah	575,92

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

- b. En la tabla 4.4 se calcula el número de baterías requeridos por el sistema fotovoltaico. La batería AGM 24V 120Ah VISION fue seleccionada para formar el banco de baterías del sistema, cuyas características técnicas están descritas en el anexo 4. Considerando que la tensión nominal del sistema es de 48 VDC, y, que la tensión de la batería es de 24V, se requiere entonces de arreglos en serie de al menos 2 baterías.

Tabla 4.4. Número total de baterías requeridas por el sistema

a.	Total Ah carga	575,92
b.	Días de autonomía (3 a 5)	3
c.	Total Ah requeridos ($a*b$)	1727,75
d.	Profundidad de descarga (0,2 a 0,8) (DoD)	0,7
e.	Ah / DoD (c/d)	2468,21
f.	Ah nominal de la batería seleccionada	120
g.	Número de baterías serie (48V/24V)	2
h.	Número de baterías en paralelo (e/f)	20
i.	Total de baterías ($g*h$)	40

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

- c. En la tabla 4.5 se calcula el número total de paneles fotovoltaicos requeridos por el sistema. Los paneles fotovoltaicos seleccionados debido a sus características técnicas (ver anexo 5) y disponibilidad en el mercado, se decidió utilizar los módulos SIMAX policristalino 300Wp/24V. Considerando que la tensión nominal del sistema es de 48 VDC, y, que la tensión del módulo es de 24V, se requiere entonces de arreglos en serie de al menos 2 módulos.

Tabla 4.5. Número de paneles solares requeridos por el sistema

a.	Total Ah carga	575,92
b.	Eficiencia de las baterías	0,95
c.	Amperios efectivos de baterías (a/b)	606,23
d.	Promedio irradiación solar kWh/día	5,65

e.	Horas de sol a 1000 Wm ² /día	5,6
f.	Total amperios del panel FV (c/e)	108,25
g.	Amperios pico del panel I _{max} . (Ej. Panel de 300 W a 24 V)	8,26
h.	Número de paneles (redondear f/g al siguiente entero)	13
i.	Voltaje de la batería (V)	48
j.	Paneles por serie, dependiendo del voltaje nominal (48V= 2 paneles por serie)	2
k.	Total número de paneles	26

Fuente: Diseño del autor
Elaboración: El autor

- d. En la tabla 4.6 se calcula el número de controladores requeridos por el sistema fotovoltaico. El controlador de carga seleccionado es Morningstar TriStar MPPT 60A (ver anexo 6) debido a que su tensión de trabajo es igual a la del sistema y su disponibilidad en el mercado.

Tabla 4.6. Número de controladores de carga requeridos por el sistema

a.	Corriente en corto circuito del panel en Amperios I _{sc}	8,93
b.	Total número de paneles	26
c.	Amperios totales (a*b)	232,1
d.	Capacidad nominal del controlador (A)	60
f.	Numero controladores en paralelo (c/d)	4

Fuente: Diseño del autor
Elaboración: El autor

- e. En la tabla 4.7 se calcula el número de inversores requeridos por el sistema fotovoltaico. El Inversor solar seleccionado para el sistema es un inversor SAMLEX AMERICA para carga grande de onda sinusoidal PST3000-48V 3000W (ver anexo 7).

Tabla 4.7. Número de inversores requeridos por el sistema

a.	Carga instalada AC	W	21884,8
b.	Eficiencia del inversor		0,95
c.	Demanda de diseño (c/d)	W	23036,6
d.	Capacidad nominal del inversor	W	3000
e.	Numero de inversores (c/d)		8

Fuente: Diseño del autor
Elaboración: El autor

4.3.6 Presupuesto referencial del sistema Fotovoltaico para la provisión de energía en Zapotes.

En la Tabla 4.8 se indica el costo de los equipos necesarios para la instalación del sistema fotovoltaico para la CRA Zapotes. En esta estimación no se han considerado los materiales

para soporte de los paneles, cables eléctricos, protecciones adicionales, mano de obra, varios.

Tabla 4.8. Presupuesto referencial del sistema Fotovoltaico

Ítem	Equipo	Detalle	Cantidad	Precio unitario USD	Precio total
1	Módulo FV	SIMAX policristalino 300Wp / 24V	26	390,00	10.140,00
2	Batería	VISION AGM 24V 120Ah	40	420,00	16.800,00
3	Controlador	Morningstar 48VDC 60A	4	330,00	1.320,00
4	Inversor	Samlexamerica 48VDC 3000W 110VAC/60Hz	8	1800,00	12.600,00
				Precio total	\$ 42.660,00

Fuente: Diseño del autor
Elaboración: El autor

4.4 Diseño de la instalación solar fotovoltaica para la CRA de La Floresta.

4.4.1 Nivel de insolación global promedio en La Floresta según el Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica.

La instalación se realizará para una vivienda de uso diario durante todo el año por lo que se trabajará con el valor insolación global promedio minimizando el número de paneles, pero incrementando el sistema de acumulación. El nivel de insolación solar promedio presente en La Floresta según el Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica es de 4.9 KWh/m²/día como podemos observar en la figura 4.3.

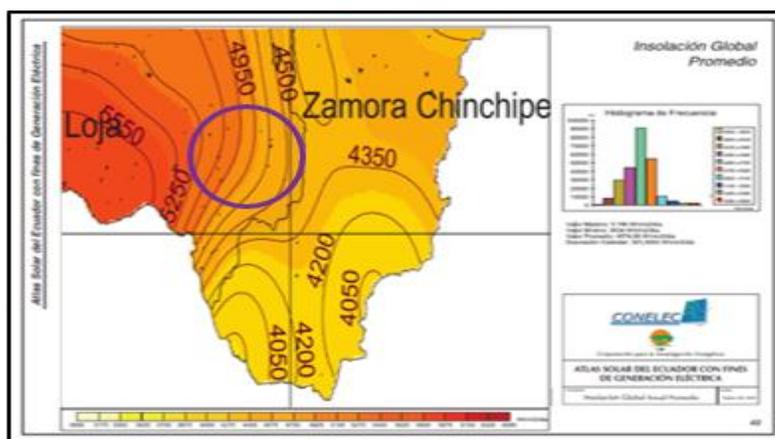


Figura 4.2. Nivel de radiación solar promedio en La Floresta

Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2008)

Elaboración: El autor

4.4.2 Nivel de insolación global promedio en La Floresta según la base de datos de la NASA

Ingresando la posición geográfica de la comunidad en la base de datos de la NASA se obtuvo un nivel de insolación anual promedio sobre una superficie inclinada de 5,46 KWh/m²/día (ver tabla 4.9) para La Floresta.

Tabla 4.9. Insolación mensual promedio horizontal (Kwh/m2/día) en La Floresta

Lat -4.651 Lon -79.411	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio Anual
Promedio de 22 años	5,01	4,84	5,23	4,98	5,00	5,18	5,44	5,97	6,21	6,05	6,11	5,48	5,46

Fuente: (National Aeronautics and Space Administration [NASA], 2016)

Elaboración: El autor

4.4.3 Análisis Nivel de insolación global promedio en La Floresta

Se procedió a obtener la desviación estándar de los datos publicados por el atlas solar y la base de datos de la NASA para obtener un valor más cercano a la realidad y permitir garantizar la generación de energía durante todo el año, a través de sistemas solares fotovoltaicos (SFV).

Primero se encontró la media muestral empleando la fórmula (11):

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i$$

$$\bar{X} = \frac{1}{2} (4,9 + 5,46)$$

$$\bar{X} = 5,18 \text{ KWh/día}$$

Luego se calcula la varianza muestral usando la formula (12):

$$s^2 = \frac{1}{n-1} \left(\sum_{i=1}^n x_i^2 - n\bar{X}^2 \right)$$

$$s^2 = \frac{1}{2-1} [4,9^2 + 5,46^2 - 2(5,18^2)]$$

$$s^2 = 0,16 \text{ KWh/día}$$

Finalmente calculamos la desviación estándar muestral:

$$s = \sqrt{0,16}$$

$$s = 0,39 \text{ KWh/dia}$$

El nivel de insolación global promedio en La floresta seria: $5,18 \pm 0,39 \text{ KWh/dia}$

4.4.4 Orientación e Inclinación optima

Empleando la formula (2) recomendada por Oliva & Herranz (2010) tenemos:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * |\varphi|$$

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * |4,54|$$

$$\beta_{opt} = 6,83^\circ$$

Donde:

β_{opt} = ángulo de inclinacion óptimo (grados)

$|\varphi|$ = latitud del lugar, sin signo (grados)

La inclinación optima de los paneles solares aplicando a formula es de $6,83^\circ$, resultado que esta entre el rango recomendado por Sánchez (2003) que para Ecuador es de 5° a 10° de inclinación, mientras que la orientación de los paneles seria hacia el norte ya que las CRA a electrificar se encuentran en el hemisferio sur.

Para el correcto dimensionamiento del sistema fotovoltaico se tomó como referencia la metodología propuesta por Sánchez (2003) la misma que describe acontinuacion.

- a. En la tabla 4.10 se calcula la demanda real para La Floresta a partir de la demanda teórica calculada en el capítulo anterior la misma que fue de 27256 Wh/día, aplicando un margen de seguridad recomendado del 20%, teniendo en cuenta que existen pérdidas por rendimiento de la batería y del inversor.

Tabla 4.10. Demanda eléctrica en Ah considerando perdidas

a.	Demanda AC	W/día	27356
b.	Voltaje AC	V	48
c.	Amperios Hora AC nominales (a/b)	Ah	569,92
d.	Eficiencia del inversor DC – AC		95%
e.	Amperio Hora AC efectivos (c/d)		541,42
f.	Reserva futura	%	20
g.	Total Ah carga (e+(e*f/100))	Ah	649,70

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

- b. En la tabla 4.11 se calcula el número de baterías requeridos por el sistema fotovoltaico. La batería AGM 24V 120Ah VISION fue seleccionada para formar el banco de baterías del sistema, cuyas características técnicas están descritas en el anexo 4. Considerando que la tensión nominal del sistema es de 48 VDC, y, que la tensión de la batería es de 24V, se requiere entonces de arreglos en serie de al menos 2 baterías.

Tabla 4. 11. Número total de baterías requeridas por el sistema

a.	Total Ah carga	649,70
b.	Días de autonomía (3 a 5)	3
c.	Total Ah requeridos (a*b)	1949,12
d.	Profundidad de descarga (0,2 a 0,8) (DoD)	0,7
e.	Ah / DoD (c/d)	2784,45
f.	Ah nominal de la batería seleccionada	120
g.	Número de baterías serie (48V/24V)	2
h.	Número de baterías en paralelo (e/f)	23
i.	Total de baterías (g*h)	46

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

- c. En la tabla 4.12 se calcula el número total de paneles fotovoltaicos requeridos por el sistema. Los paneles fotovoltaicos seleccionados debido a sus características técnicas (ver anexo 4) y disponibilidad en el mercado, se decidió utilizar los módulos SIMAX policristalino 300Wp / 24V. Considerando que la tensión nominal del sistema es de 48 VDC, y, que la tensión del módulo es de 24V, se requiere entonces de arreglos en serie de al menos 2 módulos.

Tabla 4. 12. Número de paneles solares requeridos por el sistema

a.	Total Ah carga	649,70
b.	Eficiencia de las baterías	0,95
c.	Amperios efectivos de baterías (a/b)	683,89
d.	Promedio irradiación solar kWh/día	5,18
e.	Horas de sol a 1000 Wm ² /día	5,2
f.	Total amperios del panel FV (c/e)	131,51
g.	Amperios pico del panel I _{max} . (Ej. Panel de 300 W a 24 V)	8,26
h.	Número de paneles (redondear f/g al siguiente entero)	16
i.	Voltaje de la batería (V)	48
j.	Paneles por serie, dependiendo del voltaje nominal (48V= 2 paneles por serie)	2
k.	Total número de paneles	32

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

- d. En la tabla 4.13 se calcula el número de controladores requeridos por el sistema fotovoltaico. El controlador de carga seleccionado es Morningstar TriStar MPPT 60A debido a que su tensión de trabajo es igual a la del sistema y su disponibilidad en el mercado.

Tabla 4. 13. Número de controladores de carga requeridos por el sistema

a.	Corriente en corto circuito del panel en Amperios I_{sc}	8,93
b.	Total número de paneles	32
c.	Amperios total ($a*b$)	284,67
d.	Capacidad nominal del controlador (A)	60
f.	Numero controladores en paralelo (c/d)	5

Fuente: Diseño del autor
Elaboración: El autor

- e. En la tabla 4.14 se calcula el número de inversores requeridos por el sistema fotovoltaico. El Inversor solar seleccionado para el sistema es un inversor SAMLEX AMERICA para carga grande de onda sinusoidal PST3000-48V 3000W (ver anexo 7).

Tabla 4.14. Número de inversores requeridos por el sistema

a.	Carga instalada AC	W	27356
b.	Eficiencia del inversor		0,95
c.	Demanda de diseño (a/b)	W	28795,79
d.	Capacidad nominal del inversor	W	3000
e.	Numero de inversores (c/d)		10

Fuente: Diseño del autor

4.4.5 Presupuesto referencial del sistema Fotovoltaico para la provisión de energía eléctrica La Floresta.

En la Tabla 4.15 se indica el costo de los equipos necesarios para la instalación del sistema fotovoltaico para la CRA La Floresta. En esta estimación no se han considerado los materiales para soporte de los paneles, cables eléctricos, protecciones adicionales, mano de obra, varios.

Tabla 4.15. Presupuesto referencial del sistema Fotovoltaico

Ítem	Equipo	Detalle	Cantidad	Precio unitario USD	Precio total
1	Módulo FV	SIMAX policristalino 300Wp / 24V	32	390,00	12.480,00
2	Batería	VISION AGM 24V 120Ah	46	420,00	19.320,00
3	Controlador	Morningstar 48VDC 60A	5	330,00	1.650,00
4	Inversor	Samlexamerica 48VDC 3000W 110VAC/60Hz	10	1800,00	18.000,00
				Precio total	\$ 51.450,00

Fuente: Diseño del autor
Elaboración: El autor

4.5 Energía eólica para electrificar CRA

La energía eólica para que pueda ser utilizada con cierta eficacia en una zona determinada, las características del viento deben cumplir una serie de condiciones relativas a velocidad, continuidad, estabilidad, etc. Un dato de gran importancia al respecto es la «densidad de potencia» del viento, es decir, el valor máximo de la potencia que se puede conseguir por cada unidad de área barrida por el viento. En concreto por debajo de los 50 vatios/m² no tiene interés el emplazamiento de instalaciones eólicas; y sólo por encima de los 200 vatios/m² comienzan a resultar auténticamente rentables. Espejo (como se cito en Unesa, 1998) propone a tener en cuenta que hacen falta densidades de potencia del viento superiores a 1.000 vatios/m² para que los aerogeneradores tengan un rendimiento aceptable.

Se distinguen dos tipos de aplicaciones en energía eólica, la que se usa para el bombeo de agua y para la producción de electricidad. Entre las infraestructuras dedicadas a la producción de electricidad se diferencian las instalaciones aisladas y conectadas a red o conocidas como parques eólicos. Las instalaciones no conectadas a red generalmente cubren aplicaciones de pequeño de potencia y las aplicaciones conectadas a red eléctrica son las que permiten obtener un aprovechamiento energético mayor. En la mayoría de los casos un equipo comienza a generar energía con una velocidad de viento de 4 m/s, equivalente a 15 Km/h, entrega su potencia máxima cuando la velocidad está entre 12 a 15 m/s y es necesario paralizar el servicio cuando alcanza los 25 m/s (90 Km/h) (Coordinación de Energías Renovables, 2008).

4.5.1 Recurso eólico en Ecuador.

En el Ecuador la energía eólica ya se está aprovechando para generar electricidad, el primer parque eólico del país se inauguró en octubre del 2007 en la isla San Cristóbal con una capacidad de 2.4 MW, en diciembre del 2014 en la isla Baltra con una capacidad de 2.5 MW en su primera fase y en la provincia de Loja, en el cerro Villonaco, con una potencia instalada de 16.5 MW (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

La evaluación del potencial eólico se basa generalmente en las observaciones meteorológicas a largo tiempo para el área de interés. Los datos analizados durante un año son generalmente suficientes para predecir las velocidades del viento medias estacionales a largo plazo con una precisión de 10% y un nivel de confianza del 90%. La velocidad y dirección del viento son importantes variables aleatorias para evaluar el potencial eólico del emplazamiento. La velocidad del viento durante un período determinado se representa por medio de una función de densidad de probabilidad. Con la adecuada determinación de la variación del recurso eólico, se permite seleccionar el aerogenerador adecuado para las necesidades energéticas.

El MEER elaboro el primer Atlas Eólico del Ecuador (ver figura 4.3), con fines de generación. Este producto es un referente informativo energético, y se elaboró mediante un mapeo satelital, que identificó las zonas más idóneas para desarrollar estudios de viento y verificar el potencial eólico a nivel nacional. Este agrupa varios mapas georreferenciados los cuales muestran indicadores para la estimación del recurso eólico, tales como: velocidad y dirección del viento, densidad de potencia, altura, rugosidad y pendiente del terreno, entre otras. Con la publicación del Atlas se ubica con mayor facilidad los sitios en donde se deberán realizar mediciones y estudios de prefactibilidad y factibilidad, para la posible construcción de nuevos proyectos eólicos (Consejo Nacional de Electricidad, 2013).

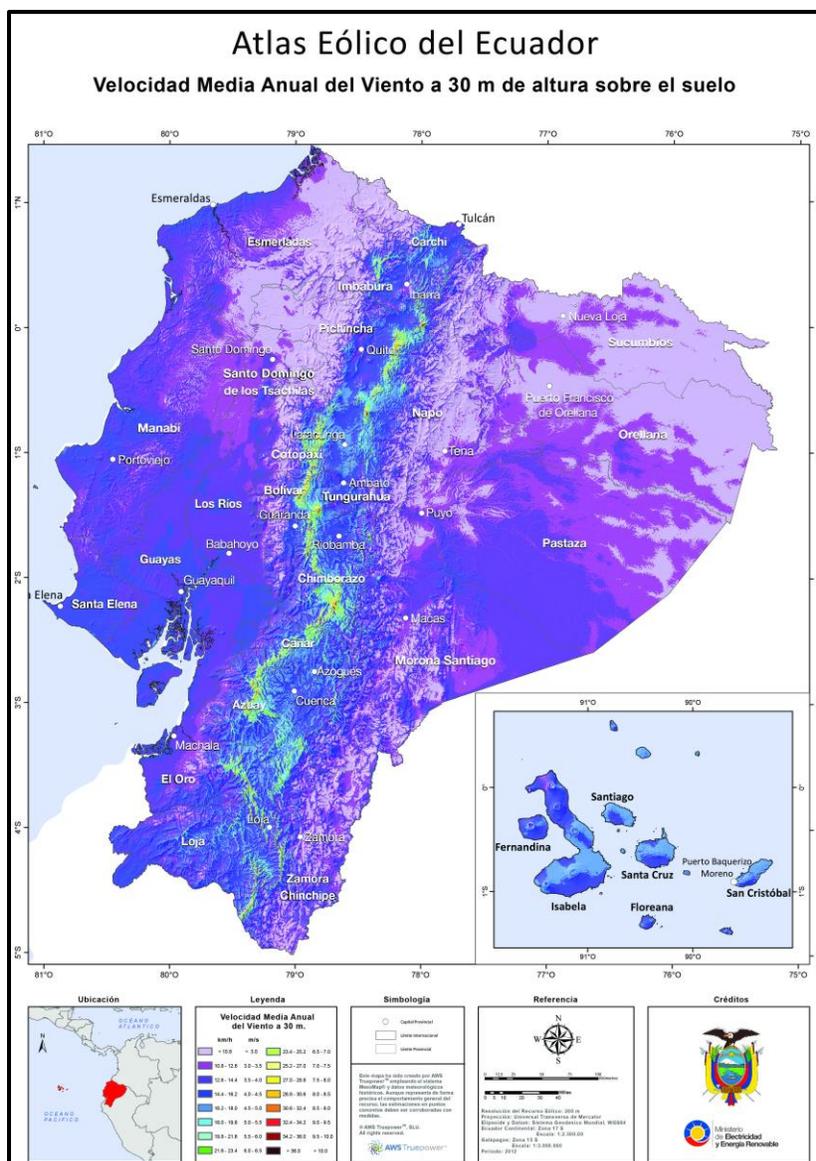


Figura 4.3. Atlas Eólico del Ecuador
 Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2013)
 Elaboración: CONELEC

4.5.2 Recurso Eólico para Zapotes.

Para obtener el nivel de recurso eólico existente en Zapotes se analizó el registro de la base de datos de la NASA, además se interpretaron los datos del atlas eólico del Ecuador.

4.5.2.1 Velocidad del viento empleando datos la Base de datos de la NASA.

La base de datos de la NASA nos muestra un valor promedio mensual de velocidad del viento, tomado a una altura de 10 m, acorde a estos datos se determina que el mes de

febrero presenta la menor velocidad siendo 2,14 m/s, mientras que la velocidad promedio anual de 2,52 m/s. (Ver Tabla 4.16).

Tabla 4.16 Velocidad de viento a 10 m sobre la superficie de la tierra

Lat -4.182 Lon -80.36	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio Anual
Promedio de 22 años	2,29	2,23	2,14	2,24	2,43	3,03	3,13	2,88	2,73	2,46	2,37	2,35	2,52

Fuente: (National Aeronautics and Space Administration [NASA], 2016)
Elaboración: El autor

4.5.2.2 Velocidad del viento empleando datos la Base de datos del atlas eólico del Ecuador.

En la figura 4.4 se observa que la velocidad media anual del viento en Zapotes a una altura de 30m sobre el suelo siendo de aproximadamente 3,75 m/s; y una densidad de potencia media anual del viento entre 70 – 100 W/m² (ver anexo 3) (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

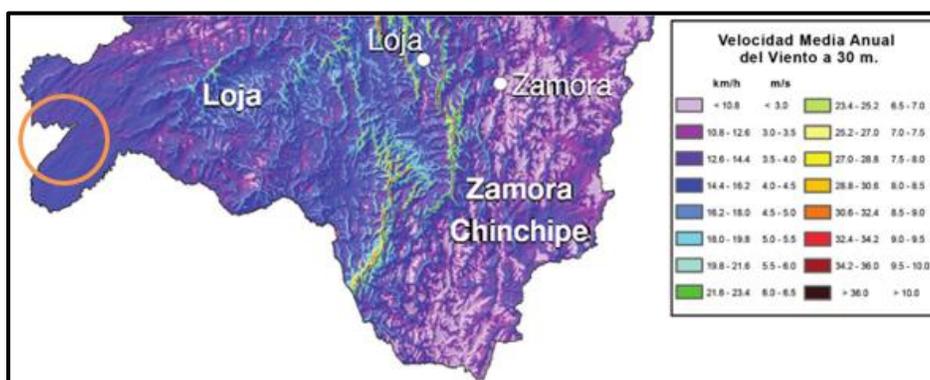


Figura 4.4. Velocidad de viento anual en Zapotes a una altura de 30m sobre la superficie
Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2013)
Elaboración: El autor

4.5.3 Análisis de la velocidad del viento promedio en Zapotes

Se procedió a obtener la desviación estándar de la velocidad del viento entre los datos proporcionados por la NASA y el Atlas Eólico, para así obtener un valor más cercano a la realidad y permitir garantizar la generación de energía eléctrica durante todo el año a través de un sistema eólico.

Primero encontramos la media muestral empleando la fórmula (11):

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i$$

$$\bar{X} = \frac{1}{2} (2,52 + 3,75)$$

$$\bar{X} = 3,13 \text{ m/s}$$

Luego se calcula la varianza muestral usando la ecuación (12):

$$s^2 = \frac{1}{n-1} \left(\sum_{i=1}^n x_i^2 - n\bar{X}^2 \right)$$

$$s^2 = \frac{1}{2-1} [2,52^2 + 3,75^2 - 2(3,13^2)]$$

$$s^2 = 0,82 \text{ m/s}$$

Finalmente calculamos la desviación estándar muestral que es la raíz cuadrada de la varianza muestral:

$$s = \sqrt{0,82}$$

$$s = 0,9 \text{ m/s}$$

Como resultado, la velocidad de viento promedio en Zapotes sería: $3,13 \pm 0,9 \text{ m/s}$.

4.5.4 Diseño del sistema eólico para Zapotes

El diseño eólico se lo realiza en base a la velocidad media anual de viento en Zapotes que como se calculó es de $3,13 \pm 0,9 \text{ m/s}$.

Para el diseño del sistema se ha seleccionado el aerogenerador MS-WT-600W debido a cumple con las características técnicas específicas (ver anexo 8). En la figura 4.6 se muestra la curva de potencia para el aerogenerador, se puede observar que su velocidad de arranque es baja, además la gráfica solamente se consideró hasta 10 m/s debido a que acorde con los datos de las velocidades de viento en Zapotes no es necesario el análisis para velocidades mayores a la mencionada.

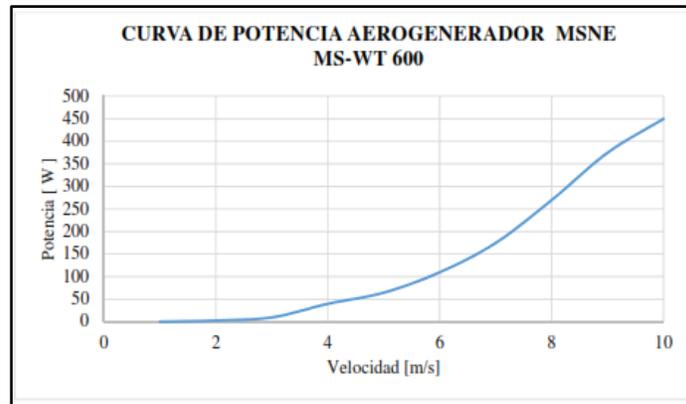


Figura 4.5. Curva de potencia del aerogenerador MS-WT-600
Fuente: (MSNE, 2015)
Elaboración: El autor

En la Tabla 4.17 se puede observar que existe baja producción, asumiendo que la velocidad promedio en un mes cualquiera (720 horas) es 3,13 m/s, se esperaría una producción de 28,8 KWh/mes (0,96 KWh/día) acorde al aerogenerador seleccionado.

Tabla 4.17. Análisis de producción de energía para un mes promedio en Zapotes

V (m/s)	F (%)	Pi (W)	Horas (h)	Producción (KWh/mes)	Producción (KWh/día)
3,13	100	40	720	28,8	0,96

Fuente: Diseño del autor

Es necesario saber si esta producción satisface la demanda de la comunidad, es por ello que se realiza el cálculo respectivo en la Tabla 4.18.

Tabla 4.18. Número de aerogeneradores necesarios

Horas Mensuales [h]	Horas Diarias [h]	Carga [W]	Potencia mínima aerogenerador [W]	Número de aerogeneradores (Pmin/Paerogenerador)
48	1.6	23036.6	14397.87	24

Fuente: Diseño del autor

Para las horas mensuales se conoce que el aerogenerador tiene una potencia nominal de 600 W, es por ello que se divide la producción del mes para este dato, lo que tenemos como resultado es 48 h. Las horas diarias es la razón entre las horas mensuales y el número de días del mes (30). El cálculo de la carga es el mismo que se efectuó para el diseño fotovoltaico, como resultado se obtiene que acorde a los datos de la estación meteorológica se debe tener un aerogenerador con una potencia mínima de 14,39 kW, esto se obtiene al efectuar la división entre la carga y las horas diarias; o en su efecto fueran necesarios 24 aerogeneradores MS-WT-600.

4.5.5 Presupuesto referencial del sistema eólico para la provisión de energía eléctrica en Zapotes.

En la Tabla 4.19 se indica el costo de los equipos necesarios para la instalación del sistema eólico para la CRA Zapotes. Como se mencionó en el capítulo tres, la principal diferencia entre un sistema eólico y un fotovoltaico es el remplazo de los paneles fotovoltaicos por el aerogenerador, por lo que se consideraron los mismos equipos (batería VISION AGM 24V 120Ah, controlador Morningstar 48VDC 60A, inversor Samlexamerica 48VDC 3000W 110VAC/60Hz) para el resto del sistema eólico. Al igual que en el sistema fotovoltaico en esta estimación no se han considerado los materiales para soporte de los paneles, cables eléctricos, protecciones adicionales, mano de obra, varios.

Tabla 4.19. Presupuesto referencial del sistema Fotovoltaico

Ítem	Equipo	Detalle	Cantidad	Precio unitario USD	Precio total
1	Aerogenerador	MS-WT-600W	24	1.200,00	28.800,00
2	Batería	VISION AGM 24V 120Ah	40	420,00	16.800,00
3	Controlador	Morningstar 48VDC 60A	4	330,00	1.320,00
4	Inversor	Samlexamerica 48VDC 3000W 110VAC/60Hz	8	1800,00	12.600,00
				Precio total	\$ 59.520,00

Fuente: Diseño del autor
Elaboración: El autor

4.5.6 Recurso Eólico para La Floresta.

Para obtener el nivel de recurso eólico existente en La Floresta se analizó el registro de la base de datos de la NASA, además se interpretaron los datos del atlas eólico del Ecuador.

4.5.7 Velocidad del viento empleando datos la Base de datos de la NASA

La base de datos de la NASA nos muestra un valor promedio mensual de velocidad del viento, tomado a una altura de 10 m, acorde a estos datos se determina que el mes de marzo presenta la menor velocidad siendo 2,02 m/s, mientras que la velocidad promedio anual de 2,38 m/s. (Ver Tabla 4.20).

Tabla 4.20. Velocidad de viento a 10 m sobre la superficie de la tierra

Lat -4.182 Lon -80.36	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio Anual

Promedio de 22 años	2,29	2,23	2,14	2,24	2,43	3,03	3,13	2,88	2,73	2,46	2,37	2,35	2,52
---------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Fuente: (National Aeronautics and Space Administration [NASA], 2016)
 Elaboración: El autor

4.5.8 Velocidad del viento empleando datos la Base de datos del atlas eólico del Ecuador.

En la figura 4.6 se observa que la velocidad media anual del viento en La Floresta a una altura de 30m sobre el suelo, siendo de aproximadamente 3 m/s; y una densidad de potencia media anual del viento entre 70 – 100 W/m² (ver anexo 3) (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

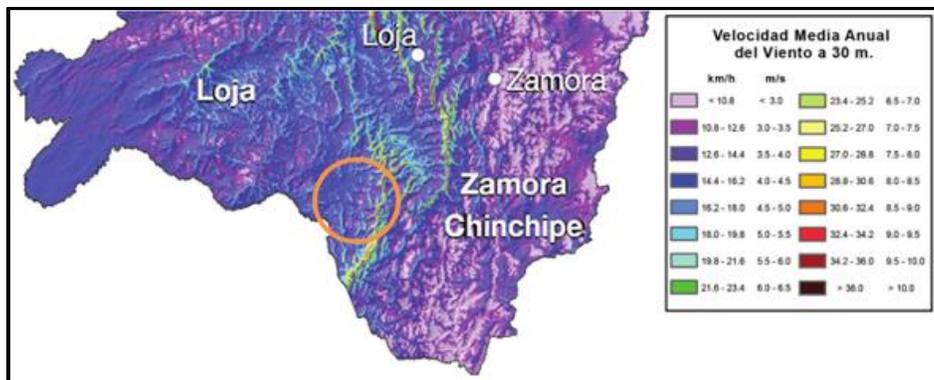


Figura 4.6. Velocidad de viento anual en La Floresta a una altura de 30m sobre la superficie
 Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2013)
 Elaboración: El autor

4.5.9 Análisis de la velocidad del viento promedio en La Floresta

Se procedió a obtener la desviación estándar de la velocidad del viento entre los datos proporcionados por la NASA y el Atlas Eólico, para así obtener un valor más cercano a la realidad y permitir garantizar la generación de energía eléctrica durante todo el año a través de un sistema eólico.

Primero encontramos la media muestral empleando la ecuación (11):

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i$$

$$\bar{X} = \frac{1}{2} (2,52 + 3)$$

$$\bar{X} = 2,69 \text{ m/s}$$

Luego se calcula la varianza muestral usando la ecuación (12):

$$s^2 = \frac{1}{n-1} \left(\sum_{i=1}^n x_i^2 - n\bar{X}^2 \right)$$

$$s^2 = \frac{1}{2-1} [2,38^2 + 3^2 - 2(2,69^2)]$$

$$s^2 = 0,19 \text{ m/s}$$

Finalmente calculamos la desviación estándar muestral que es la raíz cuadrada de la varianza muestral:

$$s = \sqrt{0,19}$$

$$s = 0,44 \text{ m/s}$$

La velocidad de viento promedio en Zapotes sería: $2,69 \pm 0,44 \text{ m/s}$

4.5.10 Diseño del sistema eólico para La Floresta

El diseño eólico se lo realiza en base a la velocidad media anual de viento en La Floresta, que como se calculó es de $2,69 \pm 0,44 \text{ m/s}$.

Para el diseño del sistema se ha seleccionado el aerogenerador MS-WT-600W debido a cumple con las características técnicas específicas (ver anexo 8). En la figura 4.7 se muestra la curva de potencia para el aerogenerador, se puede observar que su velocidad de arranque es baja, además la gráfica solamente se consideró hasta 10 m/s debido a que acorde con los datos de las velocidades de viento en Zapotes no es necesario el análisis para velocidades mayores a la mencionada.

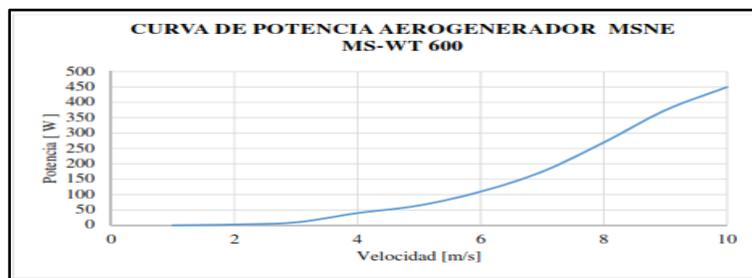


Figura 4.7. Curva de potencia del aerogenerador MS-WT-600
Fuente: (MSNE, 2015)
Elaboración: El autor

4.5.11 Diseño de sistema eólico

En la Tabla 4.21 se puede observar que existe baja producción, asumiendo que la velocidad promedio en un mes cualquiera (720 horas) es 2,69 m/s, se esperaría una producción de 14,4 KWh/mes (0,48 KWh/día) acorde al aerogenerador seleccionado.

Tabla 4.21. Análisis de producción de energía para un mes promedio en La Floresta

V (m/s)	F (%)	Pi (W)	Horas (h)	Producción (KWh/mes)	Producción (KWh/día)
2,69	100	20	720	14,4	0,48

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

Es necesario saber si esta producción satisface la demanda de la comunidad, es por ello que se realiza el cálculo respectivo (ver tabla 4.22).

Tabla 4.22. Número de aerogeneradores necesarios

Horas Mensuales [h]	Horas Diarias [h]	Carga [W]	Potencia mínima aerogenerador [W]	Número de aerogeneradores (Pmin/Paerogenerador)
24	0.8	28795.8	35994,7	60

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

Para las horas mensuales se conoce que el aerogenerador tiene una potencia nominal de 600 W, es por ello que se divide la producción del mes para este dato, lo que tenemos como resultado es 48 h. Las horas diarias es la razón entre las horas mensuales y el número de días del mes (30). El cálculo de la carga es el mismo que se efectuó para el diseño fotovoltaico, como resultado se obtiene que acorde a los datos de la estación meteorológica se debe tener un aerogenerador con una potencia mínima de 35,99KW, esto se obtiene al efectuar la división entre la carga y las horas diarias; o en su efecto fueran necesarios 60 aerogeneradores MS-WT-600.

4.5.12 Presupuesto referencial del sistema eólico para la provisión de energía eléctrica en La Floresta.

En la Tabla 4.23 se indica el costo de los equipos necesarios para la instalación del sistema eólico para la CRA Zapotes. Como se mencionó en el capítulo tres, la principal diferencia entre un sistema eólico y un fotovoltaico es el remplazo de los paneles fotovoltaicos por el aerogenerador, por lo que se consideraron los mismos equipos (batería VISION AGM 24V 120Ah, controlador Morningstar 48VDC 60A, inversor Samlexamerica 48VDC 3000W

110VAC/60Hz) para el resto del sistema eólico. No se han considerado los materiales para soporte de los paneles, cables eléctricos, protecciones adicionales, mano de obra, varios.

Tabla 4.23. Presupuesto referencial del sistema eólico

Ítem	Equipo	Detalle	Cantidad	Precio unitario USD	Precio total
1	Aerogenerador	MS-WT-600W	60	1.200,00	72.000,00
2	Batería	VISION AGM 24V 120Ah	46	420,00	19.320,00
3	Controlador	Morningstar 48VDC 60A	5	330,00	1.650,00
4	Inversor	Samlexamerica48VDC 3000W 110VAC/60Hz	10	1800,00	18.000,00
				Precio total	\$ 110.970,00

Fuente: Diseño del autor
Elaboración: El autor

4.5.13 Viabilidad de implementar la generación eólica para electrificar las CRA

Para satisfacer la demanda en Zapotes se requieren un número de 24 aerogeneradores, mientras que para La Floresta se requieren 60, esto debido a las bajas velocidades del viento presentes en las CRA a electrificar. Si se realiza el diseño con un nuevo generador de mayor potencia, este requiere a su vez de una mayor velocidad para efectuar su arranque. Ya que como menciona la Coordinación de Energías Renovables (2008) que la mayoría de los casos un aerogenerador promedio comienza a generar energía con una velocidad de viento de 4 m/s, equivalente a 15 Km/h, entregando su potencia máxima cuando la velocidad está entre 12 a 15 m/s y es necesario paralizar el servicio cuando alcanza los 25 m/s (90 Km/h).

Por otra parte, menciona Espejo (2008) que un lugar debe poseer una densidad de potencia por encima de los 200 W/m² para que un proyecto eólico resulte auténticamente rentable. Según datos del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (2013) en CRA descritas la densidad de potencia media anual del viento esta entre 70 – 100 W/m².

Por lo expresado anteriormente se puede concluir que, debido a la falta de recurso eólico en Zapotes y La Floresta, no es recomendable la implantación de este tipo de tecnología, siendo un factor decisivo la rentabilidad del proyecto.

4.6 Sistemas híbridos de energización para las CRA

Los Sistemas Híbridos para Generación de Energía Eléctrica (SHGEE) son sistemas de generación de energía eléctrica que emplean una o algunas combinaciones de fuentes renovables de energía, como la eólica, solar, hidráulica, biomasa, etc.; opcionalmente auxiliadas con alguna fuente de generación a base de combustibles fósiles, y con almacenamiento en baterías.

Según Wichert (1997), se ha demostrado que los SHGEE disminuye considerablemente el costo total del ciclo de vida de sistemas energéticos aislados para disímiles aplicaciones al mismo tiempo que proveen un suministro confiable de electricidad mediante la combinación de diferentes fuentes de energía. El término Sistemas Híbridos describe un sistema aislado de generación eléctrica que combina varias fuentes energéticas alternativas y convencionales junto a un sistema de almacenamiento químico mediante baterías de plomo ácido.

El funcionamiento de un sistema híbrido es difícil de verificar por la intermitencia de recursos renovables, por la necesidad de equiparar el suministro eléctrico con la demanda, y por el gran número de combinaciones y tamaños de componentes que darán pie a configuraciones potenciales.

El consumo de energía eléctrica, en cada hora del día y cada día del año tiene una curva de carga, y la generación tiene que seguir esta curva, mientras la curva de carga aumente la curva de generación debe aumentar su potencia suministrada, debido a estos factores se debe tener varias fuentes de generación o reservas de generación para poder cumplir los requerimientos de carga cuando estos así lo requieran; el despacho de la generación se realiza de acuerdo al tipo de energía primaria que cada zona mantenga, analizando técnica y económicamente su rentabilidad y factibilidad.

4.6.1 Diseño del sistema híbrido para Zapotes y La Floresta.

Para asegurar la disponibilidad de servicio eléctrico y evitar las posibles interrupciones provocadas por una carga insuficiente en las baterías (días consecutivos nublados) o por operaciones de mantenimiento, se planteó un diseño híbrido conformado por los equipos descritos en el sistema fotovoltaico, a excepción del controlador, ya que necesariamente se requiere un controlador especial para estos sistemas híbridos. Se escogió el controlador

Steca Tarom 440 (ver anexo 10), junto con su accesorio Steca PA 15 (ver anexo 11) siendo este accesorio necesario para la interacción del grupo electrógeno con el resto del sistema. El grupo electrógeno seleccionado es un grupo diésel de 5 kW de potencia máxima, de la marca GENERGY modelo Genergy 5DS230 (ver anexo 12).

Para establecer la demanda del sistema híbrido se consideró un factor de demanda de 0,7 e igualmente se consideraron solamente 2 días de autonomía del sistema, obteniendo una nueva demanda energética menor para cada CRA. La diferencia entre la nueva demanda y la demanda calculada anteriormente (3 días de autonomía y factor de demanda igual a 1) será proporcionada por un grupo electrógeno.

4.6.1.1 *Diseño del sistema híbrido para Zapotes.*

- a. En la tabla 4.24 se calculó la demanda energética que deberá producir el sistema híbrido para Zapotes.

Tabla 4.24. Demanda eléctrica en Ah considerando pérdidas

a.	Demanda AC	W/día	21884,8
b.	Factor de demanda		0,7
c.	Nueva demanda (a*b)		15319,36
b.	Voltaje AC	V	48
c.	Amperios Hora AC nominales (a/b)	Ah	319,15
d.	Eficiencia del inversor DC – AC		95%
e.	Amperio Hora AC efectivos (c/d)		335,95
f.	Reserva futura	%	20
g.	Total Ah carga (e+(e*f/100))		403,93

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

- b. En la tabla 4.25 consta el dimensionamiento del banco de baterías, se establecieron 2 días de autonomía, reduciendo el número de baterías con relación al sistema fotovoltaico.

Tabla 4.25. Número total de baterías requeridas por el sistema híbrido

a.	Total Ah carga	403,93
b.	Días de autonomía	2
c.	Total Ah requeridos (a*b)	806,25
d.	Profundidad de descarga (0,2 a 0,8) (DoD)	0,7
e.	Ah / DoD (c/d)	1151,78
f.	Ah nominal de la batería seleccionada	120
g.	Número de baterías serie (48V/24V)	2

h.	Número de baterías en paralelo (e/f)	10
i.	Total de baterías (g*h)	20

Fuente: Diseño del autor
Elaboración: El autor

- c. En la tabla 4.26 se calcula el número de paneles solares requeridos. Los paneles fotovoltaicos seleccionados son SIMAX policristalino 300Wp/24V. Considerando que la tensión nominal del sistema es de 48 VDC, y, que la tensión del módulo es de 24V, se requiere entonces de arreglos en serie de al menos 2 módulos.

Tabla 4.26. Número de paneles solares requeridos por el sistema

a.	Total Ah carga	403,93
b.	Eficiencia de las baterías	0,95
c.	Amperios efectivos de baterías (a/b)	425,19
d.	Promedio irradiación solar kWh/día	5,65
e.	Horas de sol a 1000 Wm ² /día	5,6
f.	Total amperios del panel FV (c/e)	75,92
g.	Amperios pico del panel I _{max} . (Ej. Panel de 300 W a 24 V)	8,26
h.	Número de paneles (redondear f/g al siguiente entero)	9
i.	Voltaje de la batería (V)	48
j.	Paneles por serie, dependiendo del voltaje nominal (48V= 2 paneles por serie)	2
k.	Total número de paneles	18

Fuente: Diseño del autor
Elaboración: El autor

- d. En la tabla 4.27 consta el cálculo del número de controladores de carga requeridos por el sistema. El regulador de carga solar Steca Tarom 440 (ver anexo 10) es indicado para sistemas fotovoltaicos híbridos. Un gran número de funciones permiten al usuario adaptar el regulador a las condiciones especiales de su sistema. Mediante la determinación del estado de carga de la batería, el sistema se regula de forma óptima y las baterías están protegidas.
- e. Fue necesario utilizar el accesorio del regulador Steca PA 15 (ver anexo 10), como gestor del generador diésel, cuyo funcionamiento es: Los reguladores de carga Steca Tarom emiten señales (125 kHz a 300 baudios), que son moduladas en la línea CC y recibidas por el control remoto Steca PA 15. Estas señales contienen información sobre el estado de carga (SOC) de la batería. Cuando el inversor descarga la batería, esta información se transmite al regulador, que calcula el estado de carga. En cuanto el estado de carga desciende por debajo de un umbral el accesorio del regulador (Steca

PA15) enciende el generador diésel a través de un relé. El generador alimenta la carga y, al mismo tiempo, carga la batería. Una vez que el estado de carga alcanza el valor superior configurado en el PA 15 (90%), el generador diésel se vuelve a apagar. Para llevar a cabo una administración de energía automática, la salida CA del generador diésel se conecta a la entrada CA del inversor con cargador de batería integrado. La carga se conecta siempre a la salida del inversor. Si el generador diésel está funcionando y el inversor recibe esta tensión, éste se pone automáticamente en el modo de transferencia (transfer mode). El generador diésel suministra corriente a los consumidores mientras se carga la batería través del inversor. Si la tensión de salida CA del generador diésel desciende por debajo de un valor ajustable en el inversor, se activa de nuevo el modo de funcionamiento mediante batería. Este sistema posibilita una administración de energía automática.

Tabla 4.27. Número de controladores de carga requeridos por el sistema

a.	Corriente en corto circuito del panel en Amperios I _{sc}	8,93
b.	Total número de paneles	18
c.	Amperios total (a*b)	160,74
d.	Capacidad nominal del controlador (A)	40
f.	Numero controladores en paralelo (c/d)	4

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

- f. En la figura 4.28 consta el cálculo del número de inversores requeridos por el sistema híbrido. El Inversor para el sistema híbrido deberá tener la función adicional de convertir la corriente alterna producida por el grupo electrógeno en corriente directa para poder cargar las baterías, por este motivo se seleccionó el inversor/cargador POWERSTAR 48V/4000W (ver anexo 9).

Tabla 4.28. Número de inversores requeridos por el sistema híbrido

a.	Carga instalada AC	W	15319,36
b.	Eficiencia del inversor		0,95
c.	Demanda de diseño (a/b)	W	16125,6
d.	Capacidad nominal del inversor	W	4000
e.	Numero de inversores (c/d)		4

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

- g. En la tabla 4.29 constan los cálculos necesarios para determinar la capacidad del grupo electrógeno. Se colocará dos grupos electrógenos a diésel de 5 kW de potencia máxima, de la marca GENERGY cuyos datos técnicos constan en el anexo 11.

Tabla 4.29. Número de grupos electrógenos requeridos por el sistema híbrido

a.	Demanda (factor de demanda 1 y 3 días de autonomía)	W	21884,8
b.	Demanda (factor de demanda 0,7 y 2 días de autonomía)	W	15319,3
c.	Diferencia de demandas a ser cubierta (a-b)	W	6565,5
d.	Capacidad del grupo electrógeno	W	5000
e.	Total de grupos electrógenos en paralelo (c/d)		2

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

4.6.1.2 Presupuesto referencial del sistema híbrido para la provisión de energía eléctrica en Zapotes.

En la Tabla 4.30 se indica el costo de los equipos necesarios para la instalación del sistema híbrido para la CRA Zapotes. En esta estimación no se han considerado los materiales para soporte de los paneles, cables eléctricos, protecciones adicionales, mano de obra, varios.

Tabla 4.30. Presupuesto referencial del sistema híbrido para Zapotes

Ítem	Equipo	Detalle	Cantidad	Precio unitario USD	Precio total
1	Módulo FV	SIMAX policristalino 300Wp / 24V	18	390,00	7.020,00
2	Batería	VISION AGM 24V 120Ah	20	420,00	8.400,00
3	Controlador	Steca Tarom 40A	4	285,00	1.140,00
4	Accesorio Controlador	Steca PA 15	1	175,00	175,00
5	Inversor	PowerStar 48VDC 4000W 110VAC/60Hz	4	1200,00	4.800,00
6	Grupo electrógeno	Genergy 50S230 5 kW	2	1075	2.150,00
Precio total					\$ 23.685,00

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

4.6.2 Diseño del sistema híbrido para La Floresta

- a. En la tabla 4.31 se calcula la demanda energética que satisfacer el sistema híbrido para La Floresta.

Tabla 4.31. Demanda eléctrica en Ah considerando pérdidas

a.	Demanda AC	W/día	27356
b.	Factor de demanda		0,7
c.	Nueva demanda (a*b)		19149,2
b.	Voltaje AC	V	48
c.	Amperios Hora AC nominales (a/b)	Ah	398.94
d.	Eficiencia del inversor DC – AC		95%
e.	Amperio Hora AC efectivos (c/d)		419,94
f.	Reserva futura	%	20
g.	Total Ah carga (e+(e*f/100))		503,93

Fuente: Diseño del autor
Elaboración: El autor

- b. En la tabla 4.32 consta el dimensionamiento del banco de baterías establecemos 2 días de autonomía, reduciendo el número de baterías con relación al sistema fotovoltaico.

Tabla 4.32. Número total de baterías requeridas por el sistema híbrido

a.	Total Ah carga	503,93
b.	Días de autonomía	2
c.	Total Ah requeridos (a*b)	1007,86
d.	Profundidad de descarga (0,2 a 0,8) (DoD)	0,7
e.	Ah / DoD (c/d)	1439,8
f.	Ah nominal de la batería seleccionada	120
g.	Número de baterías serie (48V/24V)	2
h.	Número de baterías en paralelo (e/f)	12
i.	Total de baterías (g*h)	24

Fuente: Diseño del autor
Elaboración: El autor

- c. En la tabla 4.33 se calcula el número de paneles solares requeridos. Los paneles fotovoltaicos seleccionados fueron los módulos SIMAX policristalino 300Wp / 24V. Considerando que la tensión nominal del sistema es de 48 VDC, y, que la tensión del módulo es de 24V, se requiere entonces de arreglos en serie de al menos 2 módulos.

Tabla 4.33. Número de paneles solares requeridos por el sistema

a.	Total Ah carga	503,93
b.	Eficiencia de las baterías	0,95
c.	Amperios efectivos de baterías (a/b)	529,47
d.	Promedio irradiación solar kWh/día	5,18
e.	Horas de sol a 1000 Wm ² /día	5,2
f.	Total amperios del panel FV (c/e)	101,82
g.	Amperios pico del panel I _{max} . (Ej. Panel de 300 W a 24 V)	8,26
h.	Número de paneles (redondear f/g al siguiente entero)	13
i.	Voltaje de la batería (V)	48
j.	Paneles por serie, dependiendo del voltaje nominal (48V= 2 paneles por serie)	2
k.	Total número de paneles	26

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

- d. En la tabla 4.34 consta el cálculo del número de controladores de carga requeridos por el sistema. El regulador de carga solar Steca Tarom 440 es indicado para sistemas fotovoltaicos híbridos. Un gran número de funciones permiten al usuario adaptar el regulador a las condiciones especiales de su sistema. Mediante la determinación del estado de carga de la batería, el sistema se regula de forma óptima y las baterías están protegidas.
- e. Fue necesario utilizar el accesorio del regulador Steca PA 15 (ver anexo 10), como gestor del generador diésel, cuyo funcionamiento se basa: Los reguladores de carga Steca Tarom emiten señales (125 kHz a 300 baudios), que son moduladas en la línea CC y recibidas por el control remoto Steca PA 15. Estas señales contienen información sobre el estado de carga (SOC) de la batería. Cuando el inversor descarga la batería, esta información se transmite al regulador, que calcula el estado de carga. En cuanto el estado de carga desciende por debajo de un umbral el accesorio del regulador (Steca PA15) enciende el generador diésel a través de un relé. El generador alimenta la carga y, al mismo tiempo, carga la batería. Una vez que el estado de carga alcanza el valor superior configurado en el PA 15 (90%), el generador diésel se vuelve a apagar. Para llevar a efecto una administración de energía automática, la salida CA del generador diésel se conecta a la entrada CA del inversor con cargador de batería integrado. La carga se conecta siempre a la salida del inversor. Si el generador diésel está funcionando y el inversor recibe esta tensión, éste se pone automáticamente en el modo

de transferencia (transfer mode). El generador diésel suministra corriente a los consumidores mientras se carga la batería través del inversor. Si la tensión de salida CA del generador diésel desciende por debajo de un valor ajustable en el inversor, se activa de nuevo el modo de funcionamiento mediante batería. Este sistema posibilita una administración de energía automática.

Tabla 4.34. Número de controladores de carga requeridos por el sistema

a.	Corriente en corto circuito del panel en Amperios I _{sc}	8,93
b.	Total número de paneles	26
c.	Amperios totales (a*b)	284,67
d.	Capacidad nominal del controlador (A)	40
f.	Numero controladores en paralelo (c/d)	6

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

- f. En la figura 4.35 consta el cálculo del número de inversores requeridos por el sistema híbrido. El Inversor para el sistema híbrido deberá tener la función adicional de convertir la corriente alterna producida por el grupo electrógeno en corriente directa para poder cargar las baterías, por este motivo se seleccionó el inversor/cargador POWERSTAR 48V 4000W (ver anexo 9).

Tabla 4.35. Número de inversores requeridos por el sistema híbrido

a.	Carga instalada AC	W	19149,2
b.	Eficiencia del inversor		0,95
c.	Demanda de diseño (a/b)	W	20157
d.	Capacidad nominal del inversor	W	4000
e.	Numero de inversores (c/d)		5

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

- g. En la tabla 4.36 constan los cálculos necesarios para determinar la capacidad del grupo electrógeno. Se colocará dos grupos electrógenos a diésel de 5 kW Se colocará un grupo diésel de 5 kW de potencia máxima, de la marca GENERGY.

Tabla 4.36. Numero de grupos electrógenos requeridos por el sistema híbrido

a.	Demanda (factor de demanda 1 y 3 días de autonomía)	W	27356
b.	Demanda (factor de demanda 0,7 y 2 días de autonomía)	W	19149,2
c.	Diferencia de demandas a ser cubierta (a-b)	W	8206,8
d.	Capacidad del grupo electrógeno	W	5000
e.	Total de grupos electrógenos en paralelo (c/d)		2

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

4.6.2.1 Presupuesto referencial del sistema híbrido para la provisión de energía eléctrica en La Floresta.

En la Tabla 4.37 se indica el costo de los equipos necesarios para la instalación del sistema fotovoltaico para la CRA La Floresta. En esta estimación no se han considerado los materiales para soporte de los paneles, cables eléctricos, protecciones adicionales, etc.

Tabla 4.37. Presupuesto referencial del sistema híbrido para La Floresta

Ítem	Equipo	Detalle	Cantidad	Precio unitario USD	Precio total
1	Módulo FV	SIMAX policristalino 300Wp / 24V	26	390,00	10.140,00
2	Batería	VISION AGM 24V 120Ah	24	420,00	10.080,00
3	Controlador	Steca Tarom 440 40A	6	285,00	1.710,00
4	Accesorio del Controlador	Steca PA 15	1	175,00	175,00
5	Inversor	PowerStart 48VDC 4000W 110VAC/60Hz	5	1200,00	6.000,00
6	Grupo electrógeno	Genergy 50S230 5 kW	2	1075	2.150,00
				Precio total	\$ 30.255,00

Fuente: Diseño del autor
Elaboración: El autor

4.7 Presupuesto referencial de la micro red híbrida para las CRA según la fuente de generación distribuida

4.7.1 Presupuesto referencial para Zapotes.

En la tabla 4.38 se describe el costo que tendría electrificar Zapotes, dependiendo de la tecnología de GD seleccionada.

Tabla 4.38. Resumen del costo de la micro red híbrida según la fuente de generación para Zapotes

Sistema de generación distribuida	Costo USD
Fotovoltaico	42.660,00
Eólico	59.520,00
Híbrido	23.685,00

Fuente: Diseño del autor
Elaboración: El autor

4.7.2 Presupuesto referencial para La Floresta.

En la tabla 4.39 se describe el costo que tendría electrificar La Floresta, dependiendo de la tecnología de generación distribuida seleccionada.

Tabla 4.39. Resumen del costo de la micro red híbrida según la fuente de generación para La Floresta

Sistema de generación distribuida	Costo USD
Fotovoltaico	51.450,00
Eólico	110.970,00
Híbrido	30.255,00

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

4.8 Diagrama de conexión de la micro red híbrida diseñada.

En el sistema híbrido diseñado mostrado en la figura 4.8, la energía solar se convierte en energía eléctrica en los PV, se deriva al controlador de carga, y, posteriormente se almacena en un arreglo de baterías. La energía almacenada, va al inversor, transformándose de DC (a 48 V) a AC de magnitud y frecuencia requerida. En caso de que la energía almacenada sea menor a una profundidad de descarga, el bloque de control, realiza la alimentación de la carga desde el grupo electrógeno.

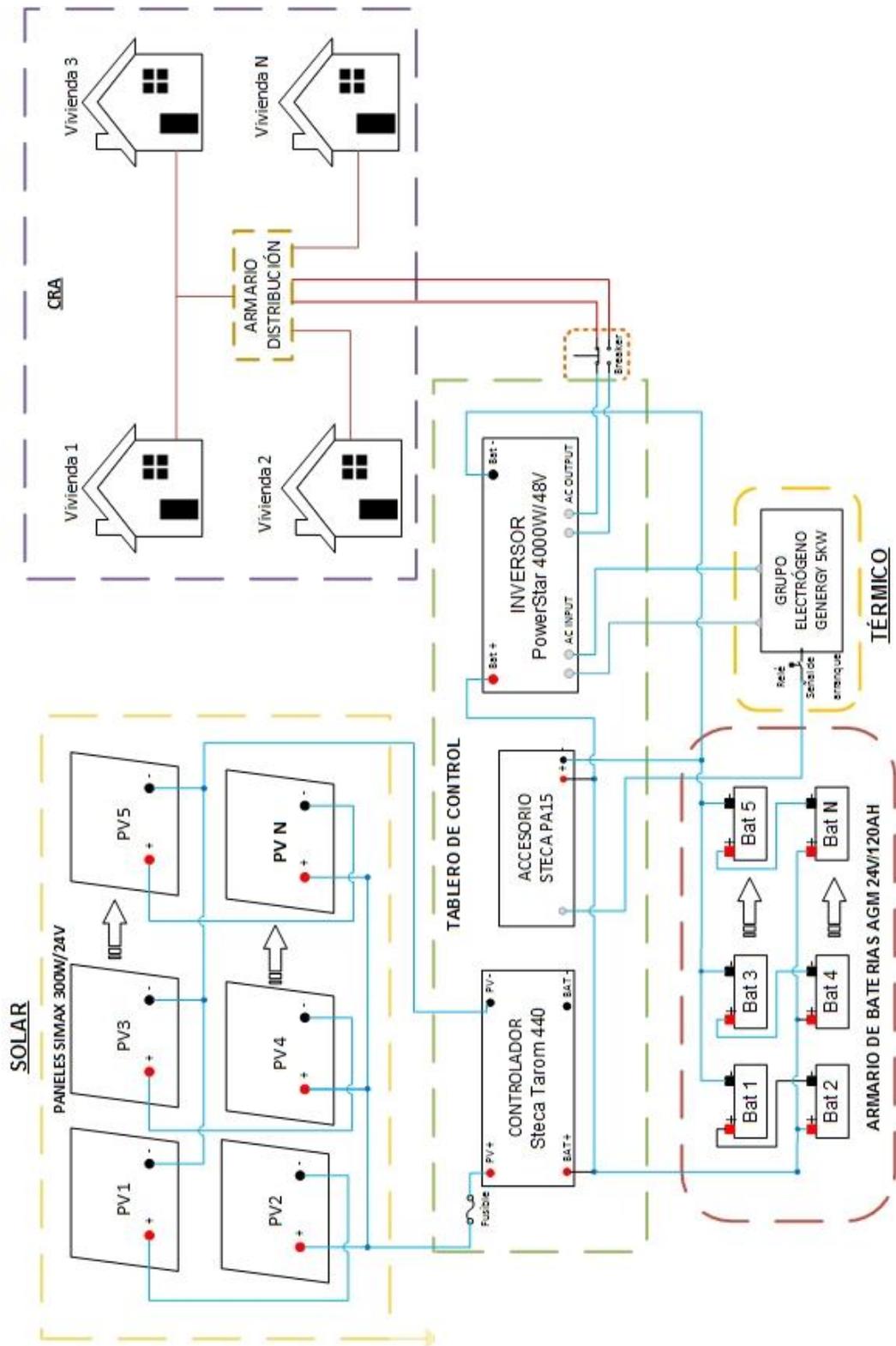


Figura 4.8. Diagrama general de conexiones eléctricas de la microred híbrida para la provisión de energía a las CRA

Fuente: Diseño del autor

Elaboración: El autor

4.8.1 Cableado del sistema híbrido.

Los sistemas híbridos diseñados se han dividido en varios tramos de conexión entre los diferentes equipos y cajas de conexión que lo componen. Dichos tramos de cableado poseerán diferente sección de conductores puesto que la distancia y la carga que circulará por cada uno de ellos será diferente dependiendo los equipos que interconecten.

En la Norma Ecuatoriana de Construcción menciona que los calibres de los diferentes conductores se deben ajustar a los requerimientos eléctricos de capacidad, caída de voltaje y seguridad en cada parte del sistema. Los cables internos de los paneles fotovoltaicos que salen desde la caja de conexión, deberán cumplir con al menos una de las normas: Código Eléctrico Ecuatoriano, NEC 2008 / UL Type PV, UL 4703, USE-2, UNE 21123, UNE 20.460-5-52, UTE C 32-502. Los cables externos deberán ser aptos para operar a la intemperie según el Código Eléctrico Ecuatoriano, o la norma internacional IEC 60811.

4.8.1.1 Especificaciones requeridas por la Norma ecuatoriana de Construcción NEC-10, parte 14-2.

Para dimensionar los conductores que formaran el cableado del sistema híbrido se deberá considerar las siguientes especificaciones establecidas por la NEC, las cuales son:

- a. Las secciones de los conductores externos deben ser tales que las caídas de tensión en ellos sean inferiores al 3% entre el arreglo fotovoltaico y el regulador de carga, inferiores al 1% entre la batería y el regulador de carga, e inferiores al 3% entre el regulador de carga y las cargas. Todos estos valores corresponden a la condición de máxima corriente.
- b. El cable entre el arreglo fotovoltaico y el regulador de carga se debe seleccionar de tal forma que su capacidad sea 1,25 veces la corriente de cortocircuito de todo el campo fotovoltaico. Igual para el cable entre el regulador y la batería.
- c. Los cables deben cumplir con el código de colores (rojo es positivo, negro es negativo) o por lo menos identificar la polaridad.
- d. Los cables exteriores de la instalación fotovoltaica deben ser especificados para uso en presencia de humedad, temperatura 90°C, doble aislamiento multifilares y resistentes a los rayos ultravioleta, tipo XHHN, SUPERFLEX, o similar.

- e. Las instalaciones interiores de las viviendas que utilicen los sistemas fotovoltaicos aislados de la red deben usar conductores bipolares de doble aislamiento, o unipolares en tubería. Estos cables pueden ser del tipo THW y multifilares.
- f. El cableado seleccionado debe estar en conformidad con el ambiente de utilización del mismo.
- g. Todos los terminales de los cables deben permitir una conexión segura y mecánica fuerte. Deben tener una resistencia interna pequeña, que no permita caídas de tensión superiores al 0,5 % del voltaje nominal. Esta condición es aplicable a cada terminal en las condiciones de máxima corriente.
- h. Los fusibles deben elegirse de modo tal que la máxima corriente de operación esté en el rango del 50 al 80% de la capacidad nominal del fusible.
- i. El calibre o sección del conductor debe tomar en cuenta tanto la capacidad como la caída de tensión y viene dada por la fórmula siguiente (13) para conductores de cobre.

$$S[mm^2] = \frac{2 * 0,0178 * l * i}{\Delta V} \quad (13)$$

Donde:

S = calibre del conductor en mm²

l = longitud del conductor en metros

i = la corriente máxima que circulara

ΔV = la caída de tensión máxima

CONCLUSIONES

- Se diseñó una micro red híbrida para permitir garantizar el abastecimiento de energía eléctrica en las CRA de Zapotes y La Floresta, empleando tecnologías de generación distribuida no convencionales (renovables), teniendo en cuenta criterios técnicos, económicos, sociales y ambientales.
- Para la infraestructura de generación de energía eléctrica en las CRA se propuso un sistema fotovoltaico, otro sistema eólico y un sistema híbrido. Siendo el diseño más factible técnica y económicamente el sistema híbrido debido a los recursos energéticos presente en cada comunidad.
- La demanda total de energía requerida por una familia promedio ubicada en las CRA es de $2735.6 \pm 354.3 \text{ wh/día}$.
- El sistema de generación híbrido formado por un sistema fotovoltaico y un grupo electrógeno permitió reducir el costo necesario de electrificar las CRA, satisfaciendo la demanda energética con un alto nivel de confiabilidad y calidad de energía.
- Se diseñó únicamente la micro red eléctrica para el sistema de generación híbrido, ya que como se mencionó dicho sistema es el que presenta mayores ventajas para su implementación con respecto al fotovoltaico y al eólico.
- La micro red propuesta para energizar las CRA es capaz de satisfacer la demanda de nuevos usuarios, mediante el incremento del número de equipos de generación (solar, térmico), almacenamiento y distribución que conforman la micro red híbrida. Propiciando su expansión conjunta e integral.
- Debido a la escasez del recurso eólico en Zapotes, el sistema eólico es el que requiere mayor presupuesto para su implementación. El sistema fotovoltaico requiere el 71,67% del presupuesto del sistema eólico, mientras que el sistema híbrido requiere solamente el 39,79% del mismo presupuesto eólico.
- Debido a la escasez del recurso eólico en la Floresta, el sistema eólico es el que requiere mayor presupuesto para su implementación. El sistema fotovoltaico requiere el 46,36% del presupuesto del sistema eólico, mientras que el sistema híbrido requiere solamente el 27,26% del mismo presupuesto eólico.

BIBLIOGRAFÍA

- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. (2015). *Renewables 2015 Global Status Report*. Obtenido de ren21: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/GSR2015_Key-Findings_SPANISH.pdf
- Automation and Power Technologies . (2009). *Toward a smarter grid ABB's vision for the power system of the future*. Obtenido de ABB: [https://www02.abb.com/db/db0003/db002698.nsf/0/36cc9a21a024dc02c125761d0050b4fa/\\$file/Toward_a_smarter_grid_Jul+09.pdf](https://www02.abb.com/db/db0003/db002698.nsf/0/36cc9a21a024dc02c125761d0050b4fa/$file/Toward_a_smarter_grid_Jul+09.pdf)
- Centro Nacional de Energías Renovables . (2015). *Introducción a las Microrredes*. Obtenido de CENER: <http://www.cener.com/es/areas-de-investigacion/departamento-de-integracion-en-red-de-energias-renovables/infraestructuras-y-recursos-tecnicos/atenea-microgrid-cener/introduccion-a-las-microrredes/>
- Chowdhury, S., Chowdhury, S., & Crossley, P. (2009). *Microgrids and Active Distribution Networks*. London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology.
- Comunidad de Madrid. (2007). *Guía básica de la generación distribuida*. Obtenido de Comunidad de Madrid: <http://www.madrid.org/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobheadername1=Content-Disposition&blobheadervalue1=filename%3DGUIA+BASICA+DE+LA+GENERACION.pdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1181215450713&ssbinary=true>
- CONELEC. (1 de Noviembre de 2012). Regulación No. CONELEC -004/11. Quito, Quito, Ecuador.
- Consejo Nacional de Electricidad. (2008). *Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica*. Quito: Corporación para la Investigación.
- Consejo Nacional de Electricidad. (2013). *Atlas Eólico del Ecuador, con fines de generación eléctrica*. Obtenido de Ministerio de Electricidad y Energía Renovable: <http://www.energia.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=338&force=0>
- Coordinación de Energías Renovables. (2008). *Energías Renovables 2008 - Energía Eólica*. Obtenido de Ministerio de Energía y Minería: https://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_eolica.pdf
- Corporación Eléctrica del Ecuador. (2013). *Plan Maestro de Electrificación 2013-2022*. Obtenido de Corporación Eléctrica del Ecuador: <https://www.celec.gob.ec/electroguayas/files/vol1.pdf>

- Corporación Nacional de Electricidad. (2011). *Calcula tu consumo Eléctrico*. Obtenido de CENEL: <http://www.cnel.gob.ec/ahorra/>
- Dafermos, G., Kotsampopoulos, P., Latoufis, K., Margaris, I., Rivela, B., Fausto, W., . . . Jesús, L. (2015). *Energía distribuida*. Obtenido de FLOK Society: <http://flokociety.org/docs/Espanol/2/2.3.pdf>
- Díaz, T., & Carmona, G. (2010). *Componentes de una instalación solar fotovoltaica*. España: McGraw-Hill Interamericana de España S.L. Obtenido de McGraw-Hill Educación: <assets.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>
- Eléctrica, A. E. (1998). *Centrales eléctricas*. Madrid: UNESA.
- Empresa Eléctrica Regional del Sur S. A. (2015). *Plan de expansión del sistema del sistema eléctrico de la EERSSA 2015-2025*. Loja: EERSSA.
- Empresa Eléctrica Regional del Sur S. A. (2012). *Planeacion estrategica EERSSA 2012-2017*. Obtenido de Empresa Eléctrica Regional del Sur S. A.: <http://www.eerssa.com/adicionales/descargadocumentos/category/9-pe20122017.html#>
- Energías Renovables. (2012). *Energías Renovables*. Obtenido de Energías Renovables: <http://www.energiasrenovables.org/>
- Energías Renovables en Colombia. (2012). *Soluciones de energía para áreas rurales*. Obtenido de Energrencol.
- Espejo, C. (2006). *Las energías renovables en la producción de electricidad en España*. Obtenido de Universidad de Alicante: <http://web.ua.es/es/giecryal/documentos/otrosdocs/docs/energias-renovables.pdf>
- Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. (2011). *Guía de Redes Inteligentes de Energía y Comunicación*. Madrid, España: Gráficas Arias Montano . Obtenido de FENERCOM: <http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-de-redes-inteligentes-de-energia-y-comunicacion-fenercom-2011.pdf>
- Gallego, L., Francisquini, A., Gómez, O., & Padilha, A. (Agosto de 2007). *Estimación de curvas de demanda de consumidores, transformadores de distribución y alimentadores primarios en sistemas de distribución* (Vol. XIII). Pereira, Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Gil, O. (2008). *Modelado y simulación de dispositivos fotovoltaicos*. (Tesis Maestría). Universidad de Puerto Rico. Diciembre 2008.
- Gobierno Autónomo Descentralizado de la Parroquia El Porvenir del Carmen 2014-2019. (2015). *Diagnóstico el Porvenir del Carmen*. Obtenido de Sistema Nacional de Información: <http://app.sni.gob.ec/visorseguimiento/DescargaGAD/data/sigadplusdiagnostico/11>

60034060001_Diagn%C3%B3stico%20El%20Porvenir%20del%20Carmen_19-05-2015_19-21-15.pdf

Gobierno Autónomo Descentralizado de la Parroquia Limones 2014-2019. (2014). *Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial*. Obtenido de Gobierno de Zapotillo:

<http://app.sni.gob.ec/sni->

[link/sni/PORTAL_SNI/data_sigad_plus/sigadplusdiagnostico/1160028920001_DIA_GNOSTICO%20LIMONES%202015_30-10-2015_09-50-32.pdf](http://app.sni.gob.ec/sni-link/sni/PORTAL_SNI/data_sigad_plus/sigadplusdiagnostico/1160028920001_DIA_GNOSTICO%20LIMONES%202015_30-10-2015_09-50-32.pdf)

Goetzberger, A., & Hoffmann, V. (2005). *Photovoltaic Solar Energy Generation*. Berlín: Springer.

IEEE-Standards Association. (2014). *P1547.4 Draft Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Svstems*.

Obtenido de IEEE: http://grouper.ieee.org/groups/scc21/1547/1547_index.html

Instituto de Investigación Tecnológica. (2011). *Las redes eléctricas inteligentes* (Vol. I). Barcelona, España: Fundación Gas Natural Fenosa.

Instituto Ecuatoriano de Normalización . (Julio de 2015). *Servicio ecuatoriano de normalización*. Obtenido de Normalización: http://www.normalizacion.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/07/cpe_inen-nec-se-vivienda-26-10.pdf

Instituto Nacional de Estadística y Censos. (2012). *Información ambiental en los hogares*. Obtenido de Archivo Nacional de Datos y Metadatos Estadísticos (ANDA): anda.inec.gob.ec/anda/index.php/catalog/374/download/6020

Izquierdo, L., & Eisman, J. (2013). *La electrificación sostenible de zonas rurales en desarrollo mediante microsistemas eléctricos renovables*. Obtenido de Fundación Acciona Microenergía: <https://docs.google.com/viewer?a=v&pid=sites&srcid=YWNjaW9uYW11Lm9yZ3xm dW5kYW11fGd4Oj4YWY0NjRIZWNiZmM1YmI>

Kempener, R., Komor, P., & Hoke, A. (2013). *Smart Grids and Renewables. A Guide for*. Obtenido de Working Paper International Renewable Energy Agency (IRENA): http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/smart_grids.pdf

Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica. (16 de Enero de 2015). *Asamblea Nacional República del Ecuador*. Obtenido de http://laradio.asambleanacional.gob.ec/system/files/registro_oficial_n_418_ley_org_anica_del_servicio_publico_de_energia_electrica.pdf

Mateu, C. (2010). *Las ventajas técnicas, económicas y medioambientales de la generación distribuida*. Obtenido de suelosolar: <http://www.suelosolar.com/newsolares/newsol.asp?id=7105>

Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos. (2015). *Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos*. Obtenido de Balance Energético Nacional:

<http://www.sectoresestrategicos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/01/Balance-Energe%CC%81tico-Nacional-2015-parte1.pdf>

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2016). *Eficiencia Energética Sector Residencial*. Obtenido de MEER: <http://www.energia.gob.ec/eficiencia-energetica-sector-residencial/>

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2016). *Electrificación Rural con Energías Renovables*. Obtenido de Ministerio de Electricidad y Energía Renovable: <http://www.energia.gob.ec/electrificacion-rural-con-energias-renovables/>

Moragues, J., & Rapallini, A. (2003). *Energía eólica*. Obtenido de Instituto Argentino de la energía: http://www.iae.org.ar/renovables/ren_eolica.pdf

MSNE. (2013). *Datasheet- Aerogenerador MS-WT-600*. Obtenido de MSNE: <http://www.micro-sea.com/uploads/files/MS-WT-600.pdf>

National Aeronautics and Space Administration [NASA]. (2016). *Surface meteorology and Solar Energy A renewable energy resource*. Obtenido de Atmospheric science data center: <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>

Navarro, G. (2015). Innovación y tecnología en nuestras redes. *Innova*, 37. Obtenido de Telecontrol STM: http://www.telecontrolstm.com/sites/default/files/redes_inteligentes.pdf

Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnología de la Información y Telecomunicaciones. (Mayo de 2010). *Smart Grid y la Evolución de la Red Eléctrica*. Obtenido de MINETUR: http://www.minetur.gob.es/industria/observatorios/SectorElectronica/Actividades/2010/Federaci%C3%B3n%20de%20Entidades%20de%20Innovaci%C3%B3n%20y%20Tecnolog%C3%ADa/SMART_GRIDS_Y_EVOLUCION_DE_LA_RED_ELECTRICA.pdf

Oliva, A., & Herranz, S. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid: Editex S.A.

Osorio, M. (2010 de Octubre de 2012). *Micro-redes híbridas autónomas*. Obtenido de Latinoamerica Renovable: <http://latinoamericarenovable.com/2012/10/03/micro-redes-hibridas-autonomas-opcion-para-la-electrificacion-rural-en-latinoamerica/>

Sánchez, S. (2003). *Energías renovables: conceptos y aplicaciones*. Quito: Fundación Natura.

Smart Grid México. (2014). *Qué son las Smart Grid*. Obtenido de Smart Grid México: <http://www.smartgridmexico.org/es/que-son-las-smart-grids-landing/que-son-las-smart-grids>

Smart Grids European Technology Platform. (2010). *Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future*. Obtenido de Smart Grids European Technology Platform:

http://www.smartgrids.eu/documents/SmartGrids_SDD_FINAL_APRIL2010.pdf

SunFields. (2011). *Manual de cálculo de instalaciones fotovoltaicas Aisladas Autónomas*.

Obtenido de SunFields Europe: http://www.sfe-solar.com/wp-content/uploads/2011/08/Sunfields_Manual-Calculo_Fotovoltaica_Autonomas.pdf

ANEXOS

ANEXO 1.

DATOS CLIMATOLÓGICOS PROMEDIO PARA ZAPOTES SEGÚN LA BASE DE DATOS DE LA NASA



NASA meteorología de superficie y Energía Solar: RETScreen Datos



La latitud **-4.18** / Longitud **-80.36** fue elegida.

Latitud	Longitud	Elevación	Calificación temperatura de diseño	Temperatura de enfriamiento del diseño	Temperatura de la Tierra	Días de heladas en el sitio	Unidad		ubicación de los datos del clima					
							NORTE	MI	-4.18	-80.36				
							Temperatura del aire	Humedad relativa	La radiación solar diaria - horizontales	Presión atmosférica	Velocidad del viento	temperatura de la tierra	Calefacción grados-día	Enfriamiento grados-día
Mes	DO	DO	%	KWh / m ² / d	kPa	Sin	DO	diarios compactos	diarios compactos	diarios compactos	diarios compactos	diarios compactos	diarios compactos	diarios compactos
enero	24.4	59.6%	5.54	94.4	2.3	29.5	0	451						
febrero	24.8	64.0%	5.31	94.3	2.2	28.6	0	419						
marzo	24.7	65.1%	5.66	94.3	2.1	28.4	0	458						
abril	25.2	58.6%	5.41	94.3	2.2	29.2	0	459						
Mayo	25.1	52.3%	5.13	94.4	2.4	28.6	0	473						
junio	24.4	49.2%	5.15	94.4	3.0	27.2	0	439						
julio	24.1	44.8%	5.15	94.5	3.1	27.0	0	445						
agosto	24.2	43.3%	5.62	94.5	2.9	28.1	0	446						
septiembre	24.3	45.2%	6.01	94.4	2.7	29.9	0	432						
octubre	23.9	49.1%	6.15	94.4	2.5	30.7	0	436						
noviembre	23.5	52.7%	6.16	94.4	2.4	30.2	0	411						
diciembre	24.0	56.6%	5.91	94.3	2.4	29.9	0	439						
Anual	24.4	53.4%	5.60	94.4	2.5	29.0	0	508						
Medido a (m)					10.0	0.0								

ANEXO 2.

DATOS CLIMATOLÓGICOS PROMEDIO PARA LA FLORESTA SEGÚN LA BASE DE DATOS DE LA NASA



NASA meteorología de superficie y Energía Solar: [REIScreen Datos](#)



Latitud **-4.548** / Longitud **-79.04** fue elegido.

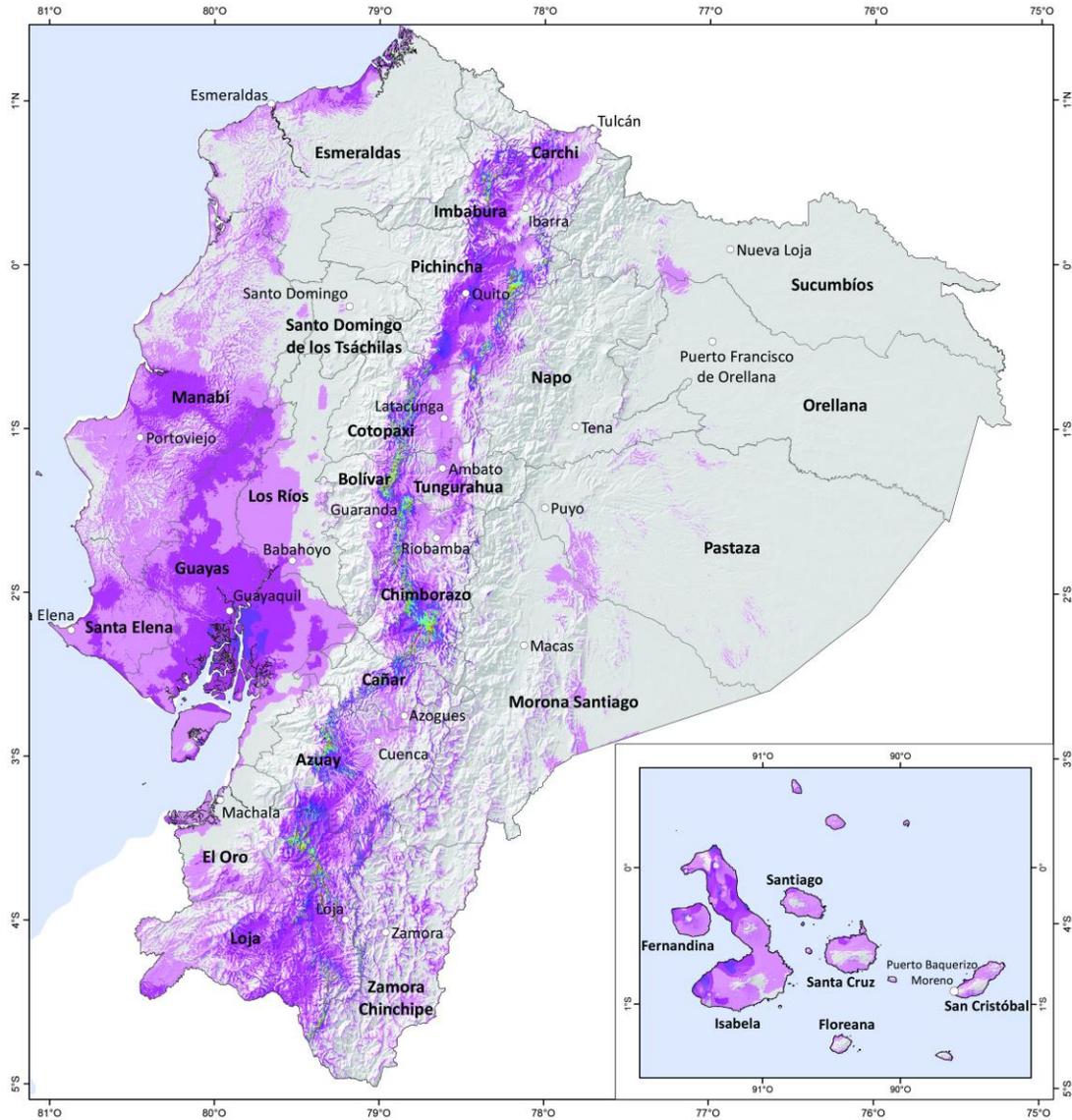
Unidad	ubicación de los datos del clima	
	NORTE	MI
altitud	-4.548	
longitud	-79.04	
elevación	1078	
metro	16.00	
calificación temperatura de diseño	28.65	
temperatura de enfriamiento del diseño	14.57	
amplitud de la temperatura de la Tierra	0	
días de heladas en el sitio		

Mes	Temperatura del aire		Humedad relativa	La radiación solar diaria - horizontales		Presión atmosférica	Velocidad del viento		temperatura de la tierra		Calificación grados-día		Enfriamiento grados-día	
	DO	DO		%	kWh / m ² / d		hPa	Sra	DO	discos compactos	discos compactos	discos compactos		
enero	23.0	23.0	57.6%	5.01	89.3	2.1	27.6	0	403					
febrero	22.5	22.5	64.9%	4.85	89.3	2.1	25.7	0	355					
marzo	22.6	22.6	65.2%	5.23	89.3	2.0	25.8	0	390					
abril	23.1	23.1	58.7%	4.98	89.3	2.2	26.7	0	390					
Mayo	22.9	22.9	51.8%	5.00	89.4	2.3	26.3	0	398					
junio	22.2	22.2	47.6%	5.18	89.5	3.0	25.2	0	366					
julio	21.9	21.9	41.7%	5.44	89.5	3.0	25.1	0	369					
agosto	22.7	22.7	38.3%	5.97	89.5	2.8	26.8	0	390					
septiembre	23.7	23.7	39.0%	6.21	89.4	2.6	29.1	0	404					
octubre	23.8	23.8	42.5%	6.04	89.4	2.2	30.1	0	427					
noviembre	23.3	23.3	47.5%	6.11	89.3	2.2	29.6	0	400					
diciembre	23.1	23.1	54.2%	5.48	89.3	2.1	28.6	0	407					
Anual	22.9	22.9	50.7%	5.46	89.4	2.4	27.2	0	4697					
Medido a (m)						10.0	0.0							

ANEXO 3.

Atlas Eólico del Ecuador

Densidad de Potencia Media Anual del Viento a 30 m



Ubicación	Legenda	Simbología	Referencia	Créditos														
	<p>Densidad de Potencia del Viento a 30 m. W/m²</p> <table border="1"> <tr><td>4-70</td><td>350-400</td></tr> <tr><td>70-100</td><td>400-450</td></tr> <tr><td>100-150</td><td>450-500</td></tr> <tr><td>150-200</td><td>500-600</td></tr> <tr><td>200-250</td><td>600-700</td></tr> <tr><td>250-300</td><td>700-800</td></tr> <tr><td>300-350</td><td>> 800</td></tr> </table>	4-70	350-400	70-100	400-450	100-150	450-500	150-200	500-600	200-250	600-700	250-300	700-800	300-350	> 800	<ul style="list-style-type: none"> ○ Capital Provincial □ Límite Internacional □ Límite Provincial <p>Este mapa ha sido creado por AWS Truepower™ empleando el sistema Meteosat y datos meteorológicos históricos. Aunque representa de forma precisa el comportamiento general del recurso, las estimaciones en puntos concretos deben ser corroboradas con medidas.</p> <p>© AWS Truepower™ SLU. All rights reserved.</p>	<p>Resolución del Recurso Eólico: 200 m Proyección: Universal Transversa de Mercator Ejeada y Datum: Sistema Geodésico Mundial, WGS84 Ecuador Continental: Zona 17 S, Escala: 1:2,000,000 Galápagos: Zona 15 S, Escala: 1:2,000,000 Período: 2012</p>	<p>Ministerio de Electricidad y Energía Renovable</p>
4-70	350-400																	
70-100	400-450																	
100-150	450-500																	
150-200	500-600																	
200-250	600-700																	
250-300	700-800																	
300-350	> 800																	

ANEXO 4. FICHA TECNICA DE LA BATERIA AGM 24V 120Ah VISION



VISION Rechargeable Products
Sealed Lead Acid Battery
www.vision-batt.com

The rechargeable batteries are lead-lead dioxide systems. The dilute sulfuric acid electrolyte is absorbed by separators and plates and thus immobilized. Should the battery be accidentally overcharged producing hydrogen and oxygen, special one-way valves allow the gases to escape thus avoiding excessive pressure build-up. Otherwise, the battery is completely sealed and is, therefore, maintenance-free, leak proof and usable in any position.

General purpose application
VISION FM series are designed for general purpose applications, such as UPS, telecom, electrical utilities.

With 10 years design life, the batteries comply to the most popular international standards, such as IEC896-2, BS6290-4, Eurobat Guide.

The battery container and cover are available both in V0 class flame retardant ABS or HBO ABS plastics.

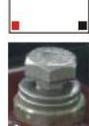
Shenzhen Center Power Tech Co., Ltd. has come to obtain wide recognition from customers all over the world. This is not only due to the fact that our products are featured by reliable stability in quality, but also because we attach great importance to our communication with customers and our perfect understanding of customers' requirements as well.

Shenzhen Center Power Tech. Co., Ltd

6FM120-X 12V 120 Ah

General Features

- Positive and negative plates in lead-calcium-tin alloy
- Stable Quality & High Reliability
- Sealed Construction
- Long Service Life
- Maintenance-Free Operation
- Low Pressure Venting System
- Low Self Discharge
- U. L. Component Recognition
- Six months shelf life at 20°C
- Design life 10 years

Dimensions and Weight

	SI Units	English Units
Length	410mm	16.1inch
Width	176mm	6.93inch
Height	227mm	8.94inch
Total Height	227mm	8.94inch
Approx. Weight	38.0Kg	83.8lbs

Performance Characteristics

- Nominal Voltage 12V
- Number of cell 6
- Nominal Capacity 77°F(25°C)
 - 10 hour rate (12.0A, 10.8V) 120Ah
 - 5 hour rate (20.0A, 10.5V) 100Ah
 - 1 hour rate (71.6A, 9.60V) 71.6Ah
- Internal Resistance
 - Fully Charged battery 77°F(25°C) 4.3mOhms
- Self-Discharge
 - 3% of capacity declined per month at 20°C(average)
- Operating Temperature Range
 - Discharge -20-60°C
 - Charge -10-60°C
 - Storage -20-60°C
- Max. Discharge Current 77°F(25°C) 950A(5s)
- Short Circuit Current 2250A
- Charge Methods: Constant Voltage Charge 77°F(25°C)
 - Cycle use 14.4-14.7V
 - Maximum charging current 36A
 - Temperature compensation -30mV/°C
- Standby use 13.6-13.8V
 - Temperature compensation -20mV/°C

Battery Construction

Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Safety valve	Terminal	Separator	Electrolyte
Raw material	Lead dioxide	Lead	ABS	ABS	Rubber	Copper	Fiberglass	Sulfuric acid

ANEXO 5. FICHA TECNICA DEL PANEL SOLAR SIMAX POLICRISTALINO 300WP

TECHNICAL DATA SHEET

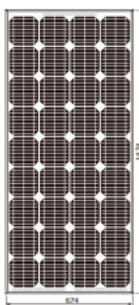
SM636-150

Technical Data	
Type	SM636-150
Type of Solar Cell	Mono-crystalline, 156mm×156mm
Number of Cells	36 pcs
Size of module	1482×676×35mm (156×156mm cell)
Module, Weight	12 kg
Connector / Cross-Section	Cxl Renhe
Cables, Length (+/-)	Customizable
Front Cover Glass	Safety Glass
Front Cover Glass, Thickness	3.2 mm
Frame	Anodized Aluminium

Electrical Data		
Maximum Power	$P_{MPP, STC}$	150 W
Power Tolerance	Δ_{STC}	+2%
Maximum Power Voltage	$U_{MPP, STC}$	18.1 V
Maximum Power Current	$I_{MPP, STC}$	8.42 A
Open Circuit Voltage	$U_{OC, STC}$	22.6 V
Short Circuit Current	$I_{SC, STC}$	8.88 A
Cell Efficiency	η_{STC}	15.5 %
Maximum System Voltage	U_{DC}	1000 V

STC: Irradiance 1000 W/m²; Spectrum AM 1.5; Cell Temperature 25°C, Wind 0 m/s






Temperature Coefficients		
Power Coefficient	$\alpha_p (P_{MPP})$	- 0.50 ± 0.05 %/K
Voltage Coefficient	$\beta_v (U_{OC})$	- 0.35 ± 0.01 %/K
Current Coefficient	$\phi_i (I_{SC})$	0.06 ± 0.01 %/K

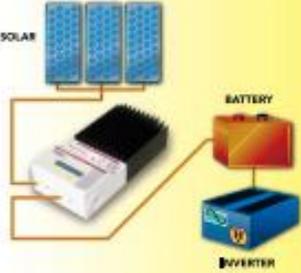
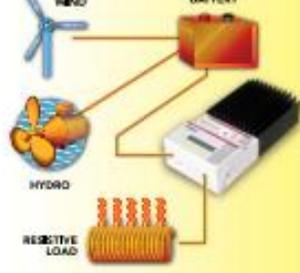
Power Warranty	
10 years performance warranty to 90 %	
25 years performance warranty to 80 %	
5 years warranty against production and material defects	

Certifications	
IEC 61215, IEC 61730 ,TUV, CE, ISO9001:2000	

Simax(suzhou) Green New Energy Co.,Ltd Add:beibanjing riverside,suzhou road,taihang city,jiangsu province,China
Tel: +86-512-53378555 Fax: +86-512-53378556
Url: www.simaxsolar.com Email: info@simaxsolar.com



ANEXO 6. FICHA TECNICA DEL CONTROLADOR MORNINGSTAR TRISTAR MPPT 60A

CHARGE CONTROL	LOAD CONTROL	DIVERSION CONTROL
 <ul style="list-style-type: none"> • Constant voltage series PWM design to provide highly efficient battery charging • 4-stage charging to increase battery capacity and life: bulk charge, PWM regulation, float and equalize • Parallel for larger solar arrays up to 300 amps or more 	 <ul style="list-style-type: none"> • Starts large loads including motors and pumps with no damage to controller • Allows inrush current to 300 amps • Electronic short-circuit and overload protection with automatic reconnect • LVD is current compensated and has a delay to avoid false disconnects 	 <ul style="list-style-type: none"> • May be used for solar, wind or hydroelectric • To protect against battery overcharge, excess energy is diverted from primary battery to a secondary battery or alternate DC resistive load • PWM reduces power into diversion load during overcurrent conditions
Electrical Specifications <ul style="list-style-type: none"> • Rated solar, load or diversion current: <ul style="list-style-type: none"> TriStar-45 45A TriStar-60 60A • System Voltage 12-48V • Accuracy 12/24V: $\pm 0.1\% \pm 50mV$ 48V: $\pm 0.1\% \pm 100mV$ • Min. voltage to operate 9V • Max. solar voltage (Voc) 125V • Self-consumption: <ul style="list-style-type: none"> Controller <20mA Meter 7.5mA 	Electronic Protections <ul style="list-style-type: none"> • Reverse polarity protection (any combination) • Short-circuit protection • Overcurrent protection • Lightning and transient surge protection using 4500W transient voltage suppressors • High temperature protection via automatic current reduction or complete shut down • Prevents reverse current from battery at night 	TriStar Options: <ul style="list-style-type: none"> • TriStar Meter — 2 x 16 display mounts to controller and provides system and controller information, data logging, bar graphs and choice of 5 languages  • TriStar Remote Meter — Includes 30 meters of cable for mounting meter away from the controller • Remote Temperature Sensor — Provides temperature compensated charging by measuring temperature at the battery (10 meter cable)
Environmental Specifications <ul style="list-style-type: none"> • Operating ambient temperature: <ul style="list-style-type: none"> Controller -40°C to +60°C Meter -40°C to +60°C • Storage temperature: -55°C to +85°C • Humidity: 100% (non-condensing) • Tropicalization: Conformal coating on both sides of all printed circuit boards 	Mechanical Specifications <ul style="list-style-type: none"> • Dimensions: Height: 26.0cm/10.3 inch Width: 12.7cm/5.0 inch Depth: 7.1cm/2.8 inch • Weight: 1.6 kg/3.5 lb • Largest Wire: 35mm²/2 AWG • Conduit knockouts: Eccentric 2.5/3.2 cm (1.0/1.25 inch) • Enclosure: Type 1, indoor rated 	Certifications <ul style="list-style-type: none"> • CE Compliant • UL Listed (UL 1741) • cUL (CSA-C22.2 No.107.1-95) • Complies with U.S. National Electric Code • Manufactured in a certified ISO 9001 facility 
WARRANTY: Five year warranty period. Contact Morningstar or your authorized distributor for complete terms.		
AUTHORIZED MORNINGSTAR DISTRIBUTOR:		
 <p> 1000 Washington Crossing Road Washington Crossing, PA 18977 USA Tel: 215-321-4457 Fax: 215-321-4458 E-mail: info@morningstarcorp.com Website: www.morningstarcorp.com </p>		

ANEXO 7. FICHA TECNICA DEL INVERSOR SAMLEX AMERICA 3000W





3000W

DC-AC Inverter
⚡ Pure Sine Wave

Model	SK3000-148
48 VDC	120 VAC

Design Features

- Pure sine wave output (THD < 3%)
- Switch selectable output frequency: 50 / 60 Hz
- Switch selectable Power Save Mode wherein the inverter shuts off non essential circuitry and reduces its no load self consumption till it sees a minimum programmed load (40 - 280 Watts)
- Optional wired remote controls for switching and monitoring the operation. Includes Ignition Lockout and Reverse Over-ride Function (ROF)
- Input and output are fully isolated
- Advanced micro-controller
- 1 load controlled cooling fan saves power consumption
- 3 tri-color LEDs display operational status and fault indications

2 YEAR LIMITED WARRANTY 

	MODEL NO.	SK3000-148
OUTPUT	Output voltage	120 VAC, +/- 5%
	Output frequency (selected by switch)	50 / 60 Hz +/- 0.05%
	Type of output waveform	Pure Sine Wave
	Total Harmonic Distortion of output waveform	< 3%
	Continuous output power (at Power Factor = 1)	3000 W
	Surge output power (at Power Factor = 1)	8000 W
	Peak efficiency (at full load)	92%
AC output connections		Dual NEMAS-20R receptacles with GFCI protection Terminal strip for hardwiring
INPUT	Nominal DC input voltage	48 VDC
	DC input voltage range	42 to 60 VDC
	DC input current at no load (power save on)	0.19 A
	DC input current at no load (power save off)	0.8 A
	DC input connections	M-8 bolt and nut / Wire with M-8 ring lug terminal
POWER SAVE (SLEEP MODE)	Enabled / disabled by switch	Wake up power: 40 to 280 W (switch selectable)
DISPLAY	Input voltage, output power, status	By steady / flashing patterns of three, 3- color LEDs
REMOTE OPERATION	Wired remote control (simple version) (optional)	SR-8 with 10 ft cable
	Wired remote control (upgraded version) (optional)	SR-8-12 with 10 ft cable SR-8-24 with 10 ft cable
PROTECTION	Low DC input voltage alarm	44.0 VDC
	Low DC input voltage shutdown	40.8 VDC
	High DC input voltage shutdown	61.0 VDC
	Short circuit shutdown	Yes
	Overload shutdown	Yes
	Ground fault shutdown	Yes. Only for GFCI protected dual NEMAS-20R receptacles
	Over temperature shutdown	Yes
	Reverse polarity on DC input side	Yes. Internal fuses will blow
COOLING	Forced air cooling	2 fans. Will switch on/off at specified values of load / temperature of internal hot spot
COMPLIANCE	EMI / EMC	Meets FCC Part 15(B), Class A
ENVIRONMENT	Operating temperature range	0°C to + 40°C
	Storage temperature range	-30°C to 70°C
DIMENSIONS	(L x W x H), mm	432 x 208 x 168
	(L x W x H), inches	17.8 x 8.18 x 6.53
WEIGHT	Kg	0.8
	Lbs	22

NOTE: Specifications are subject to change without notice 12005-SK3000-148-0315

ANEXO 8. FICHA TECNICA DEL CONTROLADOR DEL AEROGENERADOR MS-WT-600



MODEL: MS-WT-600

Wind Turbine:



CE Certified

4 Patents

5 Years Warranty

20 Years Life Span

Technical Specification of Turbine

Rated Output	600W	Peak Output	1100W
Rated Voltage(V)	24	Rated Charging Current(A)	10.6
Rated Wind Speed(m/s)	10	Rated Rotor Speed(RPM)	600
Start-up Wind Speed(m/s)	0.2 ~ 0.4	Cut-In Wind Speed(m/s)	1.3
Working Wind Speed(m/s)	1.3 ~ 25	Survival Max.Wind Speed(m/s)	40
No. of Blades	3	Rotor Diameter(m)	1.7
Blade Material	Aviation Duralumin	Swept Area(m ²)	2.27
Generator Material	45# Steel	Generator Type	free from slot effect, iron core and reluctance
Net Weight (KGS)	15	Controller Type	MPPT or PWM
Over-speed Control	mechanical governor and electromagnetic braking	Working Temp. Range	-30°C ~ 50°C
KWH/month(monthly avg. V=5.5m/s)	66.4	Noise Level	+ 20(5m behind turbine @ 5m/s wind speed)
Tower Connection	Flange or bolt-on pole connector	Applications	Off-grid single use, Wind solar hybrid lighting, wind solar hybrid residential system
Product Life(years)	20	Warranty(years)	5

ANEXO 9. FICHA TECNICA DEL INVERSOR/CARGADOR POWERSTAR 48V/4000W

General specification

Input Wave form:
Nominal voltage:
Low voltage trip:
Low voltage re engage:
High voltage trip:
High voltage re engage:
Max input AC voltage:
Nominal input frequency:
Low freq trip:
High freq trip:
Output wave form:
Overload protection:
Short circuit protection:
Transfer switch rating:
Efficiency on 50% transfer mode:
Line transfer time:
System without battery (connected):
Max system current:
System over load current:
Inverter specification / output
Output wave form:
Output continuous power (W):
Output continuous power (VA):
Power factor:
Nominal output voltage (V):
Output voltage regulation:
Output frequency:
Nominal efficiency:
Surge ratings:
Short circuit protection:
Inverter specification / input
Nominal input voltage:
Maximum start voltage:
Low battery alarm:
Low battery trip:
High voltage alarm:
Power saver:
Power saver:
Charger mode specification
Input voltage range:
Output voltage:
Charge current:
Battery initial voltage for start up:
Over charge protection (volts):
Charger curves (4 stage constant current / battery types)
4 step digital controlled progressive charge
Battery type:
Gel U.S.A
A.G.M 1
A.G.M 2
Sealed lead acid
Gel acid
Open lead acid
Calcium
De-sulfation:
Remote control / RS232 / USB
Size: in mm
Weight:

Power star

Line wave (Utility or Generator)
120VAC 230VAC
80v ± 4% 194v/194v ± 4%
100v ± 4% 194v/194v ± 4%
140v ± 4% 253v ± 4%
130v ± 4% 243v ± 4%
180VAC 370VAC
50Hz or 60Hz (Auto detect)
47Hz for 60Hz, 57Hz for 60Hz
60Hz for 50 Hz, 60Hz for 60Hz
(Regulation Mode) same as input
Circuit breaker:
Circuit breaker:
30 amp or 40 amp
60A
10 Hz Typical
Yes
30 amp or 40 amp
35 amp or 40 amp / 40A
Pure sine wave or quasi sine wave
1000 2000 3000 4000 5000 6000
1000 2000 3000 4000 5000 6000
0.9-1.3
120/230VAC
±1.0% THD
50Hz ± 0.3Hz or 60Hz ± 0.3Hz
≥98%
3000 6000 9000 12000 15000 18000
Yes, lock after 10 sec
12v 24v 48v
10v 20v 40v
10.5v 21v 42v
10v 20v 40v
10v 20v 40v
Below 25 with when enabled
Some switched on/off on remote
95-12 PVAC 194-243VAC/184-243VAC(W)
Dependent on battery type
35A / 70A
9-16.7v for 12v*2 for 24v *4 for 48v)
16.7v for 12v*2 for 24v *4 for 48v)

Battery V	Float V	Float V1/2 for 24v; *4 for 48v)
Gel U.S.A	14.2	13.7
A.G.M 1	14.1	13.4
A.G.M 2	14.6	13.7
Sealed lead acid	14.4	13.6
Gel acid	14.4	13.8
Open lead acid	14.8	13.3
Calcium	15.1	13.8

 10-5 for 4 hrs
Yes, Optional
5000/2000/3000 Model 442*18*170mm
4000/3200/5000 Model 596*218*170mm
11kg 20kg 30kg 40kg 50kg 60kg
18kg 24kg 33kg 35kg 38kg 40kg

Ordering information

Typical part number = 48001 48 10 00 00

1 Back Panel
PC AC + Controller + Meter + Charger
2 Modules
3 = Pure Sine Wave 0 = Quasi Sine Wave
4 Pure Sine
00 = 1000W 01 = 2000W 02 = 3000W
03 = 4000W 04 = 5000W 05 = 6000W
5 Battery Voltage
10 = 12VDC 18 = 24VDC 24 = 48VDC
6 AC Output
0 = 230VAC 01 = 120VAC
7 Surges
00 = Standard Model 01 = Customizable

AC Input current specification

Input AC	Input Current
10	6A / 10A
18	6A / 10A / 15A
24	6A / 10A / 15A / 20A

Remote control installation

Indication & fault finding chart

Status	Function	LEDs on main unit	LEDs on remote
Charge Function	Constant current charge	on	on
	Constant voltage charge	off	off
Fault	Full	on	on
	Ready	on	on
Inverter mode	Power trip on	on	on
	Battery low voltage	on	on
	Battery high voltage	on	on
	Over temp (inverter mode)	on	on
Alarm	Over temp (inverter mode)	on	on
	Over temp (battery mode)	on	on
	Over temp (load mode)	on	on
	Over charge	on	on
Fault Mode	Full lock	on	on
	Battery high voltage	on	on
	Battery low voltage	on	on
	Over temperature	on	on

ANEXO 10. FICHA TECNICA DEL CONTROLADOR STECA TAROM 440

Steca Elektronik GmbH | 87102 Memmingen | Germany | Fax: +49 (0) 8321 8330-0 | Fax: +49 (0) 8321 8330-132 | www.steca.com

Steca Tarom

225, 240, 440

El Steca Tarom es un regulador de carga solar especialmente indicado para ser aplicado en telecomunicaciones o en sistemas fotovoltaicos híbridos.

Un gran número de funciones interesantes permiten al usuario adaptar el regulador a las condiciones especiales de su sistema. Mediante la determinación del estado de carga de la batería, que ha sido de nuevo cláasicamente mejorada, el sistema se regula de forma óptima y las baterías están protegidas.

El regulador de carga Steca Tarom es la mejor selección para dimensiones de sistema hasta 2.400 Wp en tres niveles de tensión (12 V, 24 V, 48 V).

Opcionalmente cabe la posibilidad de conectar otros dispositivos como un sensor de temperatura, un registrador de datos y un control remoto para configurar y monitorizar el sistema. Un contador de energía integrado (Ak) informa al usuario sobre el presupuesto energético de la aplicación.



Características del producto

- Regulador híbrido
- Determinación del estado de carga con Steca Plus-C (SOC)
- Selección automática de tensión
- Regulación MPPT
- Tecnología de carga avanzada
- Desconexión de carga en función de SOC
- Recarga automática del acumulador
- Compensación de temperatura
- Sema de carga en grupo o carga terminala posterior o solo en uno de los terminales posterior
- Registrador de datos integrado
- Función de luz nocturna con Steca Plus-T
- Función de autonomía
- Carga manual de mantenimiento
- Contador de energía integrado

Funciones de protección electrónica

- Protección contra sobrecarga
- Protección contra descarga total
- Protección contra polaridad inversa de los módulos solares y de la carga
- Protección contra polaridad inversa por medio de fuente externa
- Fuente electrónica automática
- Protección contra cortocircuito de la carga y los módulos solares
- Protección contra sobrecalentamiento en la entrada del módulo
- Protección contra circuito abierto sin batería
- Protección contra cortocircuito nocturno por la noche
- Protección contra sobretensión y sobrevoltaje
- Desconexión por sobrecalentamiento de la batería

Indicaciones

- Clases CEI para baterías
- para parámetros de funcionamiento, ver estado de datos, ver manual

Mantenimiento

- Fácil manejo con teclado
- Programación por medio de teclado
- Conmutación manual de carga

Interfaces

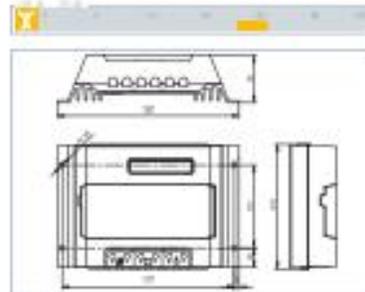
- Interfaz RS485

Opciones

- Sensor de temperatura externo
- Contacto de alarma (pág. 33)
- Monitorización de la instalación mediante salida de datos Steca Plus-LINE y Tarom (pág. 32)

Certificaciones

- Aprobado por el Bureau Veritas para fuego
- Conforme a los estándares europeos (CE)
- Fabricado en Alemania
- Certificado en Alemania
- Aprobado conforme a IEC 60321 e IEC 14820



	225	240	440
Especificaciones			
Tensión del sistema	12 V / 24 V	24 V	48 V
Corriente máxima	10 A		
Estado de entrada (E)			
Corriente del módulo	20 A	20 A	20 A
Estado de salida (S)			
Corriente de consumo	20 A	20 A	20 A
Tensión float de carga	13,7 V / 27,4 V	14,2 V	14,2 V
Tensión de carga optimizada	14,7 V / 29,4 V	15,2 V	15,2 V
Carga de mantenimiento	14,7 V / 29,4 V	15,2 V	15,2 V
Tensión de recarga (SOC 140)	16,7 V / 33,4 V / 33,2 V	16,7 V / 33,4 V	16,7 V / 33,4 V
Protección contra descarga profunda (SOC 140)	10,7 V / 21,4 V / 21,2 V	10,7 V / 21,4 V	10,7 V / 21,4 V
Dimensiones de caja			
Temperatura ambiente	-30 °C ... +60 °C		
Equipamiento y detalles			
Tamaño total (P x A x G)	50 mm x 225 mm - 800 G x 4		
Grado de protección	IP 33		
Dimensiones (P x A x G)	187 x 128 x 49 mm		
Peso	100 g		
Nota: Dimensiones en mm			



Reguladores de carga solar

ANEXO 10. FICHA TECNICA DEL ACCESORIO STECA PA 15 PARA EL CONTROLADOR STECA TAROM 440

ACCESORIOS

Steca PA 15

Accesorios para el Steca Power Tarom

Control remoto

Los reguladores de carga Steca Power Tarom emiten señales (125 kHz a 300 baudios), que son moduladas en la línea CC y recibidas por el control remoto Steca PA 15.

Estas señales contienen información sobre el estado de carga (SOC) de la batería. El Steca PA 15 ofrece cinco modos operativos distintos (véase abajo), que pueden ser ajustados mediante cinco posiciones distintas de puentes. La capacidad de conmutación máxima de 15 A se puede ampliar opcionalmente hasta 200 A con un relé Steca PA EV200 CC.



Características del producto

- Recepción de informaciones sobre el estado de carga y la hora (día / noche)
- Control de los consumidores por orden de prioridad
- Umbrales de conmutación de SOC ajustables
- Conexión en paralelo de máx. 9 módulos solares
- Función de conmutación por impulsos de corriente

Funciones de protección electrónica

- Desconexión de la carga si no hay señal
- Protección contra polaridad inversa por medio de fusible interno
- Protección contra sobretemperatura y sobrecarga

Manejo

- Configuración via puentes

Modos operativos

- Administración de generadores solares en paralelo
- Cuando la batería está plenamente cargada, la energía sobrante se desvía a consumidores adicionales, como p. ej. bombas, calentadores de agua
- Arranque / parada automáticos de generadores de apoyo de diésel o eólicos
- Función de luz nocturna
- Alarma acústica en caso de descarga total o sobrecalentamiento

Certificaciones

- Conforme a los estándares europeos (CE)
- Fabricado en Alemania
- Desarrollado en Alemania
- Fabricado conforme a ISO 9001 e ISO 14001

PA 15	
Funcionamiento	
Alimentación	10,5 V ... 60 V DC, 3 mA
Transmisión de datos	300 Baud
Frecuencia de transmisión	frecuencia de la señal de 125 kHz frecuencia intermedia de 450 kHz
Datos de salida CC	
Corriente de consumo	15 A; 10 A a 40°C; 100 A impulso < 10 µs
Seguridad	
Protección contra sobrecarga	por fusible de 15 A
Protección contra polaridad invertida	fusible
Condiciones de uso	
Temperatura ambiente	-10 °C ... +50 °C
Equipamiento y diseño	
Terminal (cable fino / único)	2,5 mm ² / 4 mm ² - AWG 14 / 12
Grado de protección	IP 22
Dimensiones (X x Y x Z)	98 x 87 x 34 mm
Peso	110 g

Datos técnicos a 25 °C / 77 °F

Áreas de aplicación:



ANEXO 11. FICHA TECNICA DEL GENERADOR DIESEL LAREDO 5kW

	EMPRESA CERTIFICADA ISO 9001:2000		
C/ Colón. 152-154	03570 VILLAJOYOSA (ALICANTE)		
Teléfono: 96.589.22.05 Fax: 96.589.50.40			
www.lofer.es - E-mail: proyectos@lofer.es	ingenieria@lofer.es		

Generador Diesel Abierto Laredo 5kW (Control Remoto)

Generador monofásico diesel de 5kW de potencia máxima, equipado con nuestro fiable motor SD100E y los alternadores de nueva generación de baja distorsión.

Arranque eléctrico de serie, kit de transporte incluido con ruedas neumáticas de gran diámetro, robusta estructura para una mayor protección y baja vibración del conjunto.

Nuevos paneles eléctricos con voltímetro, base 12V, cuenta horas digital, conector para cuadros automáticos, luminoso por fallo de aceite, protección por cortocircuito y sobrecarga, y luz de cortesía autónoma para asegurar un correcto manejo durante la noche o en lugares remotos.

Dispone de clavija de conexión para cuadros de arranque por fallo de luz, señal, o contra inundación de serie, y sistema de arranque/paro por control remoto (30 metros) según versiones.



Generador Diesel Abierto Laredo

Modelo Alternador	Genergy SDA230
Potencia Máxima	5000W
Voltaje - Frecuencia	230V - 50Hz
Arranque	Eléctrico/Manual
Modelo Motor	Genergy SD100E
Tipo Motor	1 Cilindro, 4 Tiempos, Refrigerado por Aire
RPM	3000
Cilindrada	418cc
Consumo Medio	275 g/kWh
Base 12V	Si (8,3Ah)
Nivel de Ruido	95dB
Capacidad Depósito	12L
Tipo de Aceite	SAE10W30
Automatismos Genergy	Compatible
Control Remoto	Si
Dimensiones	78cm x 51cm x 65cm
Peso	112 kg
Precio (IVA no incl.)	1074,26 €