



Metodología de Planificación de Microrredes para Procesos Productivos

Chipantiza Punguil, Carlos Ignacio y Guaita Rojano, Roberto Carlos

Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Trabajo de Titulación, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Electromecánica

Ing. Llanos Proaño, Jacqueline del Rosario Ph.D.

31 de agosto del 2021



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el trabajo de titulación, “**Metodología de Planificación de Microrredes para Procesos Productivos**”, realizado por los señores **Chipantiza Punguil, Carlos Ignacio y Guaita Rojano, Roberto Carlos**; ha sido revisado en su totalidad, analizado por la herramienta de verificación de similitud de contenido; por lo tanto cumple con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de Fuerzas Armadas ESPE, razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que lo sustente públicamente.

Latacunga, 31 de agosto del 2021



Firmado electrónicamente por:
**JACQUELINE DEL
ROSARIO LLANOS
PROANO**

Ing. Llanos Proaño Jacqueline del Rosario Ph.D.

C.C.: 0502527039

DIRECTORA DEL PROYECTO

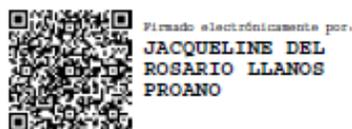
Document Information

Analyzed document	1_Poyecto_Investigación_Chipantiza_Guaita-signed.pdf (D111928749)
Submitted	9/1/2021 4:27:00 PM
Submitted by	Lorena Ibarra
Submitter email	loretaibarra@yahoo.es
Similarity	3%
Analysis address	lorenadibarra.uta@analysis.orkund.com



Sources included in the report

SA	Tesis EP 3.3.pdf Document Tesis EP 3.3.pdf (D110759316)	 3
W	URL: https://core.ac.uk/download/pdf/158263535.pdf Fetched: 12/21/2019 3:36:42 PM	 2
W	URL: https://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/28606/1/Trabajo%20de%20Titulaci%C3%B3n.pdf Fetched: 6/14/2021 6:13:24 AM	 6
SA	TESIS ANGEL CORREA _ FianL.docx Document TESIS ANGEL CORREA _ FianL.docx (D54557619)	 3
SA	Tesis_VF_RV2.docx Document Tesis_VF_RV2.docx (D54723545)	 1
SA	Libro ULVR-14-34 (02-10-2017).docx Document Libro ULVR-14-34 (02-10-2017).docx (D42646986)	 1
W	URL: https://www.factorenergia.com/es/blog/eficiencia-energetica/energia-eolica/ Fetched: 9/1/2021 4:28:00 PM	 2
W	URL: http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/141781/Diseno-de-sistema-de-generacion-fotovoltaica-para-viviendas-conectadas-a-la-red-de-distribucion-en-el-contexto.pdf?sequence=1&isAllowed=y Fetched: 9/1/2021 4:28:00 PM	 1
W	URL: https://economipedia.com/definiciones/proceso-productivo.html Fetched: 9/1/2021 4:28:00 PM	 1
W	URL: https://twenergy.com/eficiencia-energetica/como-ahorrar-energia-casa/la-demanda-electrica-953/ Fetched: 9/1/2021 4:28:00 PM	 1
W	URL: http://repobib.ubiobio.cl/jspui/bitstream/123456789/3299/1/Henr%C3%ADquez%20Mart%C3%ADnez%20Sebasti%C3%A1n%20Eduardo.pdf Fetched: 12/15/2020 12:09:32 PM	 1



Ing. Llanos Proaño Jacqueline del Rosario Ph.D.

C.C.: 0502527039



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Nosotros, señores **Chipantiza Punguil, Carlos Ignacio** con cédula de ciudadanía 1723792956 y **Guaita Rojano, Roberto Carlos** con cédula de ciudadanía 1723178719 declaramos que el trabajo de titulación “**Metodología de Planificación de Microrredes para Procesos Productivos**”, es de nuestra autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Latacunga, 31 de agosto del 2021



Chipantiza Punguil Carlos Ignacio
C.C.: 1723792956



Guaita Rojano Roberto Carlos
C.C.: 1723178719



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA

AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN

Nosotros, señores **Chipantiza Punguil, Carlos Ignacio** con cédula de ciudadanía 1723792956 y **Guaita Rojano, Roberto Carlos** con cédula de ciudadanía 1723178719 declaramos que el trabajo de titulación “**Metodología de Planificación de Microrredes para Procesos Productivos**”, en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra responsabilidad.

Latacunga, 31 de agosto del 2021



Chipantiza Punguil Carlos Ignacio

C.C.: 1723792956



Guaita Rojano Roberto Carlos

C.C.: 1723178719

Dedicatoria

Cada hora, minuto e instante en el proceso de la elaboración del presente proyecto de titulación se lo dedico primero a mi Dios, quien me dio fuerza, constancia y fe para culminar este proceso de obtener uno de los anhelos más deseados que me he propuesto.

A mis padres Carlos y Anita, que no basta solo una dedicatoria para expresarles el inmenso amor que les tengo, por ser la razón de mi existir, por ser mi pilar y mi ejemplo; cada logro, esfuerzo, lagrima, alegría y coraje va por ustedes.

A Michael, por ser, ese hermano, amigo, padre y compañero, que me apoyó de principio a fin en todo este trayecto, este logro no es solo mío, también es tuyo.

Finalmente, a mi hermanita Anahí y mi hermanito Esteban, a quienes les dedico con todo el amor del mundo mi esfuerzo plasmado en este documento.

Carlos Chipantiza

Dedicatoria

El presente trabajo de titulación va dedicado a mi familia, en especial a mi madre que supo guiarme, educarme y apoyarme incondicionalmente a lo largo de mi existencia con sus sabios consejos.

A mi padre quien ha trabajado siempre por bienestar mío y de mis hermanos.

A mis hermanas, hermano y sobrina quienes son un pilar fundamental dentro de mi formación porque son ellos quienes siguen mis pasos, y por quienes sigo mejorando día a día

A mis abuelitos quienes siempre han estado apoyándome incondicionalmente.

Roberto Guaita

Agradecimiento

Siempre agradecido de mi Dios por no dejarme vencer, darme fuerzas y sabiduría como persona, a mi familia que siempre confió en mí y me apoyó por más duro que fuese el camino.

Un agradecimiento especial y muy sincero a mi mejor amigo y compañero trabajo de titulación Roberto Guaita, que pese a las adversidades supo ayudarme en varias etapas de mi vida universitaria, desde el inicio hasta la culminación de este proyecto de titulación. ¡Lo logramos hermano!

A mi abuelito Ignacio Chipantiza quien con su gran sabiduría me ha sabido guiar desde niño, enseñarme el valor de la perseverancia, el valor de la humildad y siempre sonreírle a la vida, te quiero mucho.

A mi directora de Proyecto de titulación Ph.D. Jacqueline Llanos, quien confió en mí desde un inicio e hizo posible este proyecto, brindándome el apoyo que necesitaba para alcanzar mi objetivo tras varias adversidades que afrontaba; su sabiduría, intelecto y enseñanza hacen, que junto al Dr. Diego Ortiz, sean unos increíbles tutores, a quienes estaré infinitamente agradecido.

A mi Familia de Latacunga, Esteban, Bryan, Roberto, Santiago, Mauricio, Manuel y Ale, quienes fueron un apoyo importante y agradecido por todos los momentos compartidos.

A Katherin Caiza quien me ha apoyado incondicionalmente en todo este proceso, infinitamente agradecido por todo lo que eres y haz hecho por mí.

A CELECTROMEC y todos los que forman parte de la empresa, siempre agradecido por ser cada día mejor.

Carlos Chipantiza

Agradecimiento

Agradezco a la vida por tener a tan maravillosa familia, por quienes siempre sigo mejorando continuamente.

A mis padres Carlos y María, por confiar en mí y ayudarme siempre en los momentos más difíciles de mi vida, a pesar de que he cometido un sinfín de errores son quienes nunca perdieron su fe en mí.

A mis amigos de la universidad, con quienes más que ser amigos los consideré una familia, gracias por el apoyo y momentos compartidos.

A Jeniffer, quien ha formado parte de mi vida a pesar de la distancia.

A CELECTRÓMEC, por brindarme trabajo quien está dirigido por mi mejor amigo Carlos Ignacio quien es mi compañero de trabajo de titulación y a quien considero mi hermano siempre apoyándome dentro y fuera de la Universidad.

A mi tutora de trabajo de titulación, por haber tenido paciencia y compartir sus conocimientos con mi persona, los cuales se reflejan en el desarrollo del proyecto.

Roberto Guaita

Tabla de Contenidos

Carátula.....	1
Certificado del director	2
Reporte de verificación.....	3
Responsabilidad de autoría.....	4
Autorización de publicación.....	5
Dedicatoria.....	6
Dedicatoria.....	7
Agradecimiento	8
Agradecimiento	9
Tabla de Contenidos	10
Índice de Tablas	13
Índice de Figuras.....	14
Resumen	17
Abstract.....	18
Problema de Investigación	19
Antecedentes	19
Planteamiento del Problema	24
Justificación e Importancia.....	26
Objetivos Generales y Específicos.....	28
<i>Objetivo General</i>	28
<i>Objetivos Específicos</i>	28
Variables de Investigación	29
<i>Variable Independiente</i>	29
<i>Variable Dependiente</i>	29
Hipótesis	29
Marco teórico.....	30
Microrredes	30
Proyección de Microrredes en Ecuador.....	31
Fuentes de Generación Disponible en Ecuador	35
Fuentes de Energías Renovables en Ecuador	37
Acceso a la Electricidad en el Ecuador	40
Investigaciones Relacionadas a Energías Renovables en el Ecuador.....	43

Investigaciones Relacionadas a Microrredes en Ecuador	44
Tipos de Microrredes.....	47
Planificación de Microrredes	51
Caracterización de Incertidumbre de los Recursos Renovables.....	52
<i>Sistema de Generación Fotovoltaico (PV)</i>	52
<i>Características de una Planta Fotovoltaica</i>	55
<i>Dimensionamiento de una Planta Fotovoltaica</i>	55
<i>Análisis Económico de la Planta Fotovoltaica</i>	56
<i>Sistema de Generación Eólico (WT)</i>	57
<i>Energía del Viento</i>	61
<i>Curvas de Potencia de las Turbinas Eólicas</i>	61
<i>Análisis Económico del Sistema Eólico</i>	63
<i>Sistema de Generación Micro-hidro (MH)</i>	63
<i>Modelo de Centrales Hidráulicas</i>	64
<i>Tipos de Centrales Hidráulicas</i>	65
<i>Sistema de Generación a Base de Diésel (GD)</i>	68
<i>Sistema de Generación Grupo Electrónico de Gas (GGS)</i>	72
<i>Sistema de Almacenamiento de Energía (BESS)</i>	73
Demanda Eléctrica.....	74
Proceso Productivo (PP).....	74
Marco Legal y Regulatorio	74
Metodología de Planificación de Microrredes para Procesos Productivos	77
Metodología Propuesta	77
<i>Localidad</i>	78
<i>Estimación de los Recursos Renovables</i>	78
<i>Proceso Productivo</i>	79
<i>Identificación de Problemas Energéticos</i>	79
<i>Requerimientos y Caracterización de la Demanda de Energía Eléctrica</i>	80
<i>Planificación y Optimización de una Microrred</i>	81
Problema de Optimización	81
Modelo Fotovoltaico (PV)	84
Modelo Micro-hidro (MH).....	85
Modelo Grupo Electrónico de Gas (GGS)	86
Modelo Generador Diésel (GD)	86

Modelo Sistema de Almacenamiento BESS	87
Restricción de Balance de Potencia	89
Ecuación de Balance del Proceso Productivo	90
Modelo del Proceso Productivo	91
<i>Evaluación de la Microrred</i>	93
Caso de Estudio	94
Localidad con Proceso Productivo	94
<i>Acercamiento</i>	94
<i>Estimación del Recurso Renovable</i>	97
<i>Recurso Solar</i>	97
<i>Recurso Eólico</i>	102
<i>Recurso Hídrico</i>	106
Proceso Productivo	108
Requerimientos y Caracterización de la Demanda de Energía Eléctrica	120
<i>Demanda Residencial</i>	121
<i>Demanda Servicios Públicos</i>	127
<i>Demanda de Actividades Productivas</i>	128
<i>Demanda Eléctrica Total</i>	131
Problema de Optimización para la Planificación de una Microrred	132
Análisis de Resultados	135
<i>Evaluación de la Microrred</i>	173
Conclusiones y Recomendaciones.....	177
Conclusiones	177
Recomendaciones	179
Bibliografía.....	180
Anexos	190

Índice de Tablas

Tabla 1 <i>Investigaciones de implementación de microrredes en el mundo</i>	20
Tabla 2 <i>Investigaciones y proyecto de generación distribuida y microrredes enfocados a procesos productivos</i>	22
Tabla 3 <i>Potencia Efectiva producida el 2020 por cada sistema en Ecuador</i>	33
Tabla 4 <i>Potencia Efectiva por tipo de energía</i>	33
Tabla 5 <i>Producción de energía e importación</i>	36
Tabla 6 <i>Fuentes de energía renovables en Ecuador hasta 2018</i>	38
Tabla 7 <i>Potencia de centrales de generación con fuentes de energía renovables</i>	39
Tabla 8 <i>Cobertura de Electricidad en el Ecuador 2017</i>	42
Tabla 9 <i>Investigaciones de NCRES en el Ecuador</i>	43
Tabla 10 <i>Investigaciones de MG en el Ecuador</i>	45
Tabla 11 <i>Caudales del Río Palora durante un Año típico</i>	107
Tabla 12 <i>Características del Tanque</i>	111
Tabla 13 <i>Características técnicas de la bomba para llenada de tanques de agua</i>	112
Tabla 14 <i>Características del llenado de los tanques</i>	113
Tabla 15 <i>Resultados técnico-económicos de la planificación de microrredes que considera demanda de procesos productivos para el: Caso I y Caso II</i>	136
Tabla 16 <i>Resultados técnico-económicos de la planificación de microrredes que considera demanda de procesos productivos para el: Caso III y Caso IV</i>	139
Tabla 17 <i>Resultados del Proceso Productivo</i>	172
Tabla 18 <i>Anualidad Caso I y Caso II</i>	173
Tabla 19 <i>Anualidad Caso III y Caso IV</i>	174
Tabla 20 <i>Resumen técnico-económico del portafolio de tecnologías de generación para la planificación de microrredes que considera demanda del PP</i>	175

Índice de Figuras

Figura 1 Estructura de microrred compuesta de DER's y cargas.....	31
Figura 2 Gráfica de capacidad Efectiva en MW, Ecuador 2020	35
Figura 3 Producción de Energía e Importaciones (GWh) en Ecuador.....	37
Figura 4 Consumo de energía per Cápita Ecuador 2017.....	41
Figura 5 Microrred Sendai, Japón.....	48
Figura 6 Microrred Electric Company's, California	49
Figura 7 Sistema de energía remota en Huatacondo, Chile.....	50
Figura 8 Global Solar Atlas.....	53
Figura 9 Componentes de la radiación solar sobre un plano inclinado.....	54
Figura 10 Sistema de información geográfica Fotovoltaica (PVGIS).....	59
Figura 11 Partes de una turbina eléctrica	60
Figura 12 Curva de potencia de las turbinas eólicas.....	62
Figura 13 Central de embalse o de reserva	65
Figura 14 Central de Pasada.....	67
Figura 15 Tipos de turbina.....	68
Figura 16 Generador Diésel.....	70
Figura 17 Eficiencia típica de un Generador a Diésel	71
Figura 18 Metodología de Planificación de Microrredes para Procesos Productivos.....	77
Figura 19 Ubicación de la Comunidad Los Laureles.....	95
Figura 20 Comunidad Los Laureles y Ruta de la Pitahaya.....	96
Figura 21 Comunidad Los Laureles y un Centro de acopio de Pitahaya.....	97
Figura 22 Sistema de información geográfica Fotovoltaico (PVGIS).....	98
Figura 23 Plataforma (PVGIS) Año meteorológico.....	99
Figura 24 Gráfica de Irradiancia localidad de Los Laureles en el mes de Enero.....	99
Figura 25 Gráfica de Irradiancia localidad de Los Laureles en el mes de abril.....	100
Figura 26 Gráfica de Irradiancia localidad de Los Laureles en el mes de julio	101
Figura 27 Gráfica de Irradiancia localidad de Los Laureles en el mes de octubre.....	102
Figura 28 Gráfica de velocidad del viento en la localidad de Los Laureles en el mes de enero.....	103
Figura 29 Gráfica de velocidad del viento en la localidad de Los Laureles en el mes de abril	104

Figura 30 <i>Gráfica de velocidad del viento en la localidad de Los Laureles en el mes de julio.....</i>	105
Figura 31 <i>Gráfica de velocidad del viento en la localidad de Los Laureles en el mes de octubre.....</i>	106
Figura 32 <i>Centro de acopio #1, Gustavo Días.....</i>	109
Figura 33 <i>Tanques de almacenamiento de agua de 2500L para lavado de pitahaya..</i>	110
Figura 34 <i>Proceso de lavado de pitahaya dentro del Centro de Acopio.....</i>	110
Figura 35 <i>Características técnicas del tanque de almacenamiento de agua para lavado de Pitahaya.....</i>	111
Figura 36 <i>Bomba de agua utilizada para llenado de Tanques.</i>	112
Figura 37 <i>Demanda de agua de centros de acopio del mes de enero.</i>	114
Figura 38 <i>Demanda de agua de centros de acopio del mes de abril.....</i>	115
Figura 39 <i>Demanda de agua de centros de acopio del mes de julio.</i>	116
Figura 40 <i>Demanda de bombas de centros de acopio del mes de enero.....</i>	117
Figura 41 <i>Demanda de bombas de centros de acopio del mes de abril.</i>	118
Figura 42 <i>Demanda de bombas de centros de acopio del mes de julio.</i>	119
Figura 43 <i>Temporada de Producción de Pitahaya en el año.....</i>	122
Figura 44 <i>Curva de demanda residencial de la comunidad Los Laureles en enero.....</i>	123
Figura 45 <i>Curva de demanda residencial de la comunidad Los Laureles en abril.....</i>	124
Figura 46 <i>Curva de demanda residencial de la comunidad Los Laureles en julio.</i>	125
Figura 47 <i>Curva de demanda residencial de la comunidad Los Laureles en octubre..</i>	126
Figura 48 <i>Curva de demanda diaria de alumbrado público.....</i>	127
Figura 49 <i>Demanda energética de actividad productiva en el mes de enero</i>	128
Figura 50 <i>Demanda Energética Actividad Productiva en el mes de abril</i>	129
Figura 51 <i>Demanda Energética Actividad Productiva en el mes de julio.....</i>	130
Figura 52 <i>Demanda Energética Actividad Productiva en el mes de octubre</i>	131
Figura 53 <i>Demanda Energética Actividad Productiva en el mes de enero.....</i>	132
Figura 54 <i>Caso I escenario A: Operación de la microrred en un día típico de enero con demanda eléctrica del PP no gestionada.....</i>	141
Figura 55 <i>Caso I escenario B: Operación de la microrred en un día típico de abril con demanda eléctrica del PP no gestionada.....</i>	143
Figura 56 <i>Caso I escenario C: Operación de la microrred en un día típico de julio con demanda eléctrica del PP no gestionada.....</i>	145

Figura 57 <i>Caso I escenario D: Operación de la microrred en un día típico de octubre con demanda eléctrica del PP no gestionada.....</i>	147
Figura 58 <i>Caso II escenario A: Operación de la microrred en un día típico de enero con demanda eléctrica del PP gestionada.....</i>	149
Figura 59 <i>Caso II escenario B: Operación de la microrred en un día típico de abril con demanda eléctrica del PP gestionada.....</i>	151
Figura 60 <i>Caso II escenario C: Operación de la microrred en un día típico de julio con demanda eléctrica del PP gestionada.....</i>	153
Figura 61 <i>Caso II escenario D: Operación de la microrred en un día típico de octubre con demanda eléctrica del PP gestionada.....</i>	155
Figura 62 <i>Caso III escenario A: Operación de la microrred en un día típico de enero con demanda eléctrica del PP no gestionada.....</i>	157
Figura 63 <i>Caso III escenario B: Operación de la microrred en un día típico de abril con demanda eléctrica del PP no gestionada.....</i>	159
Figura 64 <i>Caso III escenario C: Operación de la microrred en un día típico de julio con demanda eléctrica del PP no gestionada.....</i>	161
Figura 65 <i>Caso III escenario D: Operación de la microrred en un día típico de octubre con demanda eléctrica del PP no gestionada.....</i>	163
Figura 66 <i>Caso IV escenario A: Operación de la microrred en un día típico de enero con demanda eléctrica del PP gestionada.....</i>	165
Figura 67 <i>Caso IV escenario B: Operación de la microrred en un día típico de abril con demanda eléctrica del PP gestionada.....</i>	167
Figura 68 <i>Caso IV escenario C: Operación de la microrred en un día típico de julio con demanda eléctrica del PP gestionada.....</i>	169
Figura 69 <i>Caso IV escenario D: Operación de la microrred en un día típico de octubre con demanda eléctrica del PP gestionada.....</i>	171

Resumen

Existen localidades rurales en Ecuador en donde el suministro de energía eléctrica es intermitente lo que provoca desmejora en la calidad de vida, evitando que se generen o potencialicen procesos productivos, lo que conlleva a que los habitantes abandonen sus localidades, estos aspectos pueden ser mejorados al suministrar energía eléctrica en forma ininterrumpida. Frente a estos aspectos, en esta investigación se propone una metodología para la planificación de microrredes considerando la gestión de cargas flexibles de los procesos productivos, los recursos renovables disponibles, demanda eléctrica residencial, y demandas no controlables de los procesos productivos. La metodología propuesta fue validada al implementarla en la zona rural “Los Laureles” perteneciente a la parroquia de Sangay (Nayamanaca) ubicada en el cantón Palora, los resultados muestran que al considerar en el modelamiento la disponibilidad de los recursos naturales, la gestión de cargas flexibles de proceso productivos, se logra reducir el tiempo de activación de las bombas de agua (cargas flexibles) asociadas a la producción de Pitajaya en la zona, debido a que esta demanda maximiza el aprovechamiento de los recursos energéticos (agua, irradiancia), obteniendo un portafolio económico óptimo con el mix tecnológico más apropiado. La metodología es lo suficientemente general para que pueda ser aplicada a otras localidades considerando otros procesos productivos, con el propósito de maximizar el uso de recursos renovables y minimizar los costos de operación e inversión.

Palabras clave:

- **MICRORREDES ELÉCTRICAS**
- **PARROQUIA DE SANGAY**
- **REDES ELÉCTRICAS - PROCESOS PRODUCTIVOS**

Abstract

There are rural places in Ecuador where the supply of electricity is intermittent, which causes a deterioration in the quality of life, problems which start or potentiated production processes, which achieve that the inhabitants leaving their localities, these aspects can be improved by supply uninterrupted electrical demand. Faced with these aspects, this research proposes a methodology for planning microgrids considering the management of flexible loads of production processes, available renewable resources, residential electricity demand, and non-controllable demands of production processes. The proposed methodology was validated in the rural area "Los Laureles" belonging to the parish of Sangay (Nayamanaca) located in the Palora. The results show that when the modeling the availability of natural resources, the management of loads flexible production processes are considered, it is possible to reduce the activation time of the water pumps (flexible loads) associated with the production of Pitajaya, because this demand maximizes the use of energy resources (water, irradiance), obtaining an optimal economic portfolio with the most appropriate technological mix. The methodology is sufficiently general so that it can be applied to other locations considering other production processes, in order to maximize the use of renewable resources and minimize operating and investment costs.

Key words:

- **ELECTRIC MICROGRIDS**
- **PARISH OF SANGAY**
- **ELECTRICAL NETWORKS - PRODUCTION PROCESSES**

Capítulo I

1. Problema de Investigación

1.1. Antecedentes

Abastecer el consumo eléctrico es uno de los grandes desafíos que enfrenta la humanidad a causa de un crecimiento poblacional, y este recurso hoy en día es considerado como básico para el desarrollo de familias, comunidades y naciones. La dificultad que se presenta al momento de brindar acceso a la energía eléctrica por parte de empresas de distribución en áreas remotas o aisladas crean un problema de alto impacto de estudio, especialmente en países subdesarrollados donde se presenta un mayor índice de habitantes en zonas rurales (Rodríguez M., 2020).

Así también en la actualidad las industrias de producción están presentando mayor atención a la importancia de la energía eléctrica en sus operaciones, dado que se apoyan directamente en este recurso para su alta disponibilidad, calidad de productos y cumplimiento de objetivos sostenibles con un enfoque ambicioso. Las empresas locales de distribución a menudo poseen dificultades para abastecer la energía requerida para el cumplimiento de los objetivos de las industrias, por lo tanto, las empresas de producción se motivan para incorporar nuevos suministros de electricidad para adaptar una mejor gestión y sustentabilidad en sus procesos productivos (Schoonenberg, 2017).

Una importante alternativa se está estudiando para solucionar los problemas mencionados, se trata de las microrredes, sistemas que permiten proporcionar una generación sin depender de una interconexión nacional de electrificación, puesto que los avances tecnológicos y los acuerdos internacionales han logrado que la producción

de energía eléctrica no sea principal y únicamente de grandes plantas de generación tradicionales, más bien a partir de fuentes de energías renovables (Renewable Energy Sources (RES)) y (Carpintero M., 2019).

Según (Mehigan L., 2018) menciona que existe una posible alternativa para aumentar el abastecimiento de energía eléctrica, se habla del uso de generación distribuida (Distributed Generation (DG)), donde varios investigadores buscan métodos para integrar la DG en sistemas eléctricos centralizados, donde también estos se encuentren lo más cerca posible del consumidor final.

Por ende, en la literatura se menciona según (Mariam, 2016) y (Sood, 2019) que el uso de la denominada microrred (MG) ha generado gran impacto, ya que se presenta como una solución viable y sostenible a nivel mundial.

Se encuentran diversos estudios que tienen relación con el desarrollo de MG a nivel mundial, para abastecer con mayor cobertura de electricidad en países. Algunos de estos se indican en la **Tabla 1**.

Tabla 1

Investigaciones sobre estudios de implementación de microrredes en el mundo

Tema	Discusión	Región	Referencia
Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems.	Estudio de vanguardia para MG experimentales y sistemas de prueba, investigaciones que mejorarían la práctica de pruebas de MG, convirtiendo en soluciones fáciles para su conversión.	América del Norte, Europa y Asia	(Lidula N., 2011)
Microgrid testbeds around the world	Estudio de la evolución reciente de las microrredes que se utilizan en todo el mundo en aplicaciones de la vida real, así como en aplicaciones	Latinoamérica	(Hossain E., 2014)

Tema	Discusión	Región	Referencia
	de laboratorio para la investigación, en donde se aportan posibles descubrimientos para suministrar energías confiables.		
Rural microgrids and its potential application in Colombia. Renewable and Sustainable Energy Reviews	Revisión sobre las microrredes en el mundo, analizando particularmente los casos instalados en áreas rurales como solución al problema de acceso a la energía en áreas aisladas.	Colombia	(Gaona, 2015)

Nota. Se muestran algunas de las investigaciones más importantes de microrredes alrededor del mundo en donde se detalla su título, discusión del tema, lugar donde fue realizada la investigación y su referencia bibliográfica.

En la **Tabla 2** se presentan proyectos actuales a favor del desarrollo de generación distribuida, generación sustentable y generación a partir de recursos renovables considerando procesos productivos, así también los nuevos estudios de microrredes, que ya no se centran únicamente en abastecimiento eléctrico a zonas rurales, más bien con un nuevo enfoque que pretende mejorar el desarrollo productivo local a partir de un dimensionamiento óptimo de la planificación de la microrred.

Tabla 2

Investigaciones y proyecto de generación distribuida y microrredes enfocados a procesos productivos.

Tema	Discusión	Región	Referencia
A dynamic model for the energy management of microgrid-enabled production system.	<p>En los últimos años, las instalaciones industriales están dedicando cada vez más atención a la importancia de la energía en sus operaciones. Apoya directamente los desafíos de alta disponibilidad, excelencia de calidad y cumplimiento con objetivos de sostenibilidad cada vez más ambiciosos. Estos objetivos a menudo están más allá del alcance de los servicios eléctricos, por lo que este trabajo, en cambio, considera sistemas de producción habilitados para microrredes. En semejante. En este caso, la empresa de producción está motivada para almacenar su suministro de energía para adaptar su gestión. y entrega a las necesidades de su sistema productivo. La introducción de microrredes en un sistema de producción entorno abre varias nuevas actividades de gestión de energía industrial. Aquí, el poder dinámico de la microrred las actividades de equilibrio en la escala de tiempo de las operaciones son de suma importancia. Por lo tanto, este artículo busca desarrollar un modelo de gestión de energía dinámica para sistemas de producción habilitados para microrredes.</p>	Estados Unidos	(Schooneberg, 2017)
Energy audits in industrial processes	<p>Las mejoras de eficiencia, como la adopción de muchas medidas de eficiencia energética, representan un motor para aumentar el rendimiento de los procesos industriales debido a los costos económicos relacionados y los impactos ambientales significativos. La auditoría energética, una herramienta</p>	Estados Unidos	(Kluczek, 2017)

Tema	Discusión	Región	Referencia
<p>Estrategias de sustentabilidad de micro-redes/smart - farm en la comunidad mapuche José Painecura de Hueñalihuen</p>	<p>bien conocida para analizar el flujo de energía y evaluar las oportunidades de ahorro de energía, se demuestra en este documento como uno de los pasos de una iniciativa de eficiencia energética.</p> <p>Esta investigación tiene como objetivo el análisis de estrategias de sustentabilidades basadas en las características ambientales, sociales, culturales, económicas y política-institucionales de la comunidad Mapuche José Painecura de Hueñalihuen.</p>	Chile	(Suárez F. A., 2018)

Nota. Se detalla una recopilación de grandes trabajos que se están desarrollando, en donde la esencia principal de estos son el mejoramiento y sustentabilidad de los procesos productivos diversos en varios sectores, que por lo general son rurales, a partir de la innovación de generación de energía eléctrica, dando como un indicio que el desarrollo de microrredes enfocado en Procesos Productivos es una propuesta real y factible para el desarrollo de localidades en una región.

Sin embargo, en los trabajos mostrados en la **Tabla 2**, no se han reportado propuestas de microrredes que incluyan en la formulación de la planificación a los Procesos Productivos de localidades. En este proyecto de tesis este aspecto tendrá relevancia en la propuesta de una metodología de planificación de microrredes.

1.2. Planteamiento del Problema

(Niez, 2010) concluye que parte del desarrollo económico de las localidades en zonas rurales se da gracias al acceso de la electricidad, permitiendo la reducción de la pobreza, la reducción de migrantes rurales hacia las ciudades, crecimiento en el desarrollo productivo, o el mejoramiento del acceso a la salud y educación.

Existe alta dificultad al momento de brindar acceso a la energía eléctrica por parte de empresas de distribución en áreas rurales creando un problema de alto impacto de estudio, especialmente en países subdesarrollados, como es el caso de Ecuador (Chica A., 2017) (Rodríguez M., 2020). En Ecuador existe una cobertura del 97.3% de abastecimiento eléctrico en la región (ARCONEL, Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2020), el 2.7% se muestra afectado para su desarrollo local, en donde la amazonia es la región más golpeada, entre varias comunidades rurales alrededor del país.

Según (Rodríguez M., 2020) en la conclusión de su estudio menciona que Ecuador posee un gran potencial para implementación de MG, como una solución sostenible, por lo tanto, es necesario realizar estudios enfocados en el diseño e implementación de estructuras de MG de manera adecuada, centrándose en los aspectos importantes como son los sociales, económicos, culturales y políticos. En base a lo mencionado se encuentra un desafío para investigaciones de MG en Ecuador, teniendo en cuenta las principales políticas vigentes en materia del uso de energías Renovables no convencionales.

Actualmente, los entes reguladores se han dado cuenta de la necesidad de integrar a las unidades de generación distribuida, es así como en el 2018 se generó la normativa de regulación denominada “Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica” (ARCONEL, 2018).

La energía eléctrica es la base de la productividad, además, las fuentes de producción están distribuidas es así que en Ecuador existen varias localidades rurales las cuales dependen de la electricidad para su desarrollo económico (Paredes L. P., 2019), por ende el desabastecimiento eléctrico afecta directamente al desarrollo de procesos productivos, por lo tanto en este proyecto de tesis la propuesta de planificación generada se aplicará a un caso de estudio real en la localidad de Los Laureles en el cantón Palora, una localidad del Ecuador ubicada en la región amazónica en la provincia de Morona Santiago, en donde la afectación principal por parte de cortes de abastecimiento eléctrico frecuentes recae en la producción y proceso de preparación de pitajaya para su exportación en los centros de acopio de la localidad. Los productores actualmente buscan estrategias de abastecimiento eléctrico con generación en base a combustibles fósiles, que impactan al medio ambiente e incurren en gastos por el consumo de combustible poco eficientes, para solventar emergencias y lograr las metas de producción, pese a ello se han presenciado pérdidas por parte de los pequeños centros de acopio que no disponen de una generación emergente. Los centros de acopio dependen de la electricidad para el lavado, limpieza, secado por aire comprimido y empaclado de la pitajaya para su exportación, cuando presentan un corte eléctrico, son obligados a realizar el proceso manualmente, y si no cumplen con la carga de mercadería establecida no podrán enviarla a su respectiva embarcación de exportación, resumiéndose a grandes pérdidas económicas y laborales.

Por ende, se busca realizar un estudio de planificación de microrredes considerando procesos productivos para encontrar una alternativa viable para solución de este problema (Días, 2021).

El crear una metodología para planificación de microrredes que apoye los procesos productivos de una localidad, permitirá mejorar la calidad de vida de sus habitantes, y el incremento de los ingresos familiares de los miembros de la localidad rural y con ello el apoyo a la economía de un país.

1.3. Justificación e Importancia

El uso de Energías Renovables no Convencionales, son una solución viable y sustentable como fuente principal de abastecimiento eléctrico para uso de zonas rurales (Ubilla K., 2014). Esto se puede afirmar ya que en la etapa de operación los costos económicos pueden llegar a ser bajos en comparación con otros proyectos de electrificación tradicional y a esto se suma la oportunidad de el uso de los recursos renovables propios del sector, ayudando a la disminución del impacto ambiental, contribución a la sustentabilidad del territorio, crecimiento del desarrollo productivo, mejoramiento de salud y educación, respetando patrimonios naturales y comunidades nativas (Leary J., 2012).

La motivación de la investigación a desarrollar radica en mejorar la calidad de vida en zonas rurales logrando que se generen o potencialicen procesos productivos evitando que los habitantes de estas zonas abandonen sus localidades, esto se puede lograr dotando de suministro energético adecuado. Por lo que este proyecto de tesis se centra en el estudio para crear una metodología factible para la planificación de microrredes en las comunidades rurales considerando procesos productivos, con un

estudio de caso en la localidad Los Laureles perteneciente a la parroquia Sangay (Nayamanaca) del cantón Palora en Ecuador para validar el diseño.

Con el objetivo de evaluar nuevas alternativas para la electrificación de comunidades aisladas que dependen de la energía eléctrica para mejorar, aumentar y prosperar en sus sistemas productivos enfocado en su desarrollo local en el país de Ecuador. El análisis se basará en un diseño de metodología con configuración óptima de una microrred que considera procesos productivos realizada a través un software especializado de optimización en base a varios conjuntos de datos (inputs). Este software especializado incluye un algoritmo de optimización robusto y flexible que simplificará significativamente el proceso de diseño para evaluar opciones de menor costo para microrredes, aprovechamiento viable de recursos naturales y otros sistemas de energía eléctrica de generación distribuida (Clairand J., 2019).

Tradicionalmente en las actuales investigaciones, la metodología de dimensionamiento y planificación de microrredes se apoya en el uso de software Homer, pero el presente trabajo propone una alternativa diferente en base a un software de algoritmo de optimización especializado que presentará mayor flexibilidad al momento de programar un sistema óptimo ideal para planificar una microrred que permiten involucrar aspectos productivos, esta metodología busca ser flexible de tal forma que pueda ser fácilmente replicada para otros procesos productivos en distintas localidades.

El presente trabajo de investigación incluye varias etapas, las cuales se presentan a continuación: a) Estudio e investigación de tópicos relacionados. b) Identificación de variables fluctuantes como entradas para el diseño de una microrred, considerando los aspectos de producción. c) Proponer una metodología de planificación

óptima de microrredes considerando procesos productivos. d) Proponer un problema de optimización para la planificación de la microrred. e) Resolver el problema de optimización con ayuda de herramientas computacionales. f) Aplicar y validar la propuesta en una localidad para la cual es necesario realizar levantamiento de información de esta.

1.4. Objetivos Generales y Específicos

1.4.1. *Objetivo General*

Desarrollar una metodología para la planificación de una microrred considerando recursos naturales disponibles en la zona así como también los requerimientos de energía para el mejoramiento sustentable de procesos productivos en localidades rurales.

1.4.2. *Objetivos Específicos*

- Recolectar la información pertinente para realizar la planificación de una microrred considerando procesos productivos.
- Formular el problema de optimización para la planificación de una microrred enfocado en procesos productivos.
- Realizar el levantamiento de información con las entradas para la metodología propuesta.
- Implementar y validar la metodología propuesta en un caso de estudio.

1.5. Variables de Investigación

1.5.1. *Variable Independiente*

Diseño de una metodología para la planificación óptima de una microrred.

1.5.2. *Variable Dependiente*

Abastecimiento o incremento de la calidad de suministros en las localidades rurales que poseen procesos productivos.

1.6. Hipótesis

Al implementar la metodología propuesta de planificación óptima de microrredes se logrará abastecer la demanda eléctrica para procesos productivos en las localidades rurales, al menor costo de inversión.

Capítulo II

2. Marco teórico

2.1. Microrredes

Según (F. Katiraei, 2008) define a una microrred generalmente como un componente de un sistema de distribución de energía que observa la generación y cargas asociadas como un subsistema compuesto por una diversidad de recursos energéticos distribuidos (Distributed Energy Resource (DER)) y con diversos tipos de usuarios finales que consumen electricidad, con capacidad de trabajar conectados a la red o también en modo aislado de la red eléctrica principal de la región. La microrred tiene como característica principal ser el promotor de futuras redes de distribución activas con capacidad de aprovechamiento máximo de DER's si se considera que esta funciona con una gestión eficiente.

Según (Carpintero M., 2019) menciona que existen varias definiciones de microrred por diferentes organizaciones e investigadores, (Energy, 2011), (CIGRÉ, 2015) (Siemens, 2011), todas ellas son similares con poca variación, se puede generalizar en tres factores importantes de funcionamiento técnico: a) Capacidad de conectarse a la red o trabajar en modo isla. b) Límites eléctricos altamente definidos. c) Poseer un sistema de control capaz de gestionar los recursos energéticos para abastecimiento de las cargas.

Según (Rodríguez M., 2020) define a una microrred es un sistema de energía flexible y eficiente que opera a media o baja tensión. Además, una MG está compuesta por varias unidades DG y sistema de almacenamiento de energía (Energy Storage

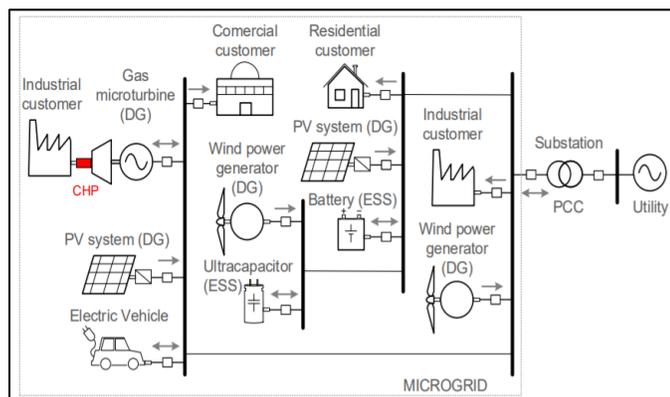
System (ESS)), que alimentan un grupo de cargas. Las unidades de DG pueden ser de dos tipos: renovables, o convencionales.

El autor define a una microrred como un componente de un sistema de abastecimiento de energía eléctrica óptimo y eficaz implementado tanto para media como para baja tensión, compuesta por un conjunto configurado Recursos Energéticos Distribuidos (Distributed Energy Resource (DER)) con fuentes de energías renovables (RES) convencionales o no convencionales y ESS la cual abastecen una demanda previamente analizada.

Una estructura típica de microrred que incluye cargas y las unidades DER se muestran en la **Figura 1**.

Figura 1

Estructura de microrred compuesta de DER's y cargas.



Nota. Estructura de microrred compuesta de DER's y cargas (Rodríguez M., 2020).

2.2. Proyección de Microrredes en Ecuador

Si bien es cierto en Ecuador las microrredes se presentan como un tema nuevo, que está en sus inicios y con enfoques de crecimiento a través de varias investigaciones

en instituciones y universidades del país. (Rodríguez M., 2020) Aunque algunos autores mencionan ya el término de microrredes en sus investigaciones de generación eléctrica con DER's, como es el caso de (Saltos, 2018), Ecuador no posee ninguna implementación de microrredes y por ello tampoco se puede hablar de una gestión de la misma en dicha región. Sin embargo, Ecuador posee varias fuentes de energía renovables e implementación de DER's, las cuales son un punto de partida esencial para comenzar trabajos de planificación de microrredes proyectadas a un futuro no muy lejano. Para ello se debe conocer el estado actual de abastecimiento eléctrico de Ecuador, así también como sus más recientes investigaciones en dicho campo, apoyado por la fundamentación en la literatura especializada en estos tópicos.

2.3. Potencia Generada en el Ecuador

Según las estadísticas de (ARCONEL, Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2020) del balance nacional de energía eléctrica a abril de 2020, Ecuador produjo 8685.76mw de potencia nominal de energía eléctrica y 8073.31mw de potencia efectiva de energía eléctrica, constando como la mayor cantidad de abastecimiento de energía eléctrica generada por el sistema nacional interconectado (SNI). estos valores enmarcan la generación total, abarcando tanto la región insular como la región continental. así también se identifican la potencia efectiva generada por cada tipo de sistema; SNI, continental no interconectada e insular no interconectada las cuales se indican en la **Tabla 3**.

Tabla 3

Potencia efectiva producida el 2020 por cada sistema en Ecuador.

Sistema	Potencia Efectiva MW	%
SNI	7022,08	86.97
Continental no interconectada	1022,52	12.66
Insular no interconectada	28,71	0.36
Total	8073,31	100

Nota. Se muestra la potencia efectiva que produjo Ecuador en el año del 2020 detallando el tipo de sistema, como la potencia del SNI, continental no interconectado e insular no interconectado (ARCONEL, Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2020).

También (ARCONEL, Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2020) se presenta un resumen de la potencia efectiva producida en el año 2020 por tipo de energía que se muestra en la **Tabla 4**.

Tabla 4

Potencia Efectiva por tipo de energía

Potencia Efectiva en Generación de Energía Eléctrica		MW	%
Energía Renovable	Hidráulica	5.046,63	62,51%
	Eólica	21,15	0,26%
	Fotovoltaica	26,74	0,33%
	Biomasa	136,40	1,69%
	Biogas	6,50	0,08%
Total Energía Renovable		5.237,42	64,87%
No Renovable	Térmica MCI	1.638,61	20,30%

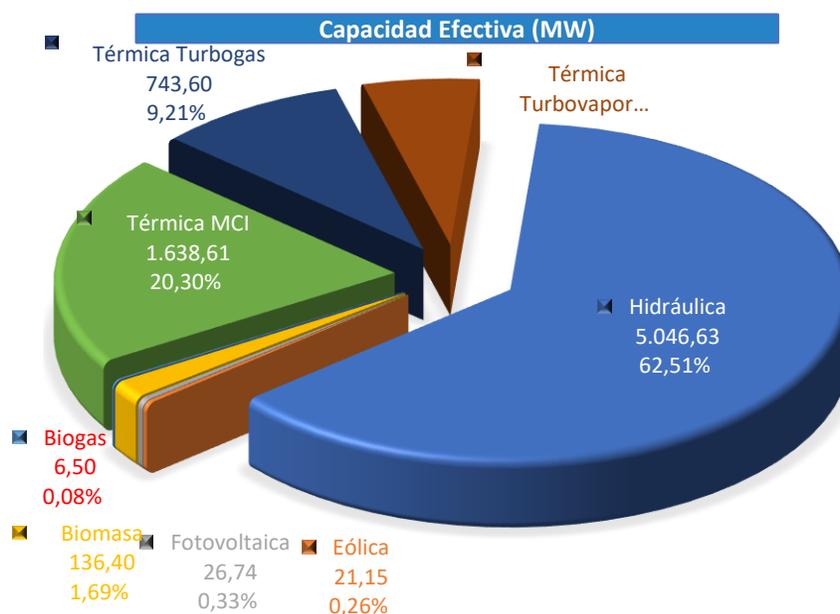
Potencia Efectiva en Generación de Energía Eléctrica		MW	%
	Térmica	743,60	9,21%
	Turbogas		
	Térmica	453,68	5,62%
	Turbovapor		
Total Energía No Renovable		2.835,89	35,13%
Total Potencia Efectiva		8.073,31	100,00%
Interconexiones		MW	%
Interconexiones	Colombia	525,00	82,68%
	Perú	110,00	17,32%
Total Interconexiones		635,00	100,00%

Nota. Se detalla la potencia efectiva en generación de energía eléctrica en MW y el porcentaje que cubre a nivel nacional de abastecimiento tanto de energías renovables y no renovables del año 2020 (ARCONEL, Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2020).

Como se observa en la **Figura 2**, la capacidad efectiva máxima de potencia para el 2020 en Ecuador, es abastecida en su mayoría de fuentes hidráulicas con un 62.54% del total, considerada una fuente de energía renovable convencional, mientras que las energías no renovables convencionales, térmicas con motor de combustión interna (MCI), turbogas y turbovapor, abarcan el 35.13%, siendo el restante energías renovables no convencionales apenas el 2.36% de la capacidad total.

Figura 2

Gráfica de capacidad Efectiva en MW, Ecuador 2020



Nota. Se observa que la capacidad efectiva en MW generada en Ecuador posee un pequeño porcentaje para energías renovables no convencionales, mientras que la capacidad hidráulica prevalece con el porcentaje más alto considerada como energía renovable convencional (ARCONEL, Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2020).

2.3. Fuentes de Generación Disponible en Ecuador

Se presentan los datos estadísticos rescatados de (ARCONEL, Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2020) de la producción de energía e importación en la **Tabla 5**.

Tabla 5*Producción de energía e importación*

Producción Total de Energía e Importaciones		GWh	%
	Hidráulica	24.691,89	77,07%
Energía Renovable	Eólica	83,21	0,26%
	Fotovoltaica	37,04	0,12%
	Biomasa	423,90	1,32%
	Biogas	41,64	0,13%
	Total Energía Renovable	25.277,68	78,89%
No Renovable	Térmica MCI	4.486,24	14,00%
	Térmica	1.117,74	3,49%
	Turbogas		
	Térmica	1.151,51	3,59%
	Turbovapor		
Total Energía No Renovable	6.755,50	21,08%	
Total Producción Nacional	32.033,18	99,98%	
Interconexión	Colombia	6,93	0,02%
	Perú	-	0,00%
	Importación	6,93	0,02%
Total Producción Nacional + Importación	32.040,10	100,00%	

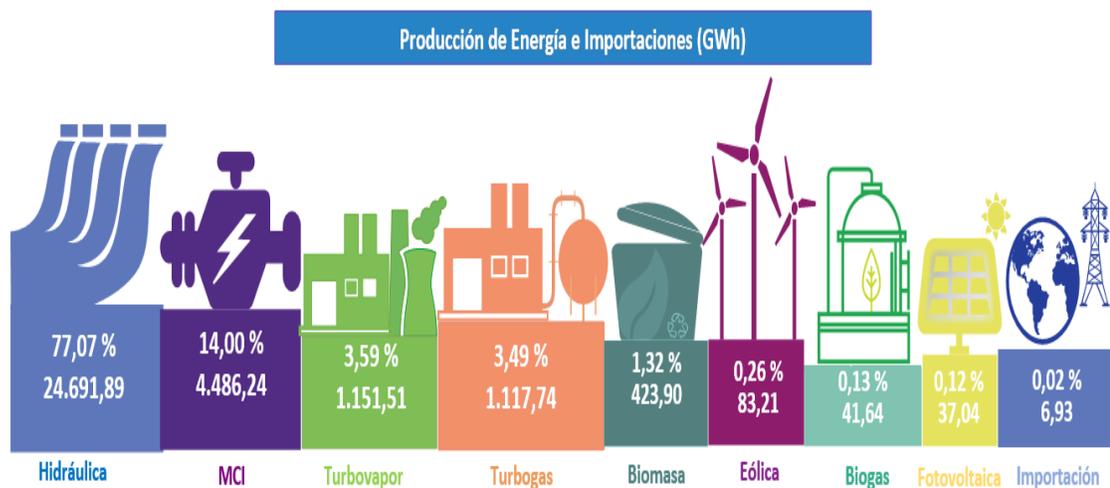
Nota. Se muestra la producción de energía e importaciones en GWh tomado de (ARCONEL, Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2020)

Ecuador posee 9 fuentes de generación hasta la actualidad, en donde se identifica que la mayor participación pertenece a la generación hidráulica, denominada como una fuente de energía renovable, cubriendo el 77.07% siendo la mayor parte de generación en el país, le sigue con un 14% la generación térmica MCI, mientras que las energías renovables no convencionales abarcar únicamente el 1,83% de producción energética (ARCONEL, Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2020).

En la **Figura 3** se observa una representación didáctica que sintetiza los datos observados en la **Tabla 5**, en donde se denota los porcentajes de la producción energética e importaciones en GWh de Ecuador para el año 2020.

Figura 3

Producción de Energía e Importaciones (GWh) en Ecuador



Nota. Se observa detalladamente el porcentaje y producción energética e importaciones en GWh en una forma ilustrativa tomado de (ARCONEL, Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2020).

2.4. Fuentes de Energías Renovables en Ecuador

En la **Tabla 6** se presentan los 5 tipos de fuentes de energía renovable que posee Ecuador hasta el 2018, con su número de centrales eléctricas, también la potencia real medida en MW.

Tabla 6*Fuentes de energía renovables en Ecuador hasta 2018*

Tipo	Número de centrales Eléctricas	Potencia Real (MW)
Hidráulica	29	5041
Biomasa	3	136.40
Eólica	3	21.15
Fotovoltaica	34	26.74
Biogás	2	6.50

Nota. Se observa que prevalece con la mayoría de las fuentes hidráulicas con 29 centrales en todo el país como fuente de generación energética renovable convencional y la biomasa con 3 fuentes como renovable no convencional

Según (Agencia de Regularización y Control de Electricidad, 2018) En 2018, la potencia nominal a nivel nacional fue 8.676,89 MW; de los cuales, 5.271,74 MW (60,75 %) corresponden a centrales con fuentes de energía renovable y 3.405,14 MW (39,24 %) a centrales con fuentes de energía no renovable. Las fuentes de energía renovable que aprovechó el país para la generación de electricidad en 2018 fueron: hidráulica, biomasa, fotovoltaica, eólica y biogás. La capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas destaca mayoritariamente (96,2 %) entre las de tipo renovable. Estas centrales se encuentran instaladas en tres regiones del Ecuador: costa (2 provincias), sierra (9 provincias) y Amazonía (4 provincias).

En la **Tabla 7** se detalla la potencia nominal y efectiva de centrales de generación con fuentes de energía renovable por provincia. Azuay presenta la mayor concentración de potencia nominal, conformada principalmente por los 1.075 MW de la central hidroeléctrica Paute de CELEC EP unidad de negocio Hidropaute. En segundo

lugar, se encuentra Napo, con el aporte de 1.500 MW de la central Coca Codo Sinclair de CELEC EP Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair.

Tabla 7

Potencia de centrales de generación con fuentes de energía renovables

Tipo de central	Provincia	Potencia nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Biogás	Azuay	1.06	1.00
	Pichincha	6.20	5.50
Total Biogás		7.26	6.50
Biomasa	Cañar	29.80	27.60
	Guayas	114.50	108.80
Total Biomasa		144.30	136.40
Eólica	Galápagos	4.65	4.65
	Loja	16.50	16.50
Total Eólica		21.15	21.15
Fotovoltaica	Cotopaxi	2.00	2.00
	El Oro	5.99	5.99
	Galápagos	2.60	2.60
	Guayas	3.98	3.98
	Imbabura	4.00	3.99
	Loja	5.99	5.12
	Manabí	1.50	1.49
	Morona Santiago	0.37	0.37
	Pastaza	0.20	0.20
	Pichincha	1.00	1.00
Total Fotovoltaica		27.63	26.74
Hidráulica	Azuay	2042.49	2067.39
	Bolívar	8.00	8.00
	Cañar	32.33	32.33
	Carchi	4.82	4.15
	Chimborazo	16.33	15.65
	Cotopaxi	47.39	45.27
	Guayas	213.00	213.00
	Imbabura	75.45	76.61
	Los Ríos	57.57	56.20
	Morona Santiago	138.01	137.52
	Napo	1557.50	1532.65
	Pichincha	146.10	144.60
	Sucumbíos	49.71	49.71
	Tungurahua	495.30	470.96
	Zamora Chinchipe	182.40	182.40

Tipo de central	Provincia	Potencia nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
	Total Hidráulica	5066.40	5036.43
	Total general	5266.74	5227.22

Nota. Se detalla la generación que produce en MW cada una de las fuentes de energía renovables tomadas del informe de (Agencia de Regularización y Control de Electricidad, 2018).

Se consideran sistemas aislados aquellos que no están conectados al Sistema Nacional Interconectado (SNI), estos sistemas suministran energía eléctrica a sitios de difícil acceso; así como también, proveen electricidad a instalaciones hidrocarburíferas. (Agencia de Regularización y Control de Electricidad, 2018).

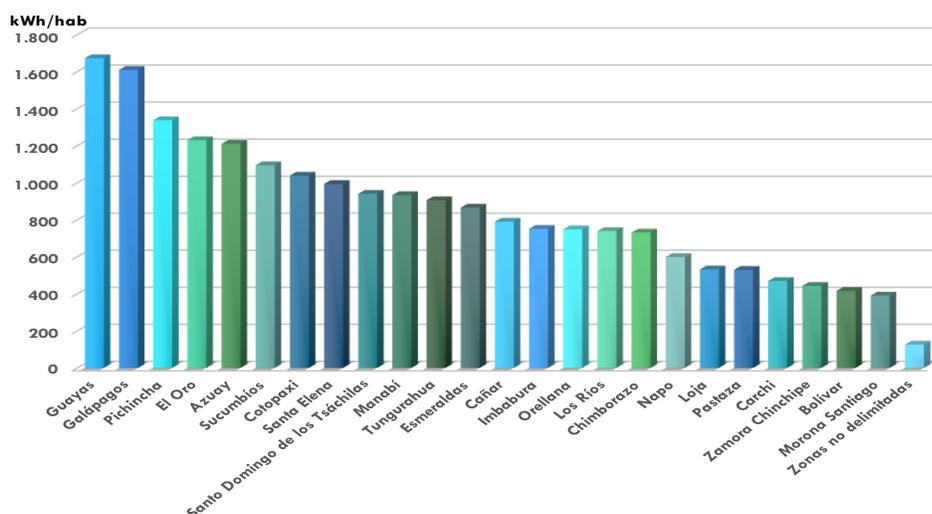
En Ecuador no existe reportes actualizados de estos sistemas mencionados.

2.5. Acceso a la Electricidad en el Ecuador

El consumo per cápita representa la relación que existe entre el consumo de energía y la población. La población es obtenida de las proyecciones poblacionales del Ecuador, a partir del VII censo de población y VI de Vivienda 2010 realizadas por el INEC (ARCONEL, Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2020) se puede visualizar en la **Figura 4**.

Figura 4

Consumo de energía per Cápita Ecuador 2017



Nota. Se muestra una gráfica por provincia y número de habitantes que acceden al servicio de energía eléctrica en el país, desafortunadamente estos valores no se han actualizados por parte de las estadísticas realizadas por el ARCONEL desde el año 2017 tomada de (ARCONEL, 2020).

En **Tabla 8** la se muestra la cobertura eléctrica en el Ecuador por región en donde se puede observar que el país tiene una cobertura total del 97.33%, siendo la provincia de Morona Santiago con menor porcentaje de cobertura con 86.16%, seguido de Esmeraldas y Pastaza con 878.80% y 89.30% respectivamente, mientras que las provincias con mayor cobertura eléctrica son Pichincha con 99.75% y Galápagos con 99.63%, mientras que la región con menor cobertura eléctrica es la amazónica con un total de 93.12%.

Tabla 8*Cobertura de Electricidad en el Ecuador 2017*

Regiones y Provincias	2017
Azuay	98,83%
Bolivar	91,59%
Cañar	96,32%
Carchi	99,14%
Cotopaxi	97,09%
Chimborazo	93,79%
Imbabura	98,83%
Loja	99,34%
Pichincha	99,75%
Tungurahua	97,68%
Santo Domingo	98,96%
Región Sierra	98,48%
El Oro	98,27%
Esmeraldas	87,80%
Guayas	97,79%
Los Ríos	97,13%
Manabí	97,80%
Santa Elena	89,34%
Región Costa	96,72%
Morona Santiago	86,16%
Napo	89,47%
Pastaza	89,30%
Zamora Chinchipe	97,92%
Sucumbíos	96,99%
Orellana	97,16%
Región Amazónica	93,12%
Galápagos	99,63%
Región Insular	99,63%
Total Nacional	97,33%

Nota. Se indica el porcentaje que posee cada provincia en todo el Ecuador de la cobertura eléctrica. Tomado de (ARCONEL, Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2020).

Se observa que al tener el 97.33% de cobertura de energía eléctrica, no significa que sea de buena calidad ya que en varias localidades rurales del Ecuador presentan aun inconvenientes en la electrificación en sus comunidades, presentando fallas, apagones, interrupciones, falta de mantenimiento, entre otros inconvenientes, llegando a observar un panorama de escasas evoluciones técnicas para el mejoramiento de la calidad energética en el país.

2.6. Investigaciones Relacionadas a Energías Renovables en el Ecuador

En la **Tabla 9** se muestran algunas de las investigaciones realizadas en el Ecuador acerca de implementaciones y usos de fuentes de energías renovables no convencionales (NCRES), que, pese a que no son considerados proyectos de MG, son un indicio mostrando como se están abordando este tipo de investigación en el país.

Tabla 9

Investigaciones de NCRES en el Ecuador

Tema	Discusión	Región	Referencia
Modelado y simulación de un sistema híbrido de panel solar y aerogenerador en la localidad de Molleturo en Ecuador	El modelado, simulación y análisis de las ecuaciones de conversión de energía que describen el comportamiento de un sistema híbrido fotovoltaico y aerogenerador, sistema híbrido para generación de energía eléctrica, se codificó y los resultados se compararon con datos experimentales.	Molleturo - Ecuador	(Icaza D., 2017)
Evaluación cuantitativa de sistemas híbridos de calefacción de agua doméstica basados en energía solar en zonas andinas del Ecuador	Este trabajo muestra una evaluación cuantitativa de diferentes sistemas solares híbridos utilizados para ACS para mitigar el consumo de energía eléctrica y GLP,	Zonas Andinas Ecuador	(Serrano, 2017)

Tema	Discusión	Región	Referencia
Dimensionamiento de sistemas híbridos de almacenamiento de energía para respuesta en frecuencia de parques solares en Ecuador	mostrando los beneficios económicos y ambientales. Viabilidad de utilizar granjas solares en combinación con sistemas híbridos de almacenamiento de energía (HES) para la provisión de respuesta de frecuencia basada en una metodología de dimensionamiento.	Ecuador	(Vaca, 2017)
Sistema de Generación Eléctrica por Fuentes Eólicas y Solares en el Entorno Arqueológico del Cerro Curiqinga de Quingeo- Ecuador	Este análisis se ha realizado para que luego de que el GAD (Gobierno Autónomo Descentralizado) de Quingeo u otra institución relacionada con el área eléctrica en Ecuador pueda en un corto plazo llevar a cabo su implementación.	Quingeo- Ecuador	(Icaza, 2018)

Nota. Se presenta Investigaciones actuales de Energías renovables no Convencionales realizadas en Ecuador.

2.7. Investigaciones Relacionadas a Microrredes en Ecuador

En la **Tabla 10** se presentan varias investigaciones relativamente nuevas, mostrando una fase inicial de planificación de MG en el Ecuador proyectándose a futuras implementaciones centradas principalmente en las zonas aisladas y con menor cobertura de energía eléctrica como es el caso de las Galápagos y la región amazónica.

Tabla 10*Investigaciones de MG en el Ecuador*

Tema	Discusión	Región	Referencia
Microgrids as Electrification Alternatives for the Amazon Region in Ecuador	Analiza las alternativas de energía renovable para la región amazónica de Ecuador. Se evalúan dos escenarios considerando diferentes tipos de generación. Se realiza un espacio de búsqueda, y para cada escenario se obtiene la configuración óptima en términos de costos.	Ecuador-Amazonía	(Clairand, 2019)
Modelo de estado estacionario de la Microrred del laboratorio de Balzay de la Universidad de Cuenca”	Se consiguió integrar los diferentes equipos que componen la microrred y simularlos conjuntamente, obteniendo parámetros estimativos como potencia activa, tensión y corriente.	Cuenca – Ecuador	(Chica P., 2017)
Las Microrredes vistas desde un sistema de información Geográfica.	Se logró demostrar la estrecha relación que existe entre las fuentes renovables de energía (en el caso del estudio solar) y el espacio territorial, de tal manera que esta relación es proporcionalmente transitiva a las microrredes.	Manabí – Ecuador	(Saltos, 2018)
Micro-Red Eléctrica Inteligente Aislada aplicada a un Sistema de Alumbrado Público	Operación y control de los convertidores estáticos de energía de una microrred eléctrica inteligente aplicado a un sistema de alumbrado público a partir de fuentes de energía renovables solar fotovoltaica y eólica. El estudio fue realizado en la estación meteorológica “La Tola” ubicada en la parroquia rural de Pifo, Quito -Ecuador.	Quito- Ecuador	(Suárez W. O., 2020)

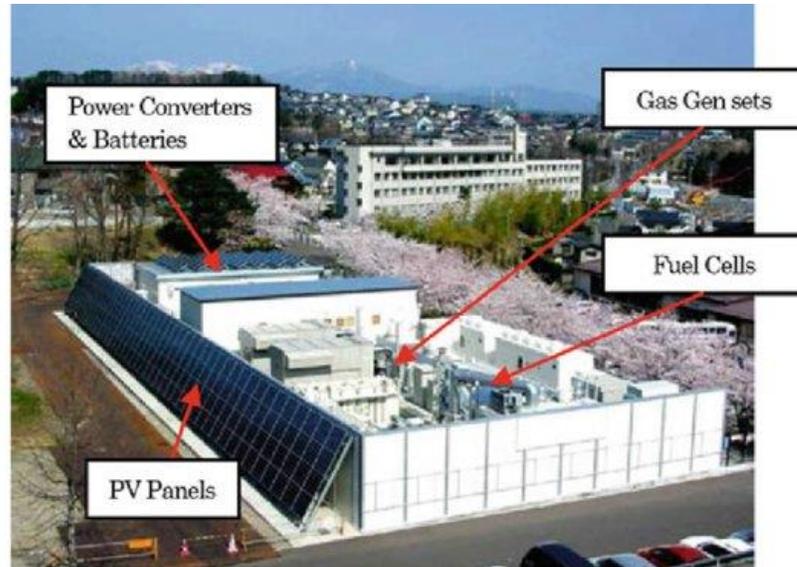
Tema	Discusión	Región	Referencia
Power generation planning of Galapagos' microgrid considering electric vehicles and induction stoves	Este trabajo discute el problema de planificación de generación en microrredes insulares a base de diesel con RES, considerando la electrificación del transporte y cocinas de inducción, para reducir su impacto ambiental, y aplicado a las comunidades de Santa Cruz y Baltra en las Islas Galápagos en Ecuador. Se desarrolla un modelo de línea base en HOMER para el sistema existente con generación diesel y RES, mientras que la demanda de vehículos eléctricos y cocinas de inducción se calcula a partir de los datos de conducción de vehículos y hábitos de cocina en las islas, respectivamente.	Galápagos	(JM Clairand, 2018)
Energy Management in Isolated Microgrids of the Ecuadorian Amazon Region	Los objetivos de este trabajo se basan en establecer, por medio de microrredes en base a energía fotovoltaica y dispositivos de almacenamiento, un sistema ordenado que suministra eléctrica a comunidades remotas, que se encuentran alejadas de los centros de distribución de energía eléctricas en la Provincia de Morona Santiago, en la Región Amazónica del Ecuador.	Morona Santiago	(Paredes L. S., 2019)

Nota. La tabla muestra investigaciones relacionadas a energías renovables en Ecuador, que pese a no existir alguna implementación en el país de microrredes ya se presentan las primeras indagaciones en este campo en la actualidad.

2.8. Tipos de Microrredes

Según (Microgrids Group at Berkeley Lab, 2016) ha determinado que existen cuatro tipos de microrredes descritas a continuación:

Microrredes verdaderas; son denominadas microrredes auto gestionadas. Generalmente la mayoría de estos sistemas son de este tipo y fáciles de comprender ya que hacen uso con facilidad de la tecnología actual y marco legal y regulatorio. El usuario posee una determinada libertad en el momento de la operación de su consumo eléctrico del lado de su medidor. El marco regulatorio de una microrred, dependiendo la región, se encuentran ya vigentes, pero son menores y no muy estrictas. Actualmente se trabaja alrededor del mundo en la masificación de este tipo de sistemas y ya se encuentran ejemplos reales, como es el caso de “The Sendai Microgrid Project” **Figura 5**, realizado por (New Energy and Industrial Technology Development Organization, 2005 - 2008.) en Japón. Un referente de las microrredes reales que siguen en operación hasta el día de hoy, con un gran desempeño durante el tsunami y terremoto ocurrido el 2011, y fue capaz de mantener el servicio eléctrico, abasteciendo el hospital de Tohoku University durante un par de días, que duró el black out. (Ricciardi, April 2013).

Figura 5*Microrred Sendai, Japón*

Nota. Se observa el proyecto microrred real Sendai en Japón creada entre el 2005 y 2008, en donde se detalla sus partes principales, constituida por paneles fotovoltaicos, generador electrógeno a gas, baterías, pilas de combustible y conversores de potencia (Ricciardi, April 2013).

Microrredes de servicio público, comunitario; son un tipo de sistema que se enfocan en un segmento a las redes de distribución. Prácticamente no existe mucha diferencia con las microrredes, pero lo que les caracteriza es que tiene una perspectiva de modelación a partir de marcos regulatorios y de negocios, debido a que poseen infraestructura del sector público y de sus servicios tradicionales. Las remuneraciones obtenidas poseen mayor relevancia, debido a estos sistemas están obligados a cumplir distintas normativas vigentes en el sector del servicio público. Un referente de este tipo de sistemas es la microrred San Diego Gas and Electric Company's construida en California **Figura 6**, en una comunidad residencial de más de 2800 personas y los

dueños y responsables de la distribución están a manos del sector de abastecimiento de servicios públicos y los recursos energéticos distribuidos (DERs) pertenecen a los usuarios (Bresnahan, 2020).

Figura 6

Microrred Electric Company's, California



Nota. Se observa la microrred creada en Sendai Japón donde se aprecia el arreglo fotovoltaico (Bresnahan, 2020).

Microrredes virtuales; son sistemas no muy conocidos y poco implementados, pero son tomados en cuenta en la literatura. Se tratan de sistemas cubiertos por sistemas de recursos energéticos distribuidos, con la diferencia que son coordinados para que estos puedan ser visualizados por la red como una única unidad controlada. Entendiendo que una microrred debe ser un sistema con la capacidad de operar en modo isla o múltiples islas controladas para que coordinen entre ellas. (MORALES, 2017)

Sistemas de energía remota; son sistemas que no tienen la capacidad de funcionar con conexión a la red, funcionan únicamente en sistemas aislados, los cuales involucran tecnologías iguales. Como ejemplo palpable de este tipo de sistema se hace

referencia al proyecto desarrollado por un equipo de expertos de la Universidad de Chile para abastecer a las comunidades rurales de Huatacondo, ver **Figura 7**, abasteciendo de electricidad a 150 habitantes con un modelo participativo de forma activa y propio mantenimiento del sistema.

Figura 7

Sistema de energía remota en Huatacondo, Chile.



Nota. Comunidad andina de Huatacondo – Chile, la cual su comunidad es abastecida por una microrred denominada sistema de energía remota obtenida de (MORALES, 2017).

Tomando en cuenta que se presentan diversas condiciones y caracterización de diferentes localidades sumandos a las necesidades que presentan un sistema de microrred puede producir, se conoce la importancia que abarca una correcta y necesaria planificación de estos nuevos sistemas de abastecimiento energético, y son puntos de importancia para obtener una operación correcta y eficiente en su implementación.

2.9. Planificación de Microrredes

Según (Hatziaargyriou, 2014) define a la planificación, como aquel procedimiento realizado previamente antes de pasar a la etapa de implementación y operación de un sistema que es necesario para cumplir un funcionamiento de característica óptimas y factibles. En este estudio se enfoca particularmente a las microrredes, la cual busca en una operación optimizada enfocándose en diversos ítems como es el objetivo de minimizar costos de inversión sujetos a las diferentes limitaciones técnicas que se pueden presentar, objetivos de carácter técnico como es el correcto funcionamiento garantizando funcionalidad y confiabilidad de la red de distribución, con el fin de reducir variaciones de tensión y pérdidas de energía eléctrica, así también cumplir objetivos ambientales como son la reducción de la huella de carbono, minimizar emisión de contaminantes y finalmente a su vez se puede generar propuestas multiobjetivo donde se abarcan todos los puntos anteriormente mencionados correlacionándolos a través de una valoración económica, como por ejemplo en el trabajo de (MORALES, 2017) que propone una metodología que se centra en el abastecimiento de energía eléctrica en comunidades rurales, donde el aspecto social, cosmovisión y cultura de las etnias forman parte importante para el desarrollo del estudio como agentes activos del proyecto, por ende hace uso de investigación en campo, acercamiento con las comunidades y entrevistas semiestructuradas o la metodología según (Paredes L. P., 2019) consiste, en iniciar un estudio con la literatura acerca del marco legal regulatorio asociado a la situación problemática que se aborda. Además, se expone los índices de cobertura Eléctrica en la ubicación establecida, se determinan las características territoriales, geográficas y demográficas de la región en este caso, de la provincia de Morona Santiago. Posteriormente, se desarrollan las hipótesis y las consideraciones tomadas en cuenta para el diseño del sistema de paneles

solares fotovoltaicos y el almacenamiento a través de baterías en el sistema, a más de la estrategia de control y de gestión de energía desarrollada.

2.10. Caracterización de Incertidumbre de los Recursos Renovables

Los principales puntos de incertidumbre de las microrredes están asociados a las predicciones de curvas de demanda y los fenómenos atmosféricos que afectan directamente a los recursos energéticos renovables, las cuales están estrechamente relacionadas con la generación energética distribuida y abastecimiento del sistema. Por lo tanto, se hace uso de herramientas computacionales para desarrollar y derivar modelaciones de energías renovables no convencionales y carga, gracias a su gran capacidad para representar sistemas dinámicos no lineales (Alfares, 2020).

2.10.1. Sistema de Generación Fotovoltaico (PV)

Antes de hablar del sistema de generación fotovoltaico hay que comprender que la fuente principal del recurso para este sistema es la energía provocada por el sol o denominada energía solar. Esta fuente de energía es aquella que mantiene al planeta Tierra a la temperatura adecuada y mantiene los ciclos hidrológicos, crean climas y vientos.

La agencia internacional de energía (2020), dice que, al desarrollar distintos tipos de tecnologías solares de características limpias, inagotables y económicas, crearán un alto beneficio a largo plazo. El desarrollo de este tipo de energías solares creará un aumento a la seguridad de consumo energético en varios países con el uso de fuentes de energía locales que serán inagotables e independientes a importaciones, aumentando la sostenibilidad de la población, reducción tanto de la contaminación actual como la de los efectos del cambio climático y evitando un incremento

considerable de valor económico de los combustibles fósiles que se consumen en la actualidad.

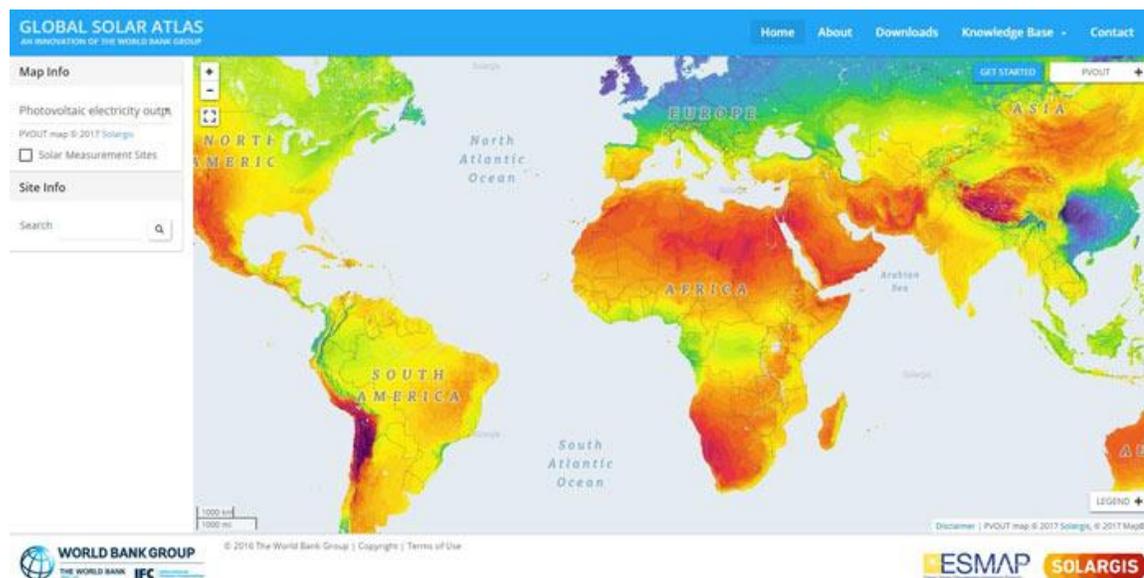
La energía solar es una fuente de energía considerada de origen renovable, captada a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética provocada por el sol.

La Luz del sol como su calor se puede aprovechar actualmente mediante su captación por medio de colectores térmicos o celdas solares, las cuales se pueden transformar en energía térmica o energía eléctrica.

Cada región en el mundo posee una cierta cantidad de radiación provocada por el sol por cada hora transcurrida. Como se muestra en la **Figura 8**.

Figura 8

Global Solar Atlas

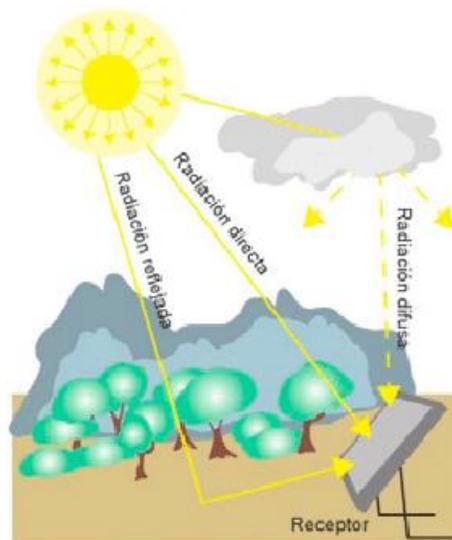


Nota. Se presenta una captura del atlas solar del mundo tomado de (GLOBAL ATLAS SOLAR, 2021).

La radiación solar es la energía emitida desde una fuente medida en [W], mientras que la irradiancia solar es aquella potencia de radiación por unidad de superficie medida en [W/m²]. La radiación solar se clasifica según la forma de proyección e incidencia sobre la superficie Terrestre, emitiendo las siguientes formas mostrada en la **Figura 9**.

Figura 9

Componentes de la radiación solar sobre un plano inclinado



Nota. Se identifica los 4 tipos de radiación que produce el sol y como incide sobre un panel fotovoltaico tomado de (Sepúlveda, Enero de 2018).

- a) Radiación directa: es la que proviene directamente del sol y se caracteriza por generar sombras definidas.
- b) Radiación difusa: es la radiación absorbida y dispersada por la atmósfera que llega a la superficie terrestre.

- c) Radiación reflejada: es aquella reflejada por los componentes y obstáculos de la superficie terrestre y depende del coeficiente de reflexión de la superficie; también llamado “albedo”.
- d) La radiación global incidente corresponde a la suma de estas 3 formas de radiación, donde en general se puede despreciar la radiación difusa, debido al mínimo aporte al total de la radiación.

2.10.2. Características de una Planta Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica, consiste en la transformación de la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica” (A. Cardenas, 2016). La transformación se lo realiza mediante células fotovoltaicas ubicadas en paneles, con rendimientos del 15% hasta el 20%.

2.10.3. Dimensionamiento de una Planta Fotovoltaica.

Al momento de realizar el diseño de una instalación con paneles fotovoltaicos es necesario conocer el recurso que esta lo genera, por lo tanto, se debe conocer la radiación que recae en el lugar de estudio y esta está dada en $[W/m^2]$ (A. Cardenas, 2016), Además se necesita tener el dato del rendimiento y el área del panel fotovoltaico, del inversor y de la planta de generación. A partir de estas variables se calcula la energía máxima suministrada por la planta fotovoltaica dada por la ecuación (1).

$$E_w = Irradiacia [W/m^2].Area [m^2] * \eta_{panel} \quad (1)$$

En donde:

$E_w =$ Energía producida por el panel en [w]

$\eta_{panel} =$ Eficiencia del panel

La energía máxima producida por la planta está en función de la radiación producida en el lugar de estudio, el lugar de incidencia del panel fotovoltaico, la eficiencia del panel, eficiencia de los inversores y la eficiencia de la instalación en general.

En (1) se considera únicamente la eficiencia de los paneles y se hace el análisis en una sola hora del día específica. Para la metodología planteada por los autores se realizará el análisis, de las 24 horas del día, para una semana típica para 4 meses típicos explicados en de la sección 3.1.6 tomando en cuenta todas las eficiencias restantes.

El área es función del número total de paneles y de sus dimensiones de fábrica, por lo tanto, el área se calcula como se indica en la ecuación (2).

$$\text{Area [m}^2\text{]} = \text{Número Total de Paneles} * \text{Ancho}_{\text{panel}}[\text{m}] * \text{Largo}_{\text{panel}}[\text{m}] \quad (2)$$

El número total de paneles depende de la potencia instalada que se pretende implementar en la planta, y se realizaría tomando en cuenta la ecuación (3).

$$\text{Número Total de Paneles} = \frac{P_{\text{Total instalada}}}{P_{\text{nomina}_{\text{panel}}}} \quad (3)$$

2.10.4. Análisis Económico de la Planta Fotovoltaica.

Para la realización de cualquier proyecto es importante conocer el costo de inversión y el conjunto de pagos periódicos e iguales conocido como anualidad (Alejandra, 2016). Una manera simplificada de estimación del costo de la electricidad para un sistema fotovoltaico es asumir que se realiza un crédito para el financiamiento de todo el proyecto. A partir del valor anual que se debe cubrir al banco por el préstamo

y es dividido por la energía anual inyectada a la red. Por lo tanto, se hace el análisis a través de la ecuación (4).

$$\text{Anualidad} = CI * CRF \quad (4)$$

Donde:

$CI = \text{Costo de Inversión}$

$$CI = \$_{panel} * \text{Número de Paneles} + \$_{inversor} + \$_{instalación} + \$_{infraestructura}$$

El costo de inversión depende de la consideración del costo por kW instalado.

Pero para simplificar el estudio se puede considerar el costo de los paneles fotovoltaicos totales más el costo de los inversores, infraestructura e instalación.

$CRF = \text{factor de recuperación de capital}$

El CRF se calcula como se indica en (5):

$$CRF = \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (5)$$

Donde:

$i = \text{Tasa de interés a la que se adquiere el crédito}$

$n = \text{Número de años en los que se piensa pagar el proyecto}$

2.10.5. Sistema de Generación Eólico (WT)

Una de las fuentes de generación de electricidad renovables no convencionales claves para el cambio de modelo energético es la energía eólica, con características de generación más limpias y sostenibles. La tecnología y avances en los estudios de la generación eólica han permitido que algunos de los parques eólicos alrededor del mundo produzcan energía eléctrica tan barata como lo hacen el carbón o las centrales

atómicas. Pese a ello la energía eólica posee varias desventajas, pero sus beneficios son mayores (FACTORENERGIA, 2018).

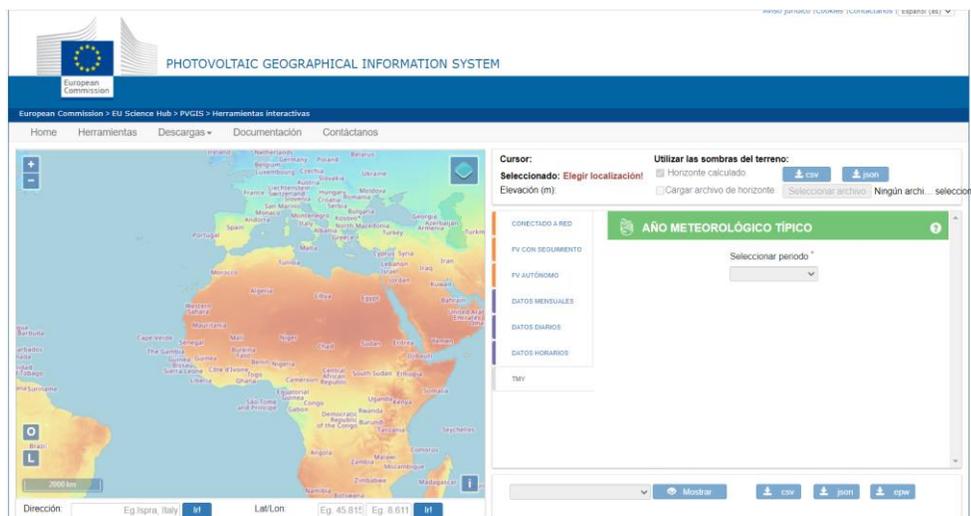
Una de las desventajas son las siguientes:

- Emisiones de polvo por construcción de caminos, transporte o fundiciones.
- Emisiones de material particulado, dióxido de azufre, óxido-nitroso y monóxido de carbono principalmente debido al uso de vehículos.
- Pérdida de vegetación y alteración de fauna por construcción de caminos y fundaciones.
- Generación de residuos sólidos (escombros, madera, etc.)
- Generación de ruido durante la construcción.
- Alteración del paisaje.
- Riesgo de colisión de aves.

Sin embargo, se sabe que la energía eólica es aquella obtenida a través de la velocidad del viento que se posee en diferentes partes del mundo, al igual que radiación solar expuesta de la sección **2.10.1**. En la **Figura 10** se observa el PVGIS de donde se obtiene la velocidad del viento.

Figura 10

Sistema de información geográfica Fotovoltaica (PVGIS)

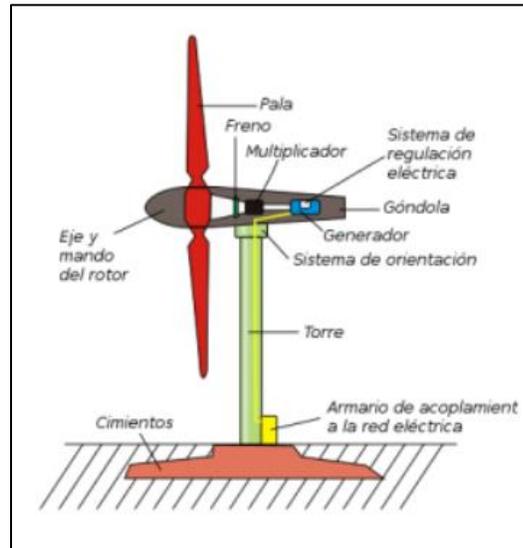


Nota. PVGIS es una plataforma en línea desarrollada por la Unión Europea que permite calcular la producción fotovoltaica y producción eólica en cualquier zona de Europa, Asia y América, en donde le permite al usuario adquirir información para las ventajas o desventajas que tuviera al momento de instalar un equipo de autoconsumo fotovoltaico o eólico en una zona geográfica determinada alrededor del mundo por hora días meses y años típicos (Commission European, 2019).

A través de lo expuesto se sabe que la energía eólica se trata de un tipo de energía cinética producida por el efecto de la corriente de aire, esta energía se la puede transformar en electricidad por medio de un generador eléctrico a través del movimiento de las aspas de un aerogenerador accionados por el viento. Las partes del aerogenerador se observan en la **Figura 11**.

Figura 11

Partes de una turbina eléctrica



Nota. Se muestra en la figura un diseño de una turbina eólica con sus partes principales (FACTORENERGIA, 2018).

Las ventajas de la energía eólica son:

- Es una fuente de energía inagotables
- Ocupa poco espacio
- No contamina
- Bajo coste
- Es compatible con actividades diversas como procesos productivos y nueva fuente de riqueza.

2.10.6. Energía del Viento

Dado que la potencia es aquella energía producida por unidad de tiempo, la potencia representada por una masa m de aire trasladándose a una velocidad a través de un área se puede determinar la siguiente expresión dada en las ecuaciones (6) y (7)

$$E_c = \frac{1}{2} m * v^2 \quad (6)$$

$$\frac{E_c}{t} = \frac{\text{Energía}}{\text{Tiempo}} = \frac{1}{2} \left(\frac{m}{t} \right) v^2 \quad (7)$$

La variación del flujo másico \dot{m} , a través de un área A , es el producto de la densidad del aire ρ , la velocidad v , y la sección transversa del área A da como resultado la ecuación (8).

$$\frac{\text{Masa que pasa a través de } A}{\text{Tiempo}} = \frac{m}{t} = \dot{m} = \rho A v \quad (8)$$

Combinando las Ecuaciones (7) y (8) se obtiene la potencia eólica P_{WT} determinada a través de la ecuación (9).

$$P_{WT} = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 \quad (9)$$

2.10.7. Curvas de Potencia de las Turbinas Eólicas

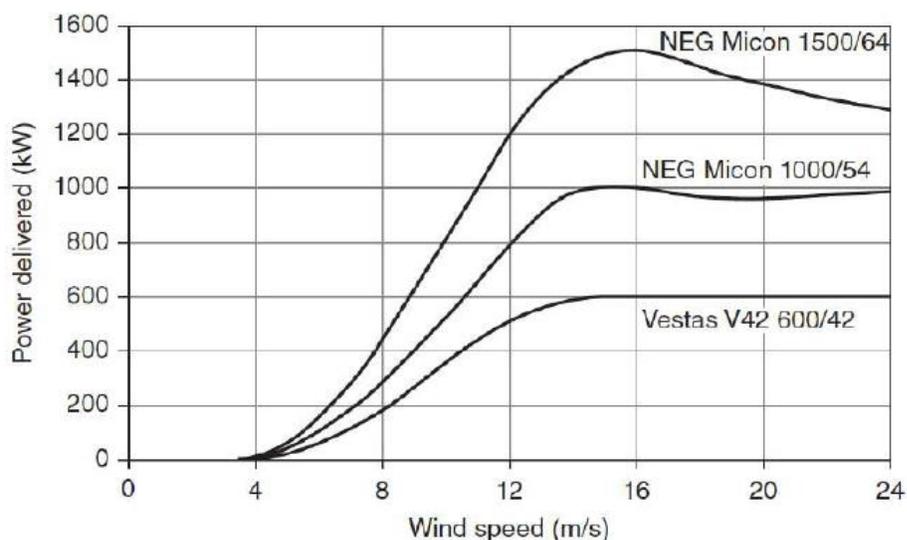
Las curvas de potencia de las turbinas Eólicas están estrechamente relacionadas a la potencia que pueden generar dependiendo la velocidad de viento en donde se vayan a aplicar, por ende, antes de diseñar la turbina es de suma importancia conocer el recurso eólico explicado en la sección **2.10.5**.

- Los fabricantes de turbinas eólicas ofrecen una amplia gama de equipos, de tal manera que los usuarios puedan seleccionarlas de acuerdo con la aplicación.
- Por ejemplo, en zonas con relativa velocidad baja de viento se requiere una turbina con un gran diámetro de rotor. Mientras que donde existan velocidades relativamente elevadas de viento se requieren aerogeneradores de mayor potencia nominal.
- Por ejemplo 1500/64 representa una turbina de 1.5 [MW] de potencia instalada y 64 [m] de diámetro.

En la **Figura 12** se muestran tres curvas de aerogeneradores, el primer número representa la potencia en [kW] y el segundo el diámetro del rotor expresado en metros.

Figura 12

Curva de potencia de las turbinas eólicas



Nota. Se observa en la gráfica que todas las turbinas poseen una velocidad del viento mínima en m/s para poder generar potencia en [kW], la cual se observa que en todas

las opciones se necesita que la velocidad del viento sea mayor a $4[m/s]$, y pese a que el sector posea dicha velocidad no trabajará a su potencia nominal y el factor de planta sería muy bajo dando como ineficiente esta tecnología, mientras que si la velocidad del viento en el lugar de análisis está por encima de la potencia máxima en la que trabaja la turbina el factor de planta aumenta, dando proyectos factibles de generación eléctrica (Ortiz V., 2020).

Se necesita realizar un análisis amplio del recurso, pues no basta con un solo día típico, sino se requiere un análisis del recurso a lo largo de un año para determinar la estacionalidad ya que no en todas las estaciones del año se posee la misma velocidad del viento y allí se pueden complementar las tecnologías para la planificación de la microrred.

2.10.8. Análisis Económico del Sistema Eólico

Para el análisis económico del sistema eólico se toma la misma metodología presentada en la sección **2.10.4** del sistema fotovoltaico con la diferencia que en la ecuación (4) El costo de inversión CI , serán los valores que se necesitan para implementar el sistema eólico.

2.10.9. Sistema de Generación Micro-hidro (MH)

Las centrales hidráulicas son sistemas que permiten el aprovechamiento de la energía cinética de la masa del agua que circulan por los distintos ríos y la convierten en energía eléctrica.

Como en la antigüedad que se creaban molinos bajo el mismo concepto para poder transformar la energía hidráulica a energía mecánica para diversos procesos productivos (Ortiz V., 2020).

2.10.10. Modelo de Centrales Hidráulicas

La energía hidráulica E de un volumen de agua V , respecto al nivel del mar se da a través de la ecuación (10).

$$E[\text{joule}] = g \left[\frac{\text{m}}{\text{s}^2} \right] * \rho \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] * V[\text{m}^3] * H[\text{m}] \quad (10)$$

Donde:

$$H[\text{m}] = \text{Altura}$$

$$V[\text{m}^3] = \text{Volumen}$$

$$\rho \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] = \text{densidad del agua}$$

Se transforma la ecuación de Joule a [kW h] y se obtiene la ecuación (11).

$$E[\text{joule}] = \frac{g \left[\frac{\text{m}}{\text{s}^2} \right] * \rho \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] * V[\text{m}^3] * H[\text{m}]}{3.6 * 10^6} \quad (11)$$

Cuando se tiene un movimiento cinético de un río, se puede tomar parte de aquella potencia generada y transformar en energía eléctrica, en gran medida, el objetivo de una central hidroeléctrica es disminuir las pérdidas de energía que posee un río y aprovechar esa energía que por razones naturales se hubiera disipado en el ambiente en toda su trayectoria.

El dimensionamiento de la potencia que se puede obtener en una central hidroeléctrica se muestra a través de la ecuación (12).

$$P = \rho * g * \eta_t * \eta_g * \eta_{tx} * Q_d * H_n * 10^{-6} \quad (12)$$

En donde:

$P =$ Potencia de la central [kW]

$\rho =$ Densidad de fluido, densidad del agua [kg/m^3]

$g =$ Aceleración de la gravedad

$\eta_t =$ Eficiencia de la turbina

$\eta_g =$ Eficiencia del generador

$\eta_{tx} =$ eficiencia del transformador

$Q_d =$ Caudal de diseño [m^3/s]

$H_n =$ Altura neta de caída [m]

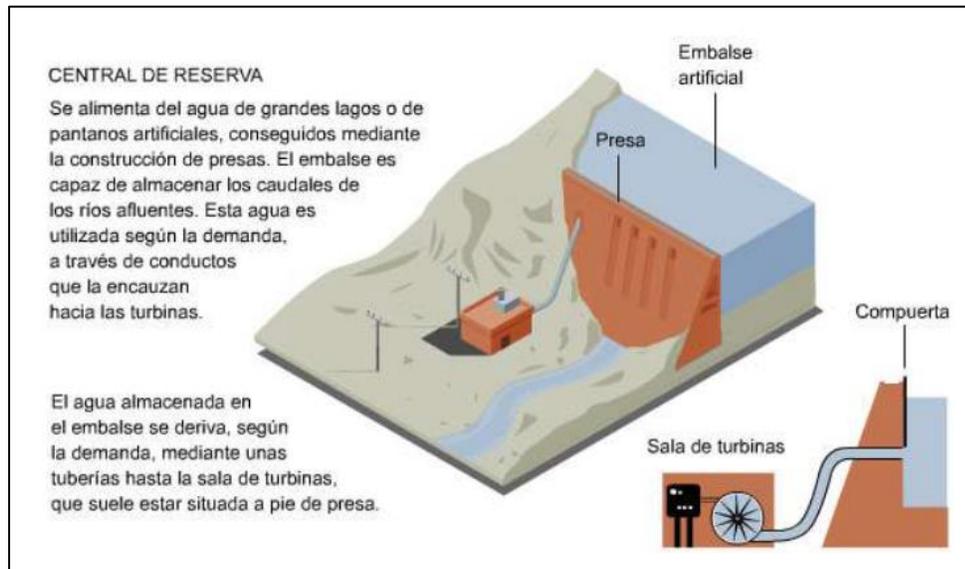
2.10.11. Tipos de Centrales Hidráulicas

Se tienen dos grandes tipos de centrales hidráulicas, las cuales son las de pasada y las de embalse.

Las centrales de embalse son centrales que poseen la construcción de una o más presas captan el agua y forman grandes lagos artificiales, que son capaces de acumular un volumen considerable de fluido, llegando a almacenar toda la energía acumulada. Como se observa en la **Figura 13**.

Figura 13

Central de embalse o de reserva

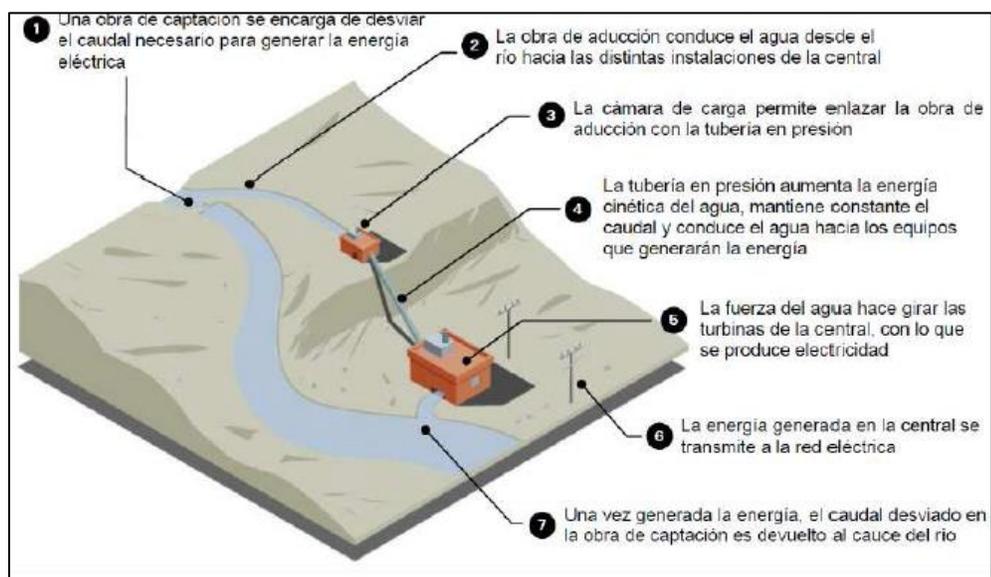


Nota. Se observa una central hidráulica con represa (Ortiz V., 2020).

Las centrales de pasada son aquellas que captan una parte del caudal del río tomando en cuenta que posee muy poca o casi nula la capacidad de acumular agua por un determinado tiempo, pero de igual manera algunas centrales hidráulicas de pasada cuentan con estanques de regulación, para poder garantizar la entrega de energía de manera más eficiente, ver **Figura 14**.

Figura 14

Central de Pasada

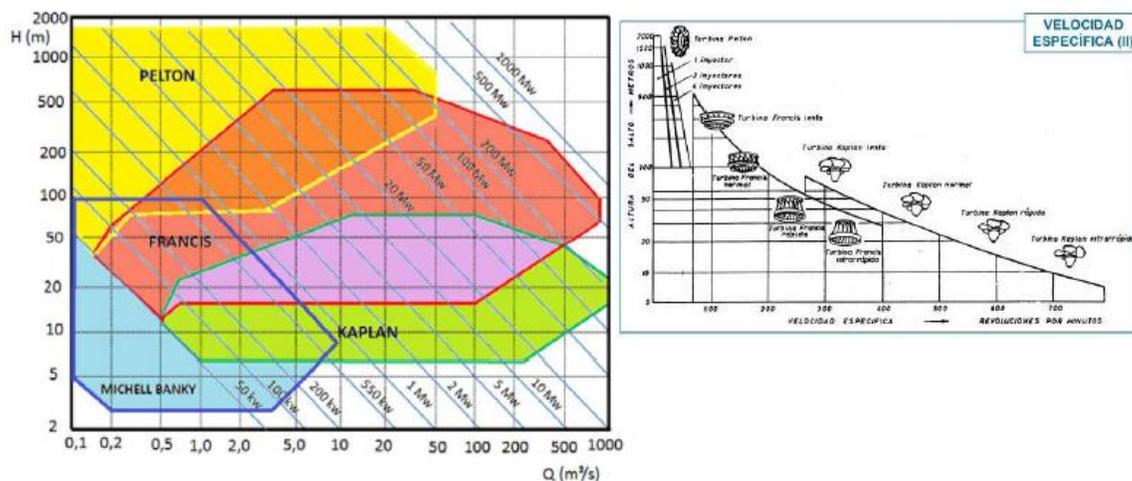


Nota. Se muestran las partes de una central hidroeléctrica de pasada donde se identifica como se realiza una desviación del caudal para que pase por la casa de máquinas haciendo girar las turbinas que producen el movimiento a los generadores eléctricos (Ortiz V., 2020).

Para la planificación propuesta por los autores se identifica que una micro-hidro es la óptima a utilizar en la microrred, debido a que se estima que la potencia sería entre 0 a 50 (OLADE, 2020), lo ideal es pensar en la central de pasada por ende se hará uso de esta la sección **3.1.6.3**. A su vez se estudia el tipo de turbina ideal para este tipo de micro hidroeléctricas. Los tipos de turbinas se muestran en la **Figura 15**.

Figura 15

Tipos de turbina



Nota. Para la planificación de la microrred, a partir del recurso obtenido por el caudal del agua y la potencia optimizada se escoge la turbina a partir de la gráfica presentada en la **Figura 15** (Ortiz V., 2020).

2.10.12. Sistema de Generación a Base de Diésel (GD)

Al hablar de los grupos electrógenos o generadores a diésel, se tiende a encontrar un uso bastante amplio debido a que hay la posibilidad que se encuentren conectados durante varias horas en el transcurso del día de operación, semanas o puede ser utilizado como fuente de energía eléctrica de respaldo cuando existe un black out, y es prendido hasta que regrese el servicio de energía eléctrica en la red.

En los procesos productivos en zonas rurales es muy común observar este tipo de generación eléctrica ya que al no tener conexión con la red son obligados a producir electricidad a través de estos generadores que hacen uso de combustibles fósiles. Por

lo que es necesario estar abastecidos de combustible para garantizar abastecimiento de la demanda.

Los equipos de estas características si se encuentran encendidos por un periodo muy largo requieren un mantenimiento preventivo o predictivo con mayor frecuencia en sus planes de mantenimiento, elevando los costos de operación.

Es importante presentar rigurosa atención al generador eléctrico y estar pendientes de su mantenimiento, ya que este está sometido a trabajar varias horas interrumpidas, y así lograr una buena eficiencia.

Por otro lado, el diésel es también interesante, pues es un combustible que genera un buen desempeño y gracias a ello se considera un generador eficiente, por ende, en una microrred siempre será tomado en cuenta ya que es una generación de respaldo que logre cubrir la demanda cuando el recurso renovable no se capaz de abastecer la potencia requerida en ciertas horas del día.

Si bien el objetivo de las energías renovables es mitigar la huella de carbono, es una realidad actual que no se puede deshacer de los generadores a diésel por completo ya que la incertidumbre del recurso obliga a los usuarios a tener la generación de respaldo para garantizar que no exista desabastecimiento eléctrico en zonas que lo requieran. Uno del objetivo de la planificación de una microrred es disminuir los costos elevados que provoca encender y generar electricidad a través de generadores a Diésel ya que el valor de dicho recurso es muy elevado a comparación de los recursos renovable.

Por ende, también se habla de la eficiencia que posee un generador ya que este parámetro va de la mano con el consumo de diésel que requiere para su

funcionamiento. En la **Figura 16** se presenta la eficiencia típica de un generador a diésel y en la **Figura 17** se detalla la eficiencia de un generador a diésel.

Figura 16

Generador Diésel

Generación Diésel

MP-250DE-60

Technical Data

Output Frequency	60 Hz
Rated Speed	1800RPM
Prime Power	225KVA/180KW
Standby Power	250KVA/200KW
Rated Voltage	440/254V
Phase	3
Power Factor	0.8
Fuel Consumption 100% Load	60.2L/Hr
Fuel Consumption 75% Load	43.8L/Hr
Fuel Consumption 50% Load	29.1L/Hr
Operation Altitude	<1500m
Ambient Temperature	<50°C

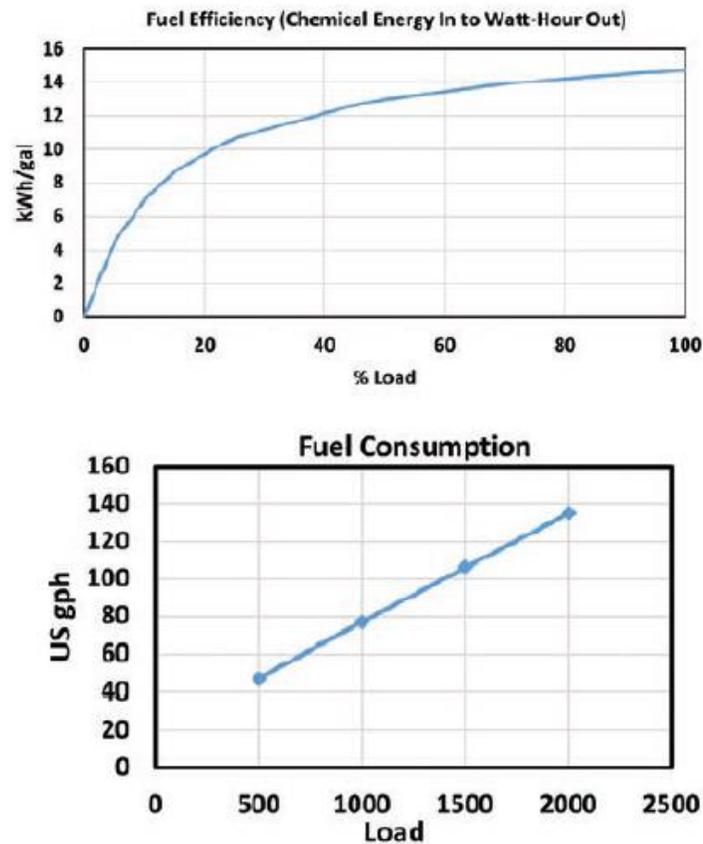


<https://www.megapowersolution.com/pdf/diesel/60HZ/MP-250DE-60.pdf>
https://www.megapowersolution.com/products/60_HZ_International/42.html

Nota. Se observa las características y datos principales de un generador a Diésel, MP-250DE-60 (Ortiz V., 2020).

Figura 17

Eficiencia típica de un Generador a Diésel



Nota. Se observa que un generador a diésel posee una característica particular descrita donde el consumo de KWh por galón aumenta de forma exponencial mientras el porcentaje de carga aumenta, por ende, es importante que el generador trabaje menos horas posible, a plena carga para obtener un costo menor del combustible (Ortiz V., 2020).

En un problema de optimización usado para planificación se requiere modelar cada uno de los generadores en el cual se requiere toma en cuenta las características del generador a diésel para que el software especializado de optimización restrinja estas características y presente resultados óptimos en la parte técnica y financiera.

Se debe tener en cuenta que el costo de *kWh* por el generador para la comparativa de los resultados de la microrred a ver si el costo del kWh del sistema propuesto lo hace financieramente competitivo con el diésel sin subsidio. Considerando que la microrred es mucho más amigable con el medio ambiente.

2.10.13. Sistema de Generación Grupo Electrónico de Gas (GGS)

El sistema de generación a gas es un tipo de generador que funciona quemando gas natural, este es almacenado y para girar unas turbinas a alta presión capaces de alcanzar rápidamente la capacidad de generación completa, suelen ser preferidos para satisfacer las cargas máximas. Se considera el modelo del generador a gas GGS propuesto por (Zidan, 2015), representado por las siguientes ecuaciones.

$$f_t^{gas} = \frac{P_t^{GGS}}{\mu^{GGS}\eta^{GGS}} \quad (13)$$

$$E_t^{CO_2} = K^{CO_2}\mu^{GGS}f_t^{gas} \quad (14)$$

En donde:

f_t^{gas} = Consumo de gas natural por GGS

P_t^{GGS} = Potencia de salida de GGS

μ^{GGS} = Densidad de energía del gas natural [kWh/kg]

η^{GGS} = La eficiencia energética de GGS

$E_t^{CO_2}$ = Huella de carbono de la energía producida

K^{CO_2} = Factor de Emisión de CO_2

2.10.14. Sistema de Almacenamiento de Energía (BESS)

Los sistemas independientes de energía necesitan algún método para almacenar la energía recolectada durante los momentos donde existe altos niveles de irradiancia y velocidades elevadas de viento, para poder usarlo durante existe ausencia de recursos energéticos.

Dependiendo de la escala, hoy en día existe un número de tecnologías disponibles. Los sistemas de almacenamiento incluyen: baterías, aire comprimido, almacenamiento por bombeo, volantes de inercia, electrólisis de agua para producir hidrógeno para pilas de combustible, entre otros.

Para los sistemas aislados de la red, sin embargo, sigue siendo los sistemas BESS (Battery Energy Storage System) la que tiene más sentido instalarla.

Entre las muchas tecnologías de batería que existen en el mercado, el conocido plomo ácido es la más común a ser usada por los sistemas fotovoltaicos. La principal competencia de las baterías de plomo-ácido convencionales son las baterías de ion-litio.

La densidad (Wh/kg) de las baterías de litio es mucho más importante para los vehículos que para aplicaciones estacionarias, pero a medida que disminuyan sus costos, es probable que se conviertan en la batería de elección para sistemas fotovoltaicos aislados.

Se debe tomar en cuenta los parámetros de carga y descarga de la batería y sus restricciones de operación. El modelamiento completo se presenta en la sección

3.1.6.6.

2.11. Demanda Eléctrica

Se entiende por demanda eléctrica la cantidad de electricidad que una serie de consumidores necesitan para abastecer sus necesidades. Por tanto, la demanda eléctrica nacional es el resultado de la suma de toda la electricidad necesaria para dar suministro a todos los consumidores del territorio nacional: industrias, empresas, oficinas, comercios, hogares, centros públicos, alumbrado entre otros (Twenergy, 2019).

2.12. Proceso Productivo (PP)

El proceso productivo es el conjunto de tareas y procedimientos requeridos que realiza una empresa para efectuar la elaboración de bienes y servicios.

También puede entenderse como una serie de operaciones y procesos necesarios que se realizan de forma planificada y sucesiva para lograr la elaboración de productos.

El proceso productivo es realizado por las empresas, las cuáles se valen de información y tecnología que es utilizada por las personas para la fabricación de los productos.

Además, las empresas desarrollan sus procesos productivos con la finalidad de poder satisfacer la demanda del mercado, que requiere los satisfactores para cubrir necesidades de consumo (Quiroa, 2021).

2.13. Marco Legal y Regulatorio

La (Resolución de la ARCONEL, 2019) indica las actuales condiciones para el desarrollo, implementación, generación y autoabastecimiento de energía eléctrica a partir de sistemas de micro generación fotovoltaica (μ SFV). La presente resolución

favorece a usuarios y empresas distribuidoras de energía que implementen μ SFV en techos, casas o edificios residenciales, con capacidad nominal de hasta 100kW en media o baja tensión, operando en sincronización con la red principal y cumpliendo con los requisitos de la ley orgánica de eficiencia energética, promoviendo una cultura que haga uso de los recursos energéticos eficientes, estas disposiciones se muestran como la única ley de energía distribuida en el Ecuador.

Algunos de los aspectos técnicos que enmarca el marco regulatorio más significativos son:

- La frecuencia de funcionamiento permitida debe ser de 60 Hz con $\pm 0,5$ Hz de error permitido.
- La tensión nominales máxima y mínima debe ser entre + 10% y -10% Respectivamente.
- El usuario de μ SFV está autorizado a vender posibles excedentes de generación de energía a la red principal, siempre que se establezcan las normas emitidas por ARCONEL.
- El valor máximo de potencia que se puede inyectar a la red principal no debe exceder el 2% en MW de la demanda máxima del área de servicio donde se ubica la empresa distribuidora.
- Si un sistema de generación de energía no está sincronizado con la red de distribución, este sistema no puede estar sujeto a las condiciones establecidas en este reglamento.

Por ende, el ARCONEL se encuentra trabajando actualmente en el desarrollo de un proyecto de establecimiento del marco regulatorio para la participación de

generación distribuida, el cual, hasta no ser aprobado y publicado, los usuarios deberán seguir la resolución antes mencionada.

La regulación de los sistemas que operan conectados a la red no se encuentra detallados en su totalidad al momento de que estos trabajen en modo isla, provocando dudas y ambigüedad en los usuarios que decidan generar electricidad aprovechando las RES's, por ende en (Rodríguez M., 2020) concluye que la implementación de MG en modo isla sería factible por el momento únicamente en las comunidades rurales que no se encuentran conectados al SNI, generando mayores beneficios, esperando ser implementadas cuando se adopten nuevas regularizaciones.

Capítulo III

3. Metodología de Planificación de Microrredes para Procesos Productivos

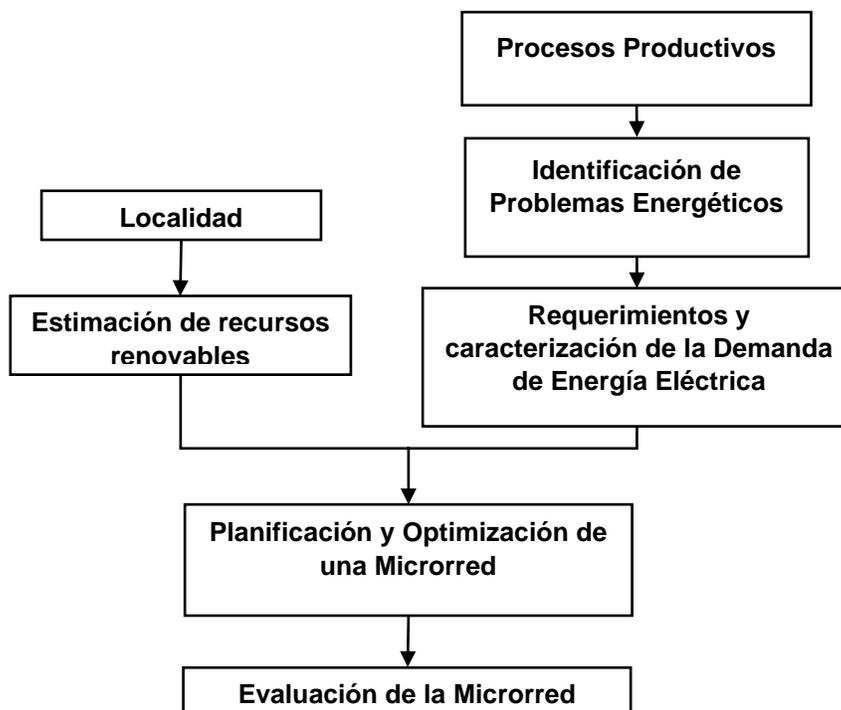
En esta sección se propone una metodología para planificación de microrredes que apoyan a procesos productivos en operación isla.

3.1. Metodología Propuesta

Para lograr un diseño de planificación de una microrred considerando procesos productivos en comunidades rurales, se presenta la metodología propuesta en la cada etapa se detallada posteriormente en la **Figura 18**.

Figura 18

Metodología de Planificación de Microrredes para Procesos Productivos



Nota. Se presenta la metodología propuesta por el equipo de investigación en donde se remarca la consideración de los procesos productivos.

3.1.1. Localidad

En la metodología de la **Figura 17** se considera inicialmente la selección de la localidad con características apropiadas para el desarrollo del diseño de la microrred por medio de la implementación de criterios técnicos y socioeconómicos aplicados en un contexto de adaptación local, en este punto se necesita realizar un acercamiento con la sociedad, la comunidad y los productores de la zona, se requiere elegir localidades donde presenten un perfil de necesidad de energía eléctrica para su desarrollo local y productivo. Es necesario visitar y conocer la realidad de las localidades, sus viviendas y su desarrollo productivo. Este es el punto inicial para el inicio de la planificación de una microrred. Una vez identificada la localidad que presente procesos productivos que pueden mejorar su productividad con la implementación de sistemas microrredes.

3.1.2. Estimación de los Recursos Renovables

Posteriormente en la estimación de los recursos renovables, se realiza un dimensionamiento ambiental del territorio y de sus recursos renovables, se hace uso de fuentes secundarias que otorguen información geográfica de la localidad en cuestión como es el caso del uso de la plataforma PVGIS, completada por información primaria obtenida por una investigación de campo y análisis de días típicos en el año diferenciando la estacionalidad de los diferentes recursos.

Este punto es de suma importancia ya que al tener los datos del recurso que posee la localidad se pretende dimensionar las tecnologías óptimas que conformen la microrred. En este estudio se realizará análisis del recurso renovables como es la radiación, la velocidad del viento, las fuentes hidrográficas y el caudal que posee los

ríos cercanos a la localidad y un análisis previo a la probabilidad de uso de baterías de almacenamiento.

3.1.3. *Proceso Productivo*

En paralelo a lo ya mencionado se encuentran los criterios de los procesos productivos. Donde se analizan los aspectos económico-productivo y político-administrativo en conjunto de productores locales y las autoridades relevantes de la comunidad, con el fin de proporcionar un diagnóstico completo acerca del desarrollo productivo real que posee la localidad, analizando problemas, necesidades y proyecciones futuras. Para ello se hace uso ya sea de encuestas o también entrevistas semiestructuradas, acercamiento al desarrollo productivo y otros encuentros entre los productores y el equipo de desarrollo del proyecto. Una participación por parte de los productores y comunidad a fin para la toma de decisiones en las distintas etapas del desarrollo del proyecto logrará proyectar mejoras y plantear en un futuro un modelo participativo de innovación tecnológica, tomando como referencia el estudio ya realizado por parte de (Sáez, 2018).

3.1.4. *Identificación de Problemas Energéticos*

En esta etapa, se realiza la identificación de problemas energéticos en la localidad seleccionada, en donde los indicadores principales serán históricos de abastecimiento eléctrico, a través de indagación en campo, subestaciones encargadas del suministro, entrevistas y encuestas. A su vez se pretende en este punto encontrar problemas que limitan el desarrollo del proceso productivo o limite los tiempos correctos de producción, con el fin de desarrollar un modelo que permita a la microrred eliminar el problema y mejorar la productividad y bienestar de las comunidades.

3.1.5. Requerimientos y Caracterización de la Demanda de Energía Eléctrica

Se continua con los requerimientos y caracterización de la demanda de energía eléctrica de la localidad, donde involucra las siguientes acciones: recolección de información primaria, generación de base de datos, generación de perfil de demanda considerando los procesos productivos de la localidad, estimación de la demanda total de la comunidad y extrapolación de la demanda eléctrica enfocada a procesos productivos.

En este punto prácticamente se realiza el estudio de la demanda a quienes va a ser dirigida la microrred, en esta se involucran varios aspectos de análisis que deben ser tomados en cuenta. Se debe realizar el análisis de la demanda en un horizonte de tiempo considerable para poder tener el panorama claro durante todo el año, ya que todos los meses no son los mismos, aún más si se tiene demandas con desarrollo productivo. Se debe realizar distintos tipos de curva según la caracterización de la comunidad. Se toma en cuenta que la demanda no va a ser la misma, fin de semana como los días laborables, se debe tomar en cuenta la demanda de servicios públicos, como alumbrado público, purificadores de agua, y la demanda del desarrollo local. Y realizar un análisis por estacionalidad del año para comprender de manera correcta el comportamiento de la demanda y así poder proyectar la mejor optimización requerida por la microrred. Algo importante también es identificar cargas controlables y no controlables. Además, las cargas que al contar con energía ininterrumpida podrán ser agregadas y mejoren la producción.

El estudio de la demanda es uno de los inputs necesarios para poder planificar la microrred ya que las tecnologías, y precios de las mismas unidades de generación se basarán a partir de cubrir dicha demanda minimizando el costo.

3.1.6. Planificación y Optimización de una Microrred

Tras los resultados obtenidos con las premisas anteriores y su diagnóstico completo del territorio en cuestión se permite desarrollar la planificación y optimización de una microrred enfocado principalmente a las necesidades productivas y realidad propia de la localidad seleccionada.

Para ello se resolverá un problema de optimización en FICO® Xpress especializado, tras la obtención de ecuaciones que involucran procesos productivos y recolección de datos (inputs) necesarios. Es importante señalar que en esta etapa a diferencia de planificaciones tradicionales de microrredes se propone incluir cargas controlables identificadas en el paso anterior que estén presentes en el proceso productivo.

3.1.6.1. Problema de Optimización

El objetivo de la planificación de una microrred con procesos productivos es maximizar los beneficios técnicos y minimizar los costos de inversión considerando varias tecnologías de generación. Para ello se presenta una función objetivo general se detalla en la ecuación (16) donde el objetivo principal es minimizar los costos de Inversión del proyecto (*CI*) juntamente con los costos de Operación (*CO*).

$$Min = CI + CO \quad (15)$$

En la ecuación (16) se indica la función objetivo con los costos de Inversión correspondientes al total de capacidad a instalar de las distintas tecnologías generadoras de energía considerando en el presente estudio el costo de recuperación del capital (CRF) como se indica en la sección **2.10.4** y la sumatoria de todos los costos de operación, en un horizonte de tiempo, que engloban los costos de mantenimiento de

cada una de las tecnologías, el costo de la energía no suministrada ENS del sistema más los valores del costo de vertimiento (Curtailment) tanto de sistema fotovoltaico (PV) como del sistema Micro-hidro (MH), para delimitar y no caer sobre un sobredimensionamiento de las tecnologías mencionadas.

$$\begin{aligned}
 objective := & \left(\frac{CRF * n}{8760} \right) \\
 & * (C_{PV} * P_{PV_{INST}} + C_{BESS} * P_{BESS_{INST}} + C_{MH} * P_{MH_{INST}} + C_{WT} \\
 & * P_{WT_{INST}} + C_{GGS} * P_{GGS_{INST}} + C_{GD} * P_{GD_{INST}}) \\
 & + \sum (C_D * P_{GD}(t) + C_{Gas} * P_{GGS}(t) + E_{CO2}(t) * C_{CO2} + C_{ENS} \\
 & * ENS(t) + C_{CURTAILMENT} \\
 & * (P_{Vc}(t) + M_{Hc}(t) + P_{WTc}(t)) + C_{MH_{op}} * P_{MH}(t))
 \end{aligned} \tag{16}$$

En la función objetivo se plantea el análisis para que el programa optimice un resultado por horas en un horizonte de tiempo dado.

Donde:

$CRF =$ Factor de recuperación del capital, es obtenido a través de la ecuación (5).

$n =$ número de días de análisis, 8760 representa el total de horas que se tiene en un año completo.

$C_{PV} * P_{PV_{INST}} =$ Costo de inversión fotovoltaico * potencia instalada fotovoltaica

$C_{BESS} * P_{BESS_{INST}} =$ Costo de inversión de BEES * potencia instalada de BEES

$C_{MH} * P_{MH_{INST}} =$ Costo de inversión Minihidro * potencia instalada Minihidro

$C_{WT} * P_{WT_{INST}} =$ Costo de inversión Eólico * potencia instalada Eólica

$C_{GGS} * P_{GGS_{INST}} =$ Costo de inversión GGS * potencia instalada GGS

$$C_{GD} * P_{GD_{INST}} = \text{Costo de inversión } GD * \text{potencia instalada } GD$$

$$C_{GD} * P_{GD}(t) = \text{Costo del diésel} * \text{potencia generada de } GD$$

$$C_{Gas} * P_{GGS}(t) = \text{Costo del gas} * \text{potencia generada } GGS$$

Hay que tener en cuenta que en el modelo se considera el impuesto al carbono del grupo electrógeno a gas y del generador a diésel, para así el suministro de energía de estas tecnologías sea realizado cuando el recurso renovable y natural sea bajo o nulo, para así asegurar que la contaminación e impacto ambiental de estos dos sistemas sea reducido. El modelamiento se presenta en la ecuación (17).

$$E_{CO2} * C_{CO2} = \text{huella de carbono} * \text{Impuesto al carbono} \quad (17)$$

La obtención del parámetro E_{CO2} se detalla en la sección **3.1.6.5** y **3.1.6.4** Según la tecnología ya sea para el sistema de generación a diésel o el sistema GGS.

$$C_{ENS} * ENS(t) = \text{Costo de Penalización por energía no suministrada}$$

ENS , representa la energía no suministrada cuando la generación no cubre la totalidad de la demanda se procede a realizar un deslastre de carga para que la microrred no caiga en Black Out, Para ello se penaliza la energía no suministrada para que el sistema posea mayor confiabilidad de suministro eléctrico.

En la Ecuación (18) se representa el valor del vertimiento por kW de cada una de las tecnologías que poseen recurso renovable (PV, MH, WT)

$$C_{CURTAILMENT} * (PV_C(t) + MH_C(t) + WT_C(t)) \quad (18)$$

Sumado al costo de operación de la MH en el horizonte de tiempo $C_{MH_{op}} *$ $P_{MH}(t)$, cabe recalcar que para la tecnología PV también se puede considerar los costos de operación, pero al ser estos muy mínimos se consideran despreciables en el modelo.

Es importante destacar que la función objetivo es flexible para seguir agregando tecnologías si fuera necesario.

El problema de optimización requiere el modelamiento de las unidades, así como las restricciones a las que esta sujeta, que se describen a continuación.

3.1.6.2. Modelo Fotovoltaico (PV)

Para el modelo Fotovoltaico se toma la ecuación (1) explicada en la sección 2.10.3 tomando en cuenta la eficiencia del panel y la eficiencia del inversor. A su vez se divide para 100000 con el objetivo de obtener un valor en Kilowatt por unidad en base 100 (kW_{pu}) como se indica en la Ecuación (19).

$$P_{PV(t)} = \frac{Irradiancia(t) * A_{panel} * n_{inversor}}{100000} \quad (19)$$

Para el modelamiento del sistema Fotovoltaico se consideran las restricciones mostradas en la ecuación (20) y (21).

$$PV_C(t) \leq P_{PV}(t) \quad (20)$$

$$P_{PV}(t) \leq P_{PV_{INST}} \quad (21)$$

Donde (20) indica que Potencia de vertimiento (*CURTAILMENT*) ($PV_C(t)$) del sistema Fotovoltaico la misma que debe ser menor o igual a la potencia generada por el panel fotovoltaico en el tiempo $P_{PV}(t)$.

Mientras que (21) indica que la potencia generada por el sistema fotovoltaico ($P_{PV}(t)$) debe ser menor o igual a la Potencia Instalada PV ($P_{PV_{INST}}$).

3.1.6.3. Modelo Micro-hidro (MH)

La potencia total generada por la unidad hidroeléctrica en zonas potenciales se determina a través de la ecuación (12) explicada en la sección 2.10.10.

La ecuación (22) representa la generación de potencia necesitada por la MH la cual depende de la gravedad, densidad, altura (h), caudal y la eficiencia total (n_{MH}) que involucra todo el sistema de la MH, a su vez se divide para 100000 con el objetivo de obtener un valor en (kW pu).

$$P_{MH}(t) = \frac{\text{gravedad} * \text{densidad}_{\text{agua}} * h * \text{Caudal}(t) * n_{MH}}{100000} \quad (22)$$

En (23) y (24) se muestran las restricciones del problema de optimización asociadas a la unidad MH. Donde (23) indica que Potencia de vertimiento (*CURTAILMENT*) de la Micro-hidro (MH_C) debe ser menor o igual a la potencia Generada MH $P_{MH}(t)$.

Mientras que (24) restringe a que la potencia generada por la MH ($P_{MH}(t)$) debe ser menor o igual a la potencia instalada MH ($P_{MH_{INST}}$).

$$MH_C(t) \leq P_{MH}(t) \quad (23)$$

$$P_{MH}(t) \leq P_{MH_{INST}} \quad (24)$$

3.1.6.4. Modelo Grupo Electrónico de Gas (GGS)

Se considera el modelo del sistema de generación de gas de la ecuación (13) explicado en la sección **2.10.13**, dando el modelo del consumo de gas indicado en la ecuación (25) y la huella de carbono representado en la ecuación (26).

$$f_{gas}(t) = \frac{P_{GGS}(t)}{u_{GGS} * n_{GGS}} \quad (25)$$

$$E_{CO2}(t) = K_{CO2} * (u_{GGS} * f_{gas}(t)) \quad (26)$$

Mientras que (27) indica la restricción del problema de optimización asociado al GGS, en donde la potencia generada por el grupo electrónico de gas (P_{GGS}) debe ser menor o igual a la potencia instalada de GGS ($P_{GGSINST}$).

$$P_{GGS}(t) \leq P_{GGSINST} \quad (27)$$

3.1.6.5. Modelo Generador Diésel (GD)

Al igual que en la sección **3.1.6.4** el modelo de generación a diésel es similar al de GGS, dando el modelo del consumo de diésel indicado en la ecuación (28) y la huella de carbono indicado en la ecuación (29).

$$f_{diesel}(t) = \frac{P_{GD}(t)}{u_{Diesel} * n_{GDiesel}} \quad (28)$$

$$E_{CO2}(t) = K_{CO2} * (u_{Diesel} * f_{diesel}(t)) \quad (29)$$

En (30) se muestra la restricción del problema de optimización asociada al generador diésel. En donde la potencia generada por el generador diésel debe ser menor o igual a la potencia instalada GD ($P_{GD_{INST}}$).

$$P_{GD}(t) \leq P_{GD_{INST}} \quad (30)$$

3.1.6.6. Modelo Sistema de Almacenamiento BESS

Para el modelo BESS se toma de la investigación propuesta por (Llanos, 2016) y se define el tamaño óptimo de las baterías. En este modelo se considera dos operaciones, una de carga y otra de descarga. En este modelo es considerado un coeficiente de eficiencia. Por ende, se obtiene la cantidad de energía disponible en las BESS. La ecuación (31) representa sus condiciones iniciales de operación representado como el inicio de un nuevo día no consecutivo, mientras que la ecuación (32) es usada para representar la energía que está entregando la batería en un horizonte de tiempo.

$$E(t) = \max_{P_{BESS_{INST}}} - \frac{P_{BESS_D}(t)}{n_b} + P_{BESS_C}(t) * n_b \rightarrow t = 1 \quad (31)$$

$$E(t) = E(t - 1) - \frac{P_{BESS_D}(t)}{n_b} + P_{BESS_C}(t) * n_b \rightarrow t \geq 1 \quad (32)$$

En donde:

$E(t)$ = Energía de BESS en función del tiempo

$\max_{P_{BESS_{INST}}}$ = Potencia máxima instalada de la batería

$\frac{P_{BESS_D}(t)}{n_b}$ = Potencia de descarga de la batería, se divide la eficiencia de la BESS

$P_{BESS_C}(t) * n_b$ = Potencia de Carga de la batería, se multiplica la eficiencia de la BESS

Para las restricciones asociadas a la carga y descarga de las BESS se tiene las siguientes ecuaciones:

$$E(t) \leq P_{BESS_{INST}} \quad (33)$$

$$E(t) \geq 0.2 P_{BESS_{INST}} \quad (34)$$

$$P_{BESS_D}(t) \leq P_{BESS_{INST}} \quad (35)$$

$$-P_{BESS_C}(t) \leq 0 \quad (36)$$

$$P_{BESS_D}(t) \geq 0 \quad (37)$$

$$-P_{BESS_C}(t) \geq -P_{BESS_{INST}} \quad (38)$$

La restricción de límite de potencia de las BESS se muestra en (33), en donde la energía de la BESS $E(t)$ debe ser menor o igual a la potencia instalada de las BESS ($P_{BESS_{INST}}$).

La ecuación (34) muestra la restricción de límite máximo de descarga de la BESS considerando el 20% para que así se pueda asegurar el aumento de la vida útil de la batería.

La ecuación (35) indica la restricción de la capacidad de descarga, en P_{BESS_D} donde debe ser menor o igual a la potencia de las BESS instalada ($P_{BESS_{INST}}$).

La ecuación (36) indica la restricción de la potencia de carga en donde $-P_{BESS_C}(t)$ debe ser menor o igual a 0.

La ecuación (37) corresponde a la restricción asociado a la potencia de descarga en donde P_{BESS_D} debe ser igual o mayor a 0.

Y finalmente la restricción mostrada en la ecuación (38) indica que la potencia de carga de las baterías ($-P_{BESSC}$) debe ser mayor o igual al inverso de la potencia instalada de las BESS ($-P_{BESSINST}$).

3.1.6.7. Restricción de Balance de Potencia

La ecuación de balance está representada por (39) donde se involucran todos los sistemas de generación anteriormente descritos creando una igualdad para determinar un balance de potencia del sistema. Es decir, todo lo generado debe ser igual a todo lo consumido, las baterías poseen dos potencias, una de descarga y la otra de carga, la de descarga P_{BESSD} representa la potencia que entrega la batería al sistema mientras que la de carga P_{BESSC} es la que absorbe del sistema para cargarse.

$$\begin{aligned}
 balance(t) &:= P_{GD}(t) + P_{GGS}(t) + P_{PV}(t) - PV_C(t) + P_{MH}(t) \\
 &\quad - MH_C(t) + P_{WT}(t) - WT_C(t) + P_{BESSD}(t) \\
 &= DEMANDA(t) - ENS(t) + P_{BESSC}(t) + D_{Bomba} \\
 &\quad * Tiempo_{ON}(t)
 \end{aligned} \tag{39}$$

Donde:

P_{GD} = Potencia de generador diésel

P_{GGS} = Potencia del grupo electrógeno de gas

P_{PV} = Potencia del sistema fotovoltaico

P_{MH} = Potencia del sistema microhidro

P_{WT} = Potencia del sistema eólico

PV_C = Vertimiento del sistema fotovoltaico

MH_C = Vertimiento del sistema microhidro

WT_C = Vertimiento del sistema eólico

$$D_{Bomba} * Tiempo_{ON}(t) \\ = \text{demanda eléctrica de la bomba} * \text{tiempo optimizado de encendido}$$

La demanda eléctrica de la bomba D_{Bomba} y el tiempo optimizado de encendido $Tiempo_{ON}(t)$, están ligados directamente a la gestión óptima de la demanda del proceso productivo.

La $DEMANDA(t)$ representa al dato de entrada generado por la curva de demanda total en un horizonte de tiempo de la localidad en la que se realiza la planificación de la microrred.

El $ENS(t)$ determina la energía no suministrada del sistema.

Y finalmente se identifica la última restricción dada en la ecuación (40) donde la ENS debe ser siempre menor o igual a la suma de la demanda y la potencia de carga de la BESS.

$$ENS(t) \leq DEMANDA(t) + P_{BESS_C}(t) \quad (40)$$

3.1.6.8. Ecuación de Balance del Proceso Productivo

En esta sección se presenta la propuesta metodológica de la planificación de la microrred donde se toma en cuenta los procesos productivos. En el caso de esta investigación tras cumplir con el parámetro de la sección **3.1.3**.

En la metodología propuesta se incluye la identificación de cargas controlables por lo tanto este tipo de cargas requieren ser modelada como tal, e incluido en el problema de optimización. Se ha determinado un proceso productivo en la localidad con el fin de maximizar los beneficios técnicos y económico. El proceso está basado en el

llenado de tanques de agua tomados de un río cercano a través de una bomba eléctrica para posteriormente usar el agua almacenada y cumplir con su proceso productivo que será detallado en el caso de estudio, sección **4.3**.

En la ecuación (41) se propone una ecuación de balance del proceso productivo (PP) en donde el nivel de agua almacenada en el tanque en un horizonte de tiempo debe ser igual a la demanda de agua requerida por el PP más una variable de holgura denominada agua no usada, con el fin de cumplir la igualdad.

$$\text{balancePP}(t) := \text{Nivel}_{\text{agua}}(t) = \text{Demanda}_{\text{agua}}(t) + \text{Agua}_{\text{nousada}}(t) \quad (41)$$

3.1.6.9. Modelo del Proceso Productivo

En la Ecuación (42) se determina el nivel de agua en un horizonte de tiempo, en el cual el nivel máximo admitido por el tanque se resta a la demanda de agua más la variable del valor del bombeo de agua multiplicado por un tiempo en ON que indica accionamiento de la bomba. Esta ecuación determina las condiciones iniciales para el día 1 en la hora 1.

$$\text{Nivel}_{\text{agua}}(t) = \text{Nivel}_{\text{max}} - \text{Demanda}_{\text{agua}}(t) + \text{Bombeo}_{\text{agua}} * \text{Tiempo}_{\text{ON}}(t) \quad \mathbf{t = 1} \quad (42)$$

La ecuación (43) representa el nivel de agua suministrado en los días siguientes representando un nuevo día no consecutivo.

$$\text{Nivel}_{\text{agua}}(t) = \text{Nivel}_{\text{agua}}(t - 1) - \text{Demanda}_{\text{agua}}(t) + \text{Bombeo}_{\text{agua}} * \text{Tiempo}_{\text{ON}}(t) \quad \mathbf{t \geq 1} \quad (43)$$

La ecuación (44) determina que el tiempo de encendido ($\text{Tiempo}_{\text{ON}}(t)$) no puede ser mayor a 1

$$Tiempo_{ON}(t) \leq 1 \quad (44)$$

La ecuación (45) determina que el nivel de agua de los tanques debe ser menor o igual al nivel máximo agua.

$$Nivel_{agua}(t) \leq Nivel_{max} \quad (45)$$

La ecuación (46) determina que el nivel de agua de los tanques ($Nivel_{agua}(t)$) debe ser mayor o igual al nivel mínimo del agua ($Nivel_{min}$).

$$Nivel_{agua}(t) \geq Nivel_{min} \quad (46)$$

La ecuación (47) determina que la variable de holgura de agua no usada ($Agua_{nousedada}(t)$) debe ser menor o igual que el nivel máximo de agua $Nivel_{max}$.

$$Agua_{nousedada}(t) \leq Nivel_{max} \quad (47)$$

Finalmente se debe tener en cuenta que, al implementar la modelación del proceso productivo en el modelo del sistema de la microrred, es necesario aumentar en la ecuación (48) la demanda energética de la bomba del PP cuando esta se encuentre encendida, quedando como se indica en la ecuación (48).

$$ENS(t) \leq DEMANDA(t) + D_{Bomba} * Tiempo_{ON}(t) + P_{BESSC}(t) \quad (48)$$

La propuesta de la metodología busca demandas eléctricas que sean controlables, las cuales puedan ser incorporadas al problema de optimización de la sección **3.1.6.7**.

3.1.7. Evaluación de la Microrred

Finalmente se realizará la evaluación de la microrred, donde se analizarán los impactos del proyecto en la comunidad a través de indicadores cuantitativos y análisis de sensibilidad basado en costos de inversión del proyecto. Se obtiene un portafolio económico con el mix tecnológico más apropiado al resolver el problema de optimización.

Capítulo IV

4. Caso de Estudio

4.1. Localidad con Proceso Productivo

Para el caso de estudio primeramente se analiza diversas localidades alrededor del Ecuador, tomando como referencia la base teórica de la sección 2.5 y en la **Tabla 8**, se determina que la provincia de Morona Santiago tiene un porcentaje del %86.16 de cobertura eléctrica, siendo la provincia con menor cobertura eléctrica en el país.

Por ende, este caso de estudio se centrará en una localidad de esta provincia, es así como tras una investigación de campo se conoce el cantón Palora y sus comunidades, definiendo a la comunidad rural de Los Laureles como caso de análisis y a la cual se desarrollará la metodología propuesta en la sección anterior de planificación de microrred para proceso productivos.

4.1.1. Acercamiento

Palora es un cantón perteneciente a la provincia de Morona Santiago en el país Ecuador, posee una población de 6.936 habitantes y su cabecera cantonal es la ciudad de Palora. Posee una altitud de 875 m.s.n.m., una temperatura de 20°C, con clima tropical húmedo.

Palora se divide en cinco parroquias:

Parroquia Urbana: Palora, (Metzera) cabecera cantonal.

Parroquias Rurales: Sangay (Cab, en Nayamanaca), 16 de Agosto, Arapicos y Cumandá (Cab. en Colonia Agrícola Sevilla del Oro).

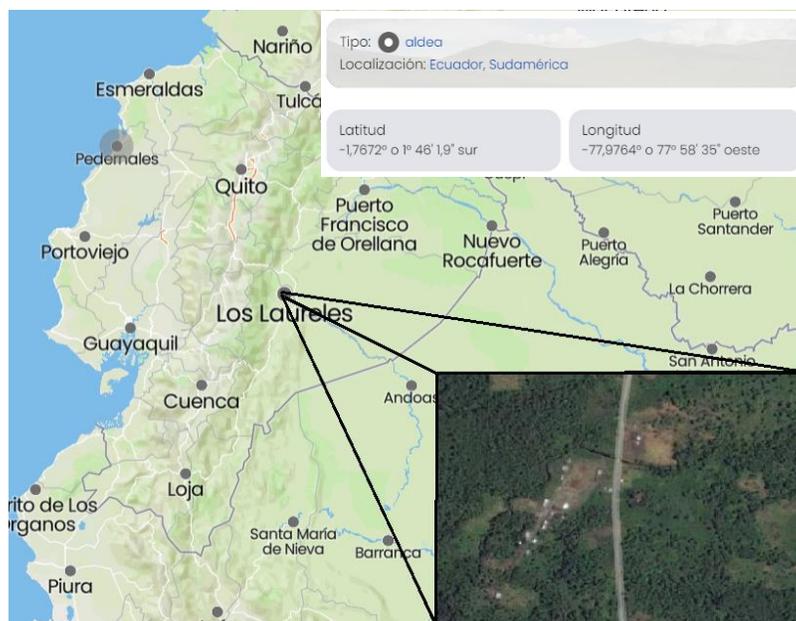
Su principal producto de exportación es la pitahaya. El 22 de junio de 2018, el servicio nacional de derechos intelectuales de Ecuador otorgó la denominación de origen de la pitahaya de Palora.

EL lugar específico, elegido para el desarrollo del caso de estudio es la comunidad rural de Los Laureles, perteneciente a la parroquia Sangay (Nayamanaca) del cantón Palora de la provincia de Morona Santiago del país Ecuador. Se escoge dicha localidad por sus particulares actividades y necesidades.

Los Laureles tiene como coordenadas Latitud -1.7672° sur y Longitud -77.9764° oeste como se observa en la **Figura 19**.

Figura 19

Ubicación de la comunidad Los Laureles

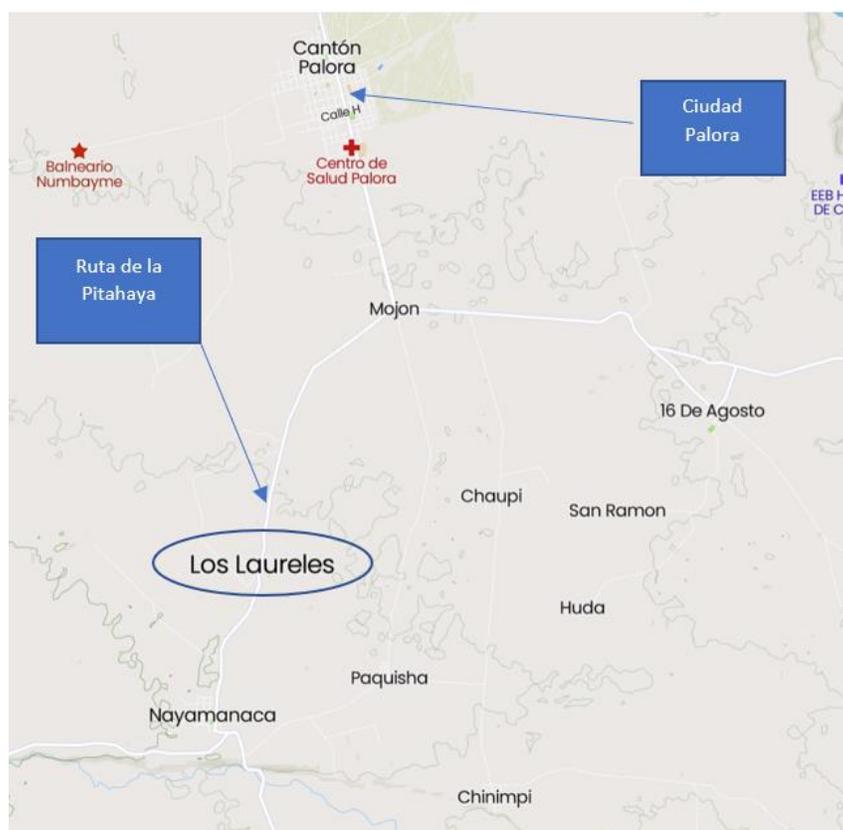


Nota. Se muestra las coordenadas y una captura de la vista satelital de la comunidad Los Laureles tomados capturada desde Google Maps.

Los Laureles se encuentra ubicada a 5 km de la ciudad Palora en un carretero de tierra denominada la ruta de la pitahaya al norte de la parroquia rural Sangay. La comunidad rural de Los Laureles contiene alrededor de 20 casas y 7 centros productores que preparan la pitahaya de exportación, denominados centros de acopio ver (**Figura 20** y **Figura 21**).

Figura 20

Comunidad Los Laureles y Ruta de la Pitahaya



Nota. Se muestra la ubicación de Los Laureles la cual está en la ruta de la pitahaya con respecto a la ciudad de Palora.

Figura 21

Comunidad Los Laureles y un Centro de acopio de Pitahaya



Nota. Se observa algunas casas de la comunidad de Los Laureles a la izquierda y a la derecha se observa un centro de acopio.

4.2. Estimación del Recurso Renovable

Primero se alianza los recursos energéticos disponibles en la localidad. Se presenta los tres tipos de recursos renovables que se consideran en la metodología propuesta, solar, hídrico, eólico, es importante conocer el recurso y su variabilidad e intermitencia en el transcurso de un año. Se usa un año meteorológico típico, los datos están estructurados en valores horarios por un periodo de un año, para considerar series características de todas las estaciones anuales.

4.2.1. Recurso Solar.

Para determinar el recurso solar se toma en cuenta la variabilidad del recurso solar a lo largo de un año típico meteorológico, en donde se implementan curvas de irradiación solar por cada hora. En la presente metodología se toma los datos de una semana por 4 meses, analizando un total de 672 horas, con el fin de tener claro la

mayoría del horizonte de tiempo en cuestión y el dimensionamiento sea óptimo tomando en cuenta la variabilidad del recurso por la diferente estacionalidad que presenta la localidad.

Los datos del recurso solar serán obtenidos de la Plataforma web PVGIS, ver en la **Figura 22**.

Figura 22

Sistema de información geográfica Fotovoltaico (PVGIS)

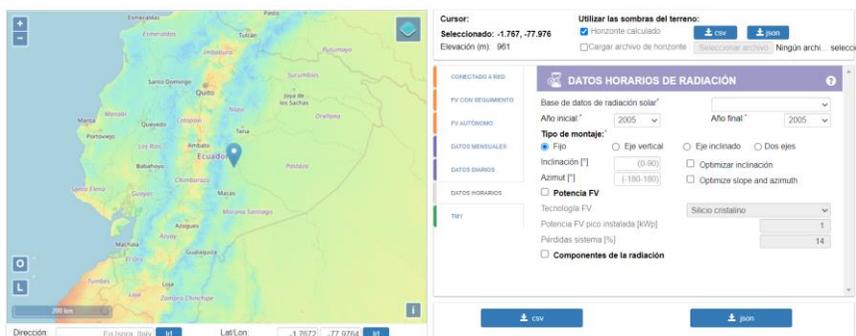


Nota. Página principal de la plataforma PVGIS se usa el año meteorológico típico (TMY) tomado de (PVGIS, 2019).

En la **Figura 23** se observa la plataforma PVGIS TYM, en donde se ingresa las coordenadas de la localidad Los Laureles, para poder descargar los datos históricos de radiación por horas.

Figura 23

Plataforma (PVGIS) Año meteorológico

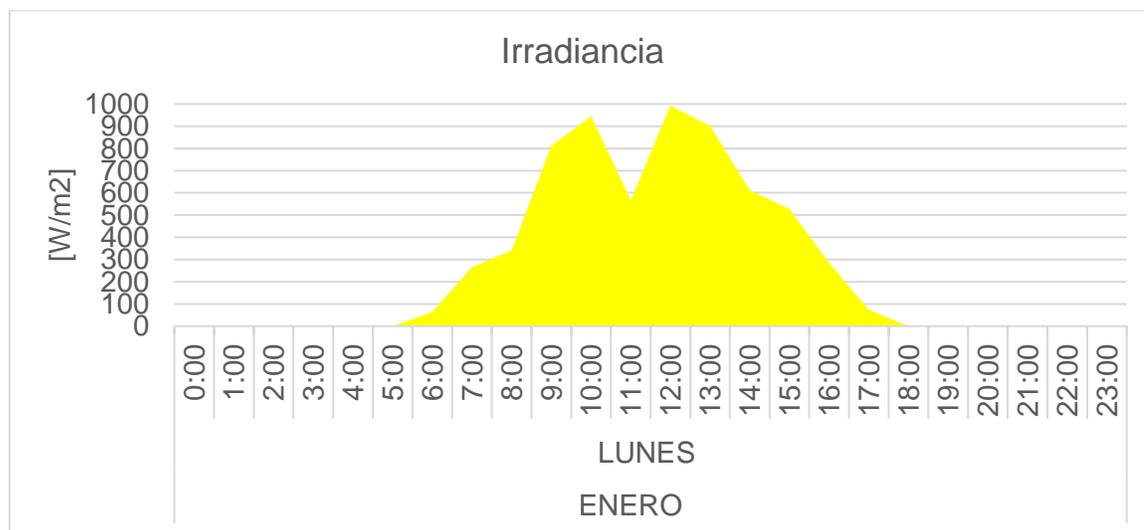


Nota. Se observa la plataforma ubicando las coordenadas de la localidad estudiada (PVGIS, 2019).

En la **Figura 24** Se presenta la gráfica de la irradiancia de un día típico del mes de enero.

Figura 24

Gráfica de Irradiancia localidad de Los Laureles en el mes de enero



Nota. Se identifica la irradiancia de la localidad de Los Laureles en enero, siendo el mes

con mayor presencia de irradiancia de todo el año, con una irradiancia pico de 990 W/m^2 a las 12h.

En la **Figura 25** Se presenta la gráfica del comportamiento de la irradiancia de un día típico del mes de abril.

Figura 25

Gráfica de Irradiancia localidad de Los Laureles en el mes de abril

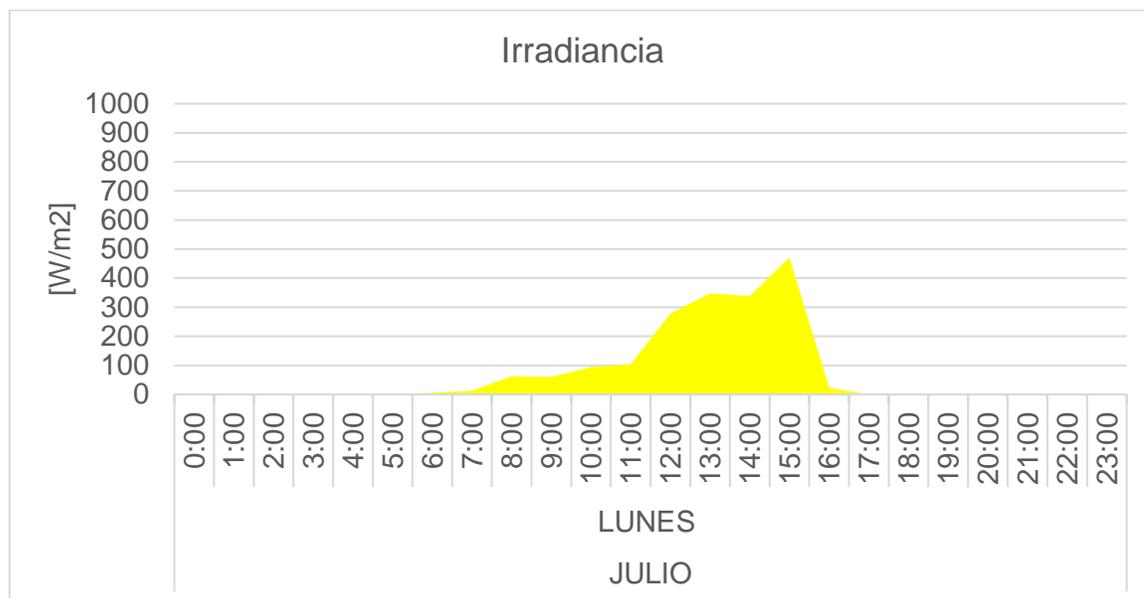


Nota. Se identifica la irradiancia de la localidad de Los Laureles en abril, donde la irradiancia pico es de 780 W/m^2 , a las 12h.

En la **Figura 26** Se presenta la gráfica del comportamiento de la irradiancia de un día típico del mes de julio.

Figura 26

Gráfica de Irradiancia localidad de Los Laureles en el mes de julio

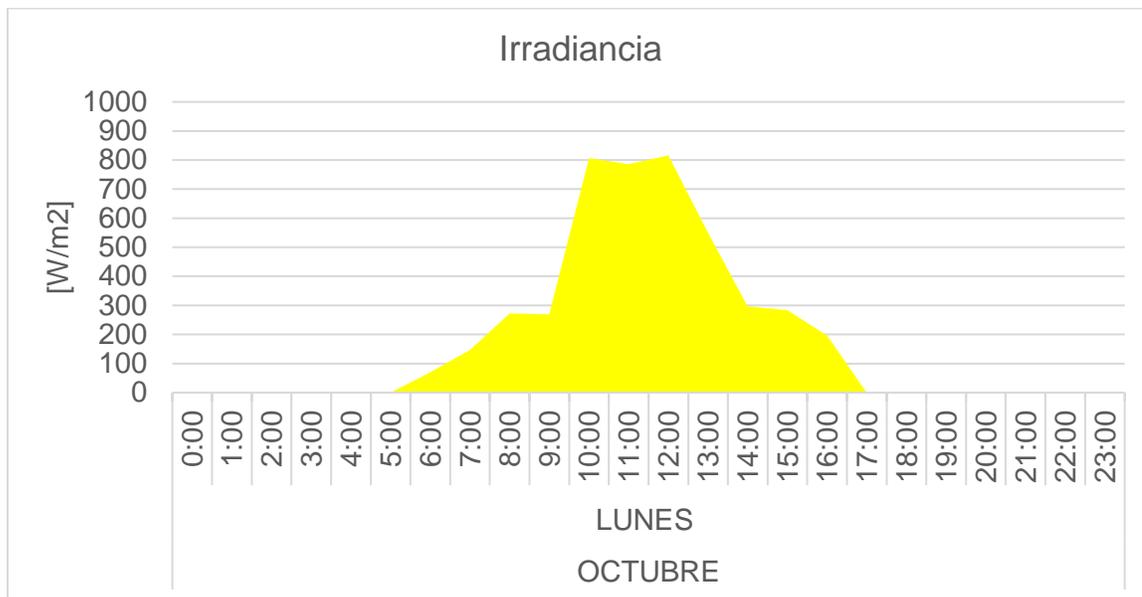


Nota. Se identifica la irradiancia de la localidad de Los Laureles en julio, donde la irradiancia pico es de 470 W/m^2 a las 15h, siendo el mes con menor irradiancia de todo el año.

En la **Figura 27** Se presenta la gráfica del comportamiento de la irradiancia de un día típico del mes de octubre.

Figura 27

Gráfica de Irradiancia localidad de Los Laureles en el mes de octubre



Nota. Se identifica la irradiancia de la localidad de Los Laureles en octubre, donde la irradiancia pico es de 810 W/m^2 a las 13h.

Pese a que para la metodología se analiza todas las horas en el transcurso de 1 semanas, para el mes de enero, abril, julio y octubre, se indican 4 días típicos por mes mencionado para verificar la variabilidad del recurso solar durante un año.

4.2.2. Recurso Eólico.

Para determinar el Recurso eólico se toma en cuenta la variabilidad la velocidad del viento a lo largo de un año típico meteorológico. Y se sigue la misma metodología de la sección **4.2.1** del recurso solar. Los datos del recurso eólico se obtienen de la misma plataforma web PVGIS, ver **Figura 22**, Tomado de (PVGIS, 2019). Ya que el archivo descargable de la plataforma incluye conjuntamente los históricos de la velocidad del viento en el mismo horizonte de tiempo.

En la **Figura 28** se presenta la gráfica de la velocidad del viento de un día típico del mes de enero.

Figura 28

Gráfica de velocidad del viento en la localidad de Los Laureles en el mes de enero



Nota. Se identifica la velocidad del viento de la localidad de Los Laureles en enero, donde la velocidad del viento pico es de 2.4 m/s a las 11h.

En la **Figura 29** se presenta la gráfica de la velocidad del viento de un día típico del mes de abril.

Figura 29

Gráfica de velocidad del viento en la localidad de Los Laureles en el mes de abril

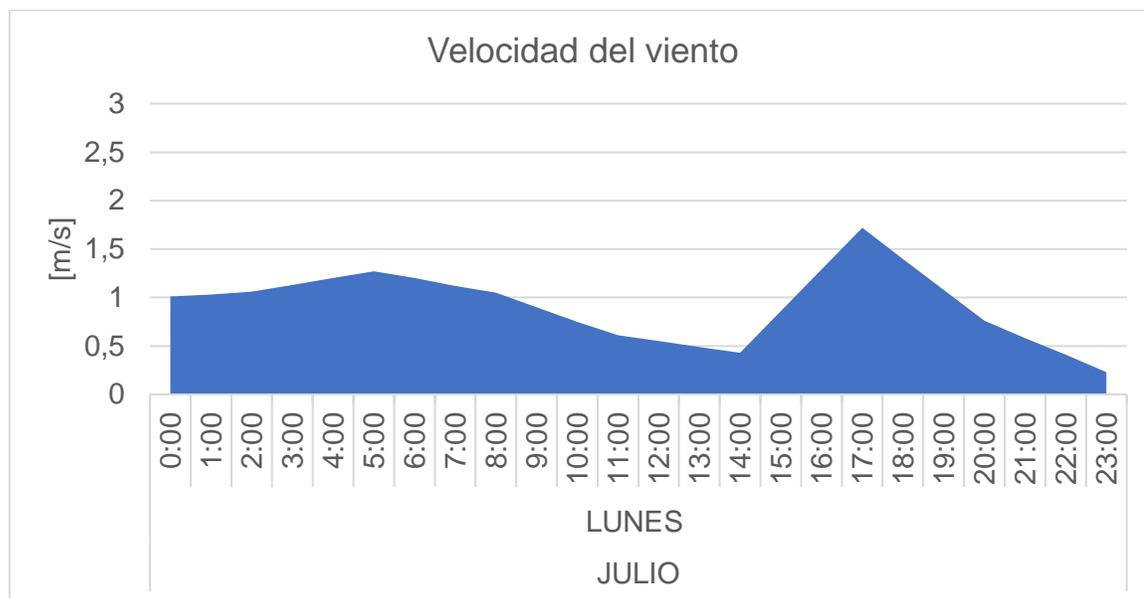


Nota. Se identifica la velocidad del viento de la localidad de Los Laureles en abril, donde la velocidad del viento pico es de 2.35 m/s a las 11h.

En la **Figura 30** se presenta la gráfica de la velocidad del viento de un día típico del mes de abril.

Figura 30

Gráfica de velocidad del viento en la localidad de Los Laureles en el mes de julio.



Nota. Se identifica la velocidad del viento de la localidad de Los Laureles en julio, donde la velocidad del viento pico es de 1.7 m/s a las 17h.

En la **Figura 31** se presenta la gráfica del comportamiento de la velocidad del viento de un día típico del mes de octubre.

Figura 31

Gráfica de velocidad del viento en la localidad de Los Laureles en el mes de octubre



Nota. Se identifica la velocidad del viento de la localidad de Los Laureles en octubre, donde la velocidad del viento pico es de 1.55 m/s a las 14h.

Pese a que para la metodología se analiza todas las horas en el transcurso de 1 semanas, para el mes de enero, abril, julio y octubre, se indican 4 días típicos por mes mencionado para verificar la variabilidad del recurso eólico durante un año.

Se identifica que la velocidad del viento en dicha localidad no llega ni a $3m/s^2$ promedio, por lo tanto, la solución del problema de optimización establecerá si la tecnología eólica vale la pena ocuparla en este caso de estudio.

4.2.3. Recurso Hídrico.

Para el recurso hidrográfico se hace el estudio de las cuencas del río más cercano que posea un buen caudal. Cerca de la comunidad de los Laureles se

encuentra el río Palora, ubicado al sur oriental de la cuenca del río Pastaza y nace en las laderas del volcán Sangay dentro del Parque Nacional Sangay. Posee un cauce que está lleno de grandes rocas, posee aguas de alta velocidad y su caudal aumenta con frecuencia cuando se presenta lluvia” (Rivadeneira, 2010).

En la **Tabla 11** se indica el caudal aproximado del río Palora en donde se incluye el caudal ambiental, caudal seco, caudal ambiental húmedo y caudal mínimo por 10 días consecutivos.

Para el caso de estudio se hará uso del caudal ambiental normal en m^3/s .

Tabla 11

Caudales del Río Palora durante un Año típico

Caudales Aproximado río Palora				
Mes	Q ambiente normal (m^3/s)	Q Ambiente seco (m^3/s)	Q amb Húmedo (m^3/s)	Q min por 10 días consecutivos (m^3/s)
ENERO	13,9	12,9	16,5	9,6
FEBRERO	14,3	14,1	16,5	10,2
MARZO	15,6	15,4	18,1	11,2
ABRIL	17,0	16,7	19,7	12,1
MAYO	18,1	17,9	21,4	12,9
JUNIO	20,8	20,5	22,9	14,9
JULIO	19,5	19,3	26,2	13,9
AGOSTO	17,2	16,9	24,6	12,2
SEPTIEMBRE	15,3	15,1	21,7	10,9
OCTUBRE	13,5	13,3	19,3	9,6
NOVIEMBRE	13,8	13,7	17,1	9,9
DICIEMBRE	13,1	13,6	16,7	9,8

Nota. Se detalla los caudales del río Palora en el transcurso de un año típico. Donde se verifica que en el transcurso de todo el año el río posee un buen caudal y no se llega a secar, siendo de gran beneficio como tecnología propuesta para la planificación, obtenido de (Rivadeneira, 2010).

Para el análisis se usan los caudales medios que posee el río Palora por mes durante un año típico.

4.3. Proceso Productivo

Para la identificación del proceso productivo se realizó una investigación de campo y por medio de acercamiento a los productores y con ayuda de entrevistas semiestructuradas se obtuvo la siguiente información:

Existen 7 centros de acopio en la comunidad Los Laureles, estos centros de acopio son los encargados de receptar por medio de compra directa a los productores agrícolas, la fruta pitahaya, la cual se exporta a distintos puntos del mundo, la cual ha tenido acogida desde el año 2007.

Los centros de acopio son los encargados de receptar la fruta, lavarla, secarla y empaquetarla en pallets para su respectiva exportación, ver **Figura 32**.

EL consumo energético de estos centros de acopio es indicado en la sección

4.5.3.

Figura 32

Centro de acopio #1, Gustavo Días



Nota. Se observa el interior de un centro de acopio de la localidad Los Laureles, un mes de agosto en horas de la noche con una producción baja.

Entrando en detalle al proceso productivo en el cual se centra el caso de estudio, es el sistema de llenado de tanques de agua de un río cercano a través de una bomba eléctrica, por medio de caída el agua almacenada en la cisterna pasa por un filtro purificador de agua y lavan la pitahaya. Como se observa en la **Figura 33** y **Figura 34** respectivamente.

Figura 33

Tanques de almacenamiento de agua de 2500L para lavado de pitahaya



Nota. Se observa los tanques de agua de 2500L cada uno elevados a 2.5m de altura conteniendo agua del río situado posterior al centro de acopio usado para el lavado de pitahaya.

Figura 34

Proceso de lavado de pitahaya dentro del Centro de Acopio.



Nota. Se observa a trabajadores lavando pitahaya en un día medio de exportación.

En la **Tabla 12** se identifica la característica común de tanques que usan los 7 centros de acopio y en la **Figura 35** se identifica el tanque ideal para el proceso productivo.

Tabla 12

Características del Tanque

Tanque	
Capacidad de litros	2500Lt
2 tanques	5000lt

Nota. La capacidad total de tanques en todos los centros de acopio se estima de 5000lt.

Figura 35

Características técnicas del tanque de almacenamiento de agua para lavado de Pitahaya



Nota. Se identifica el tanque necesario para almacenamiento de agua para todos los centros de acopio Tomado de (Plastigama, 2021)

A continuación, se identifica la bomba para el llenado de agua **Figura 36** y su característica en la **Tabla 13**.

Figura 36

Bomba de agua utilizada para llenado de Tanques.



Nota. Se muestra la bomba encargada de llenar los tanques de agua, se requiere una por cada centro de acopio, tomado de (EVANS, 2021)

Tabla 13

Características técnicas de la bomba para llenada de tanques de agua

Especificaciones Técnicas de la Bomba	
Tipo de Motor	Eléctrico
Potencia	3hp / 2237,1kW
RPM	3450
Voltaje	127/220V
Fase del Motor	Monofásico
Tipo de bomba	Semiindustrial
Flujo Óptimo	135 LPM
Altura Optima	34m
Diámetro de succión	1,24pulg
Diámetro de descarga	1pulg
Dimensiones	51x19x21,60 cm

Nota. Se muestra las características técnicas de la bomba encargada de llenar los tanques de agua, se requiere una por cada centro de acopio.

En la **Tabla 14** se muestra las características técnicas del llenado de los tanques de agua con una bomba.

Tabla 14

Características del llenado de los tanques

Formula	$Q = V/T$	
<i>Q</i>	135	<i>Lt</i> <i>/min</i>
<i>Vol</i>	5000	<i>Lt</i>
<i>T_Llenado</i>	37,037037	<i>min</i>
<i>T_Llenado</i>	0,61728395	<i>h</i>
Litros de agua		
Litros	1000	<i>Lt</i> <i>/hora</i>
<i>kg de pitahaya</i>	300	<i>kg</i>
<i>Total de kg diario</i>	1200	<i>kg</i>

Nota. Se observa que el caudal máximo es de 135*Lt/min*, y para llenar los tanques de 5000*Lt* se demora alrededor de 37.03 minutos o 0.61horas, tomando en cuenta que los lavadores consumen alrededor de 1000*Lt* de agua por hora. Logrando cubrir un valor de 300 kg de pitahaya lavada por hora.

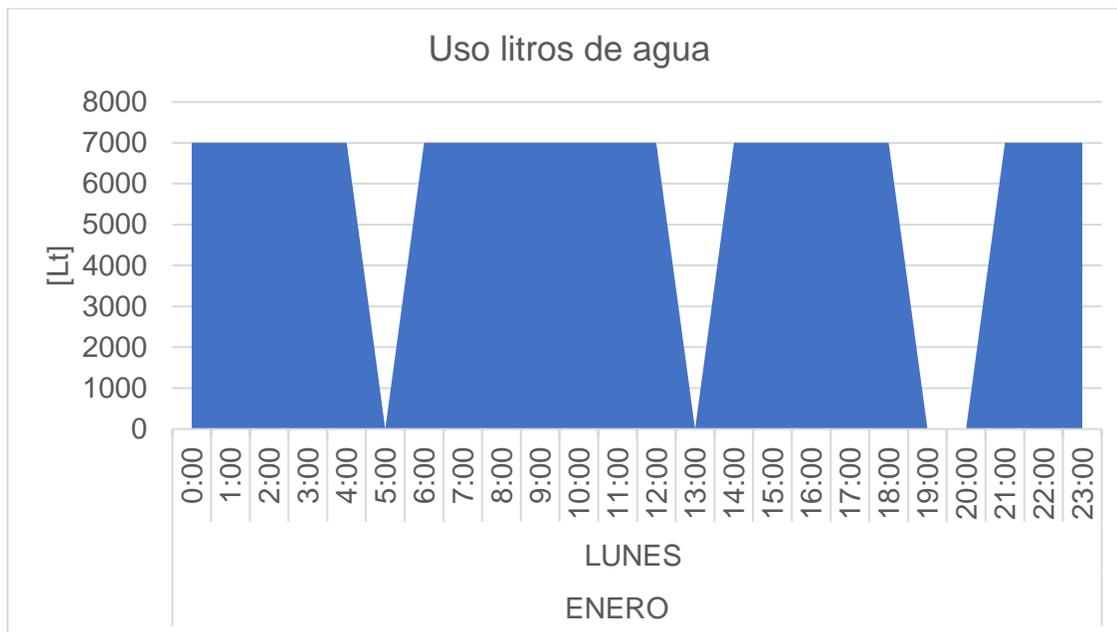
En un día de exportación media, se logra lavar 1200 kg de pitahaya al día, tomando en cuenta que solo se trabaja en las horas del día.

Para el modelamiento se genera un perfil de demanda de agua para una semana completa, de los meses en base a la producción de Pitahaya; enero y abril (producción alta), julio (producción media) y octubre (producción baja), ver **Figura 43**

La **Figura 37** muestra el perfil de demanda de agua de los centros de acopio el mes de enero, el cual presenta una alta producción de pitahaya y se trabajan las 24 horas al día.

Figura 37

Demanda de agua de centros de acopio del mes de enero.



Nota. Se presenta la demanda de agua por horas en un lunes, del mes de enero con alta exportación de pitahaya de los centros de acopio.

La **Figura 38** muestra el perfil de demanda de agua de los centros de acopio el mes de abril, el cual presenta una producción alta de pitahaya y se trabajan las 24 horas al día entre semana y los fines de semana se trabajan solo 12horas.

Figura 38

Demanda de agua de centros de acopio del mes de abril.



Nota. Se presenta la demanda de agua por horas en un lunes, del mes de abril con alta exportación de pitahaya de los centros de acopio.

La **Figura 39** muestra el perfil de demanda de agua de los centros de acopio el mes de julio, el cual presenta una producción media de pitahaya y se trabajan las 12 horas al día entre semana y los fines de semana no se trabaja.

Figura 39

Demanda de agua de centros de acopio del mes de julio.



Nota. Se presenta la demanda de agua por horas en un lunes, del mes de julio con media exportación de pitahaya de los centros de acopio.

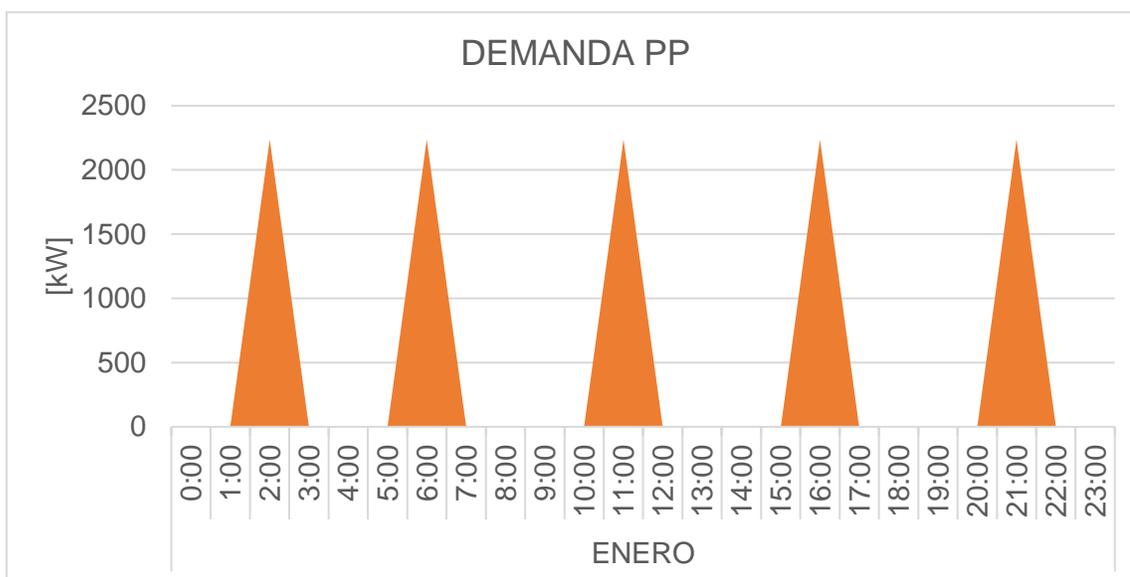
Para el mes de octubre no existe demanda de agua ya que se presenta una baja producción de pitahaya, los centros de acopio de la localidad Los Laureles pasan cerrados.

A su vez se genera un perfil de demanda actual de activación de la bomba de agua para el llenado de los tanques, teniendo en cuenta que para el análisis de la microrred se multiplica dicha potencia por 7 centros de acopio existentes en la localidad de Los Laureles, asumiendo la misma demanda de agua dedicado al PP, para una semana completa, de los meses en base a la producción de Pitahaya; enero y abril (producción alta), julio (producción media) y octubre (producción baja).

La **Figura 40** muestra el perfil de demanda del proceso productivo, en donde se indica la potencia generada por la bomba de agua de un centro de acopio en el mes de enero.

Figura 40

Demanda de bombas de centros de acopio del mes de enero.

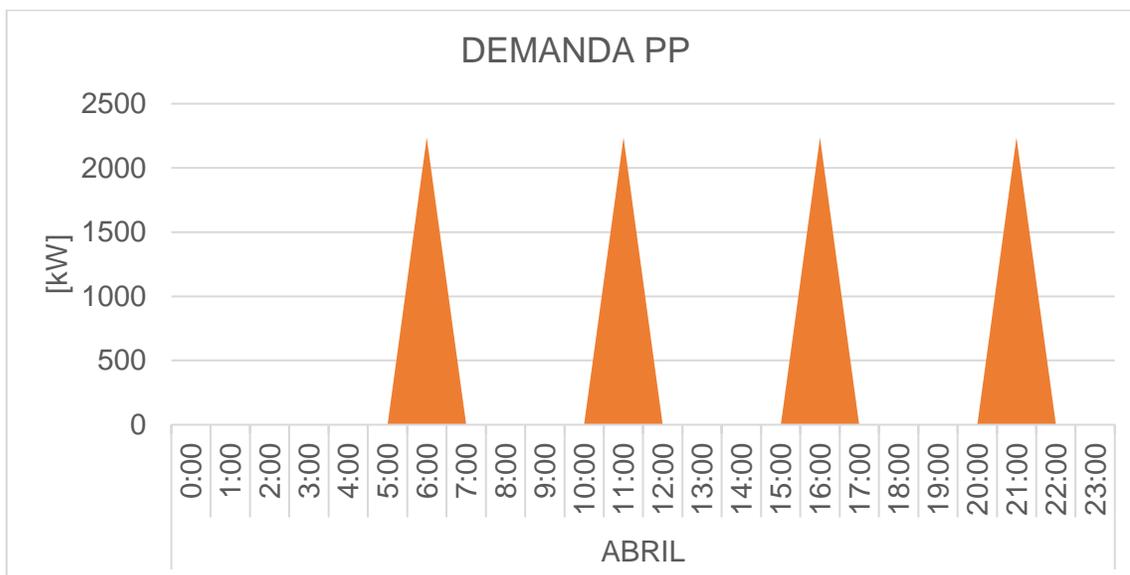


Nota. Se presenta la demanda actual del proceso productivo por horas en un lunes, del mes de enero con alta exportación de pitahaya de los centros de acopio.

La **Figura 41** muestra el perfil de demanda del proceso productivo, en donde se indica la potencia generada por la bomba de agua en el centro de acopio en el mes de abril.

Figura 41

Demanda de bombas de centros de acopio del mes de abril.

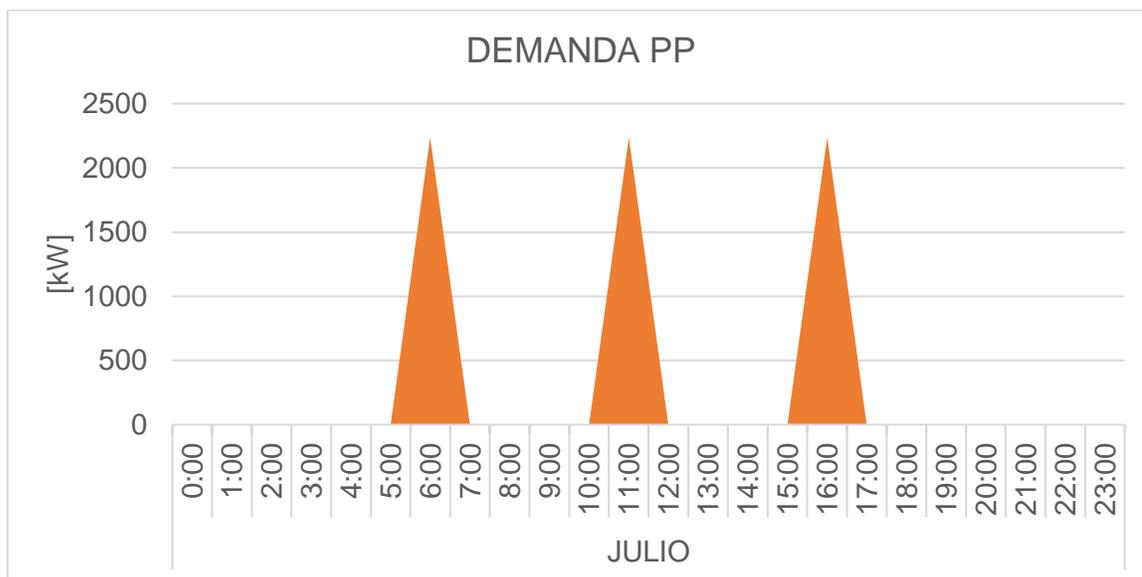


Nota. Se presenta la demanda actual del proceso productivo por horas en un lunes, del mes de abril con alta exportación de pitahaya de los centros de acopio.

La **Figura 42** muestra el perfil de demanda del proceso productivo, en donde se indica la potencia generada por la bomba de agua del centro de acopio en el mes de julio.

Figura 42

Demanda de bombas de centros de acopio del mes de julio.



Nota. Se presenta la demanda actual del proceso productivo por horas en un lunes, del mes de julio con media exportación de pitahaya de los centros de acopio.

Para el mes de octubre no existe demanda por parte del proceso productivo debido a la baja producción de pitahaya, la bomba no se activa durante todo el mes.

En este proceso productivo se identifica el llenado del tanque es decir el encendido de la bomba como una carga flexible, que puede ser gestionada óptimamente con el objetivo de aprovechar el recurso renovable para la activación de las bombas cuando sea necesario.

4.4. Identificación de Problemas Energéticos

A través de un históricos de desabastecimiento eléctrico en la comunidad de Los Laureles y sus centros de acopio se identifica que, en los meses de mayor exportación de pitahaya, que son diciembre, enero, febrero, marzo, abril y mayo, se presentan más cortes de suministro eléctrico al momento que trabajan a plena carga, provocando problemas de producción, acumulando 95 horas de desabastecimiento eléctrico en los 6 meses, traducándose a pérdidas económicas. El centro de acopio #2 en el mes de enero del 2021, presentó un black out de 3 días y no pudieron terminar de preparar la pitahaya a comercializar, perdiendo el embarque de exportación por no entregar a tiempo el producto, todo lo mencionado se reflejó en una pérdida de 35mil USD (Días, 2021).

Por ende, es necesario resolver el problema de abastecimiento energético en el cual garantice confiabilidad de suministro eléctrico alrededor de todo el año, para minimizar las pérdidas económicas que son causadas directamente por el desabastecimiento eléctrico no programado.

4.5. Requerimientos y Caracterización de la Demanda de Energía Eléctrica

Existen diferentes perfiles de demanda eléctrica en la comunidad de Los Laureles, el primer perfil se trata de la demanda residencial, seguido de la demanda del alumbrado público, la tercera trata del perfil de las actividades productivas y finalmente se realiza un perfil total de la demanda de energía eléctrica requerida por la comunidad. Cada una de ellas se explica a continuación.

4.5.1. Demanda Residencial

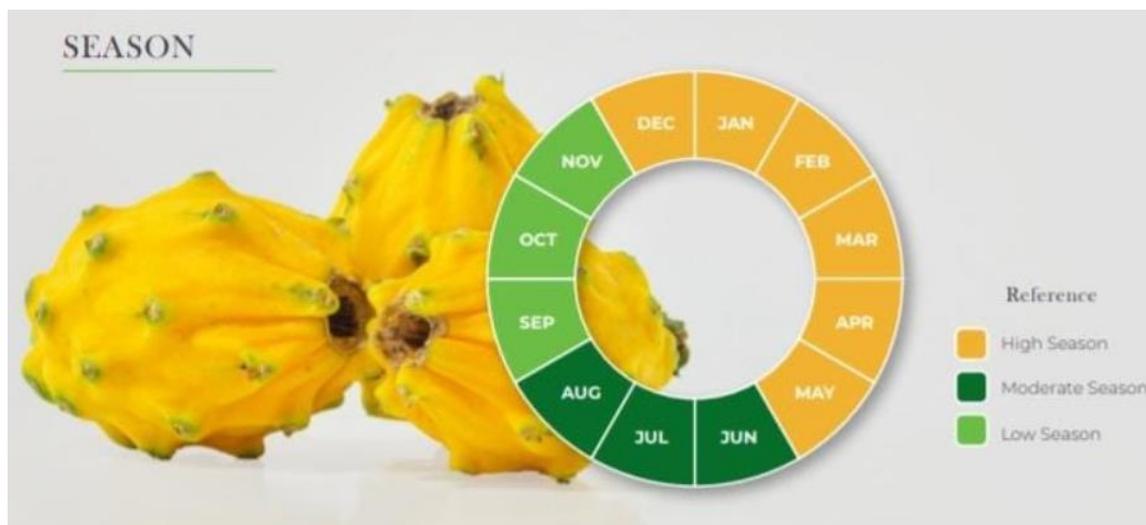
La Demanda residencial se caracteriza empleando curvas de demanda diaria residenciales asignándolas a las diferentes cargas del sistema, a partir de la indagación de un promedio de potencia instalada que tienen los hogares de la comunidad. Primeramente, se identifica que existen 20 viviendas, cada una con una iluminación promedio de 5 focos de 20W, una nevera, un radio o equipo de sonido, televisor, cargadores de celulares modem de internet, entre otros. En base al consumo promedio de la comunidad (58kWH/día), todas las curvas de demanda se muestran ya proyectadas a 20 años con una tasa de crecimiento anual del 1.1%. Cabe recalcar que se analizan dos tipos de demanda, una representa un día entre semana mientras que la otra representa un fin de semana.

A su vez para el estudio de la demanda eléctrica se toma en cuenta los meses en los que existen alta, media y baja producción en los procesos productivos, ya que la mayoría de las familias que habitan en Los Laureles se dedican netamente a la producción de pitahaya de exportación.

En la **Figura 43** se muestra las temporadas de producción y exportación de la pitahaya alrededor del año.

Figura 43

Temporada de Producción de Pitahaya en el año

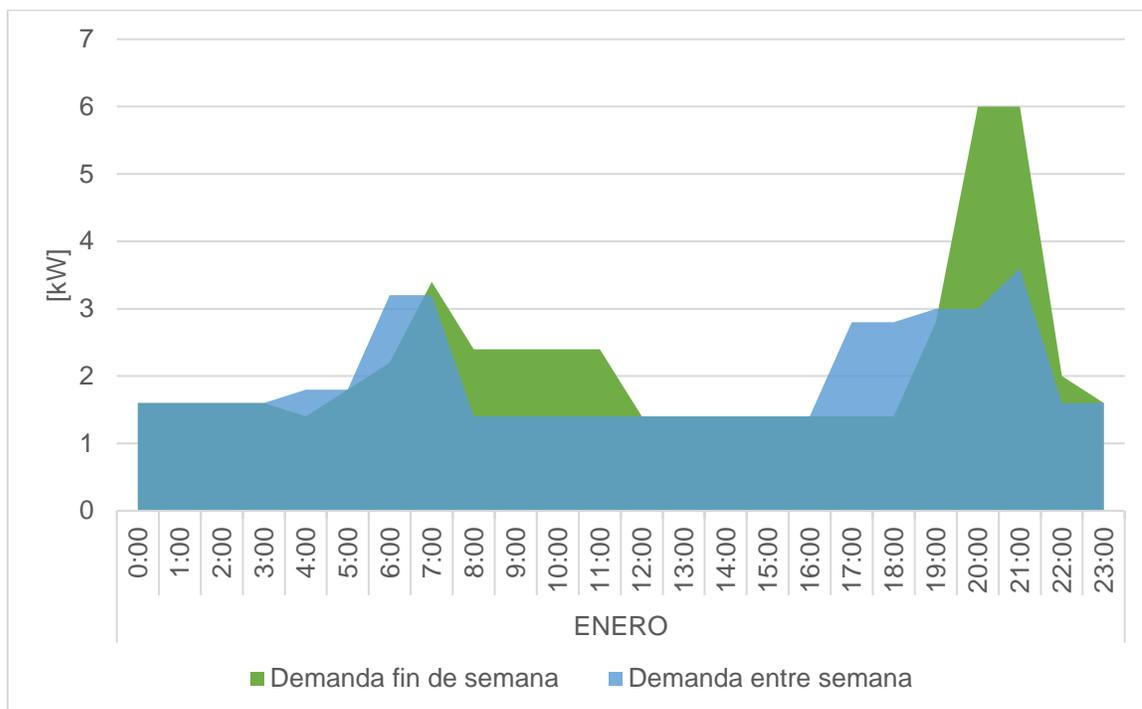


Nota. Diciembre, enero, febrero, marzo, abril y mayo, poseen las temporadas más altas de productividad, junio julio y agosto, poseen la temporada moderada mientras que la temporada más baja son los meses de septiembre, octubre y noviembre obtenida de (Días, 2021).

En la **Figura 44** se presenta la curva de demanda residencial del mes de enero, con las curvas combinadas de un día típico entre semana y un día típico fin de semana.

Figura 44

Curva de demanda residencial de la comunidad Los Laureles en enero.

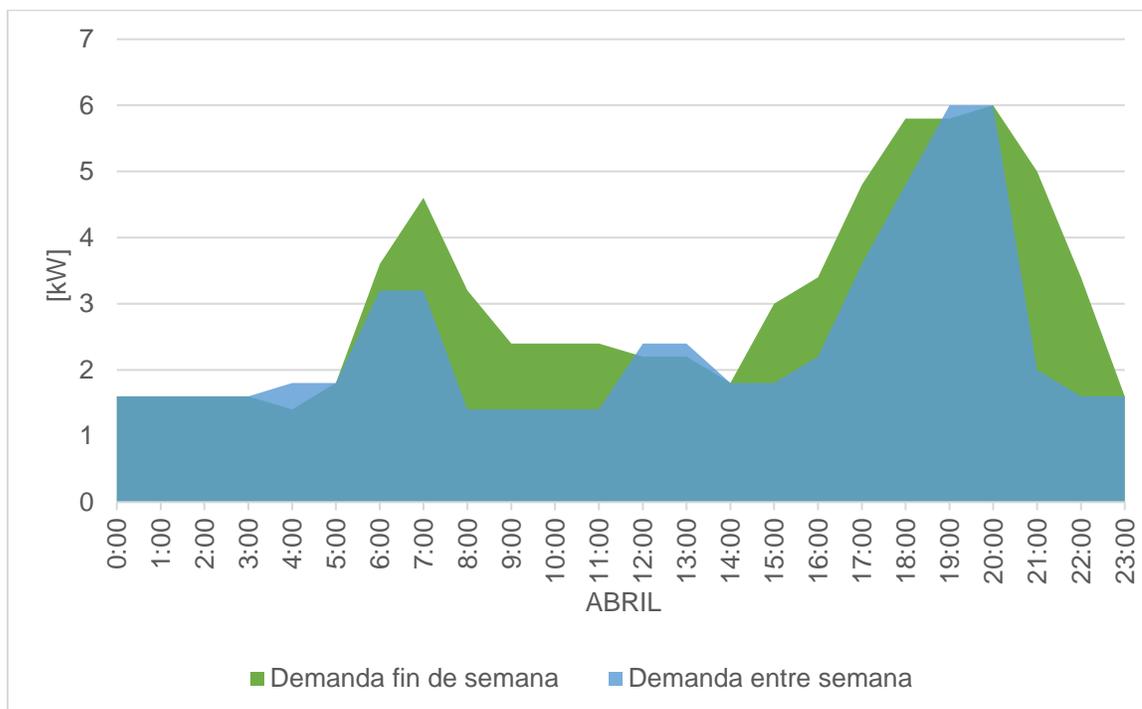


Nota. Se presentan dos curvas de demanda residencial pertenecientes a 2 días típicos del mes de enero, en donde la curva verde representa la demanda de un fin de semana mientras que la curva azul representa la demanda de un día entre semana, concluyendo que los días que existen mayor producción de pitahaya, disminuye la demanda residencial, ya que la mayoría de los habitantes de la comunidad trabajan en los centros de acopio.

En la **Figura 45** se presenta la curva de demanda residencial del mes de abril, en donde se observan las curvas combinadas de un día típico entre semana y un día típico fin de semana.

Figura 45

Curva de demanda residencial de la comunidad Los Laureles en abril.

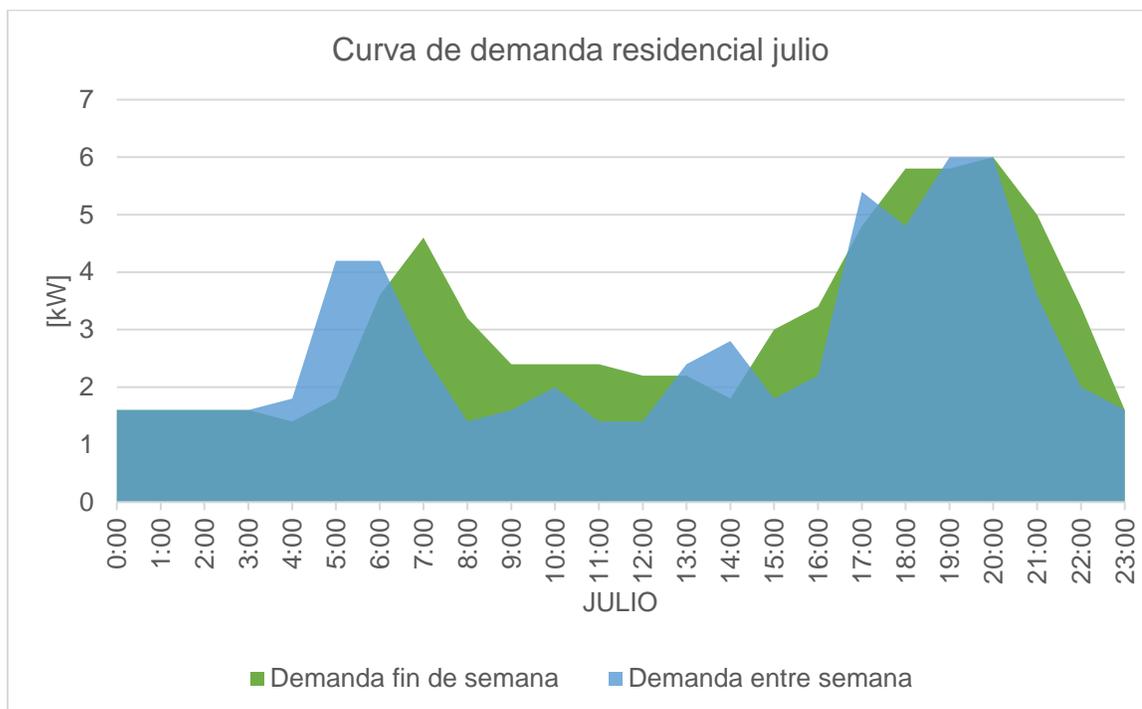


Nota. Se presentan dos curvas de demanda residencial pertenecientes a 2 días típicos del mes de abril, en donde la curva verde representa la demanda de un fin de semana mientras que la curva azul representa la demanda de un día entre semana, concluyendo que mientras baja la producción de pitahaya en la localidad aumenta la demanda residencial, se observa que la demanda residencial de abril es mayor que la de enero.

En la **Figura 46** se presenta la curva de demanda residencial del mes de julio, en donde se observan las curvas combinadas de un día típico entre semana y un día típico fin de semana.

Figura 46

Curva de demanda residencial de la comunidad Los Laureles en julio.

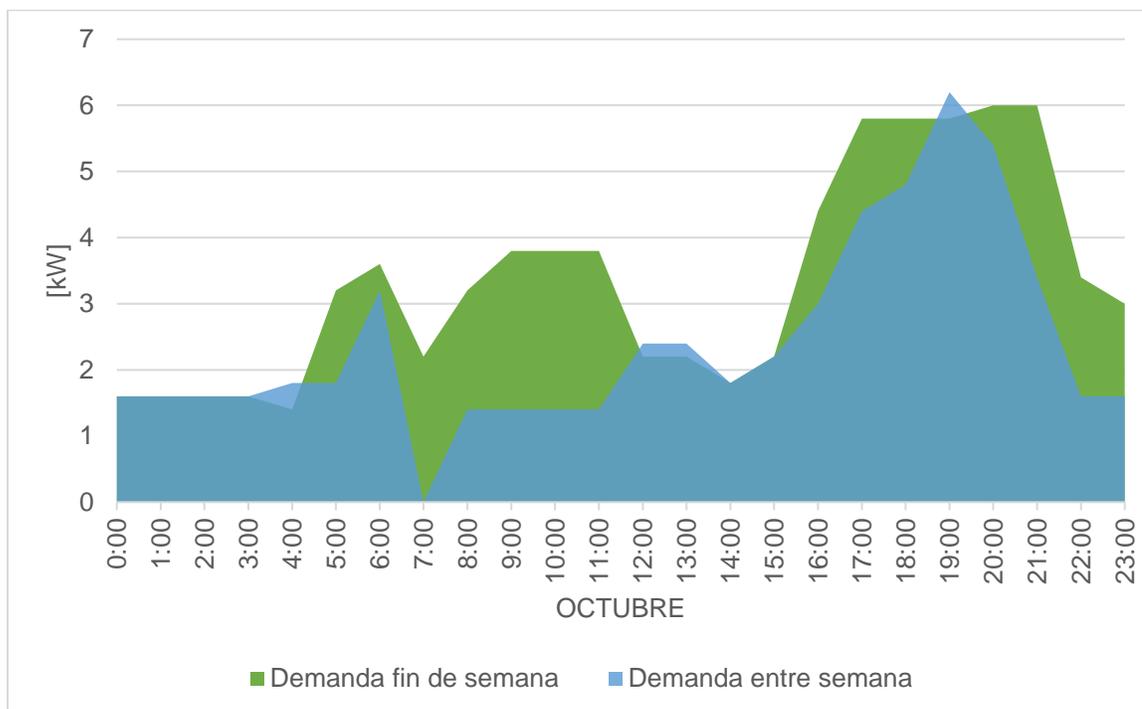


Nota. Se presentan dos curvas de demanda residencial pertenecientes a 2 días típicos del mes de julio, en donde la curva verde representa la demanda de un fin de semana mientras que la curva azul representa la demanda de un día entre semana, observando que julio al ser un mes con producción media de pitahaya, la demanda residencial aumenta.

En la **Figura 47** se presenta la curva de demanda residencial del mes de octubre, en donde se observan las curvas combinadas de un día típico entre semana y un día típico fin de semana.

Figura 47

Curva de demanda residencial de la comunidad Los Laureles en octubre.



Nota. Se presentan dos curvas de demanda residencial pertenecientes a 2 días típicos del mes de octubre, en donde la curva verde representa la demanda de un fin de semana mientras que la curva azul representa la demanda de un día entre semana, observando que octubre al no tener producción de pitahaya, la demanda residencial aumenta aún más en los días fin de semana.

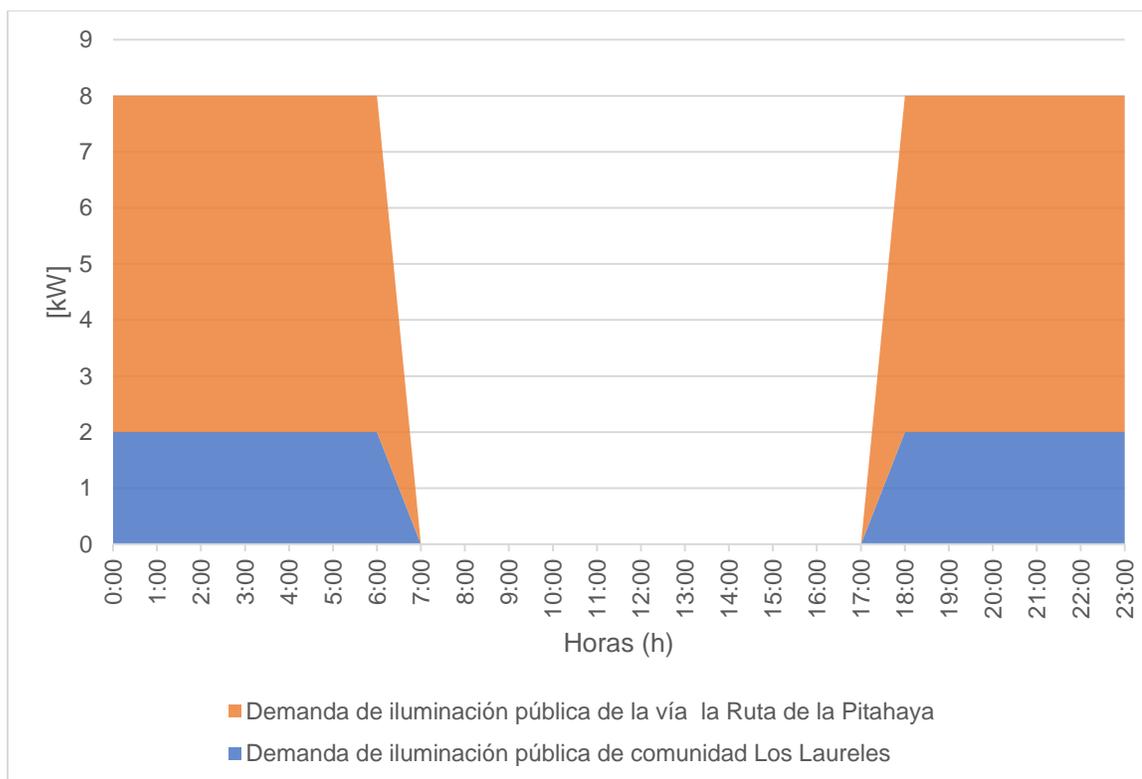
Se realiza la comparación entre las curvas de demanda residencial diaria para distintas épocas de producción que posee la comunidad de Los Laureles. Para las entradas del problema de optimización para planificación se usan demandas generadas de un año, correspondientes a curvas de todos los meses del año.

4.5.2. Demanda Servicios Públicos

Para la demanda de los servicios público se toma únicamente en cuenta el alumbrado público que se tiene a lo largo de la ruta de la pitahaya y el alumbrado público en de la comunidad de Los Laureles de Sangay (Nayamanaca) como se observa en la **Figura 48**.

Figura 48

Curva de demanda diaria de alumbrado público



Nota. Se identifica que el alumbrado público de la carretera de la ruta de la pitahaya es mucho mayor al alumbrado público de la comunidad, para el análisis se considera la misma demanda para todos los meses del año.

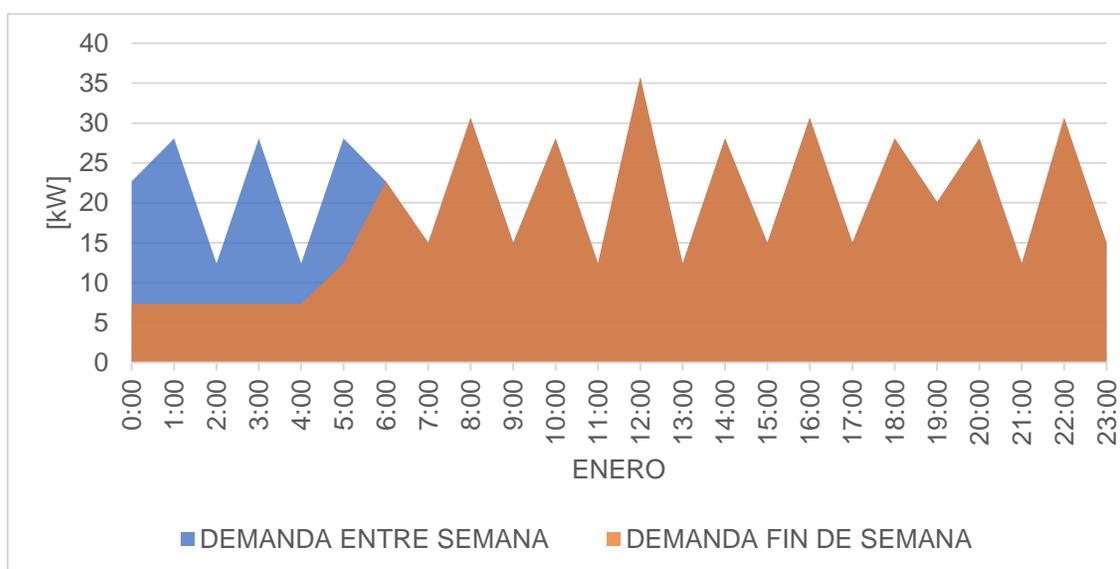
4.5.3. Demanda de Actividades Productivas

La demanda de las actividades productivas en los 7 centros de acopio responden a los niveles de exportación que existen en las temporadas de la pitahaya como se observa en la **Figura 43**, obteniendo una variabilidad de la demanda evidente por meses. Se tiene en cuenta que los centros de acopio poseen un compresor de 3hp, camaras de refrigeración, bombas de agua, lámparas, balanzas, entre otros que se activan por horas, por ese motivo se genera un perfil tipo sierra, con un estimado diario de $526kW/día$ por los 7 centros de acopio.

En la **Figura 49** se observa la demanda en un día entre semana, curva azul, y demanda de un fin de semana, curva naranja, en un mes donde la temporada de exportación de la pitahaya es alta (enero), durante este tiempo se trabaja día y noche entre semana y fines de semana jornadas de 5am a 11pm.

Figura 49

Demanda energética de actividad productiva en el mes de enero

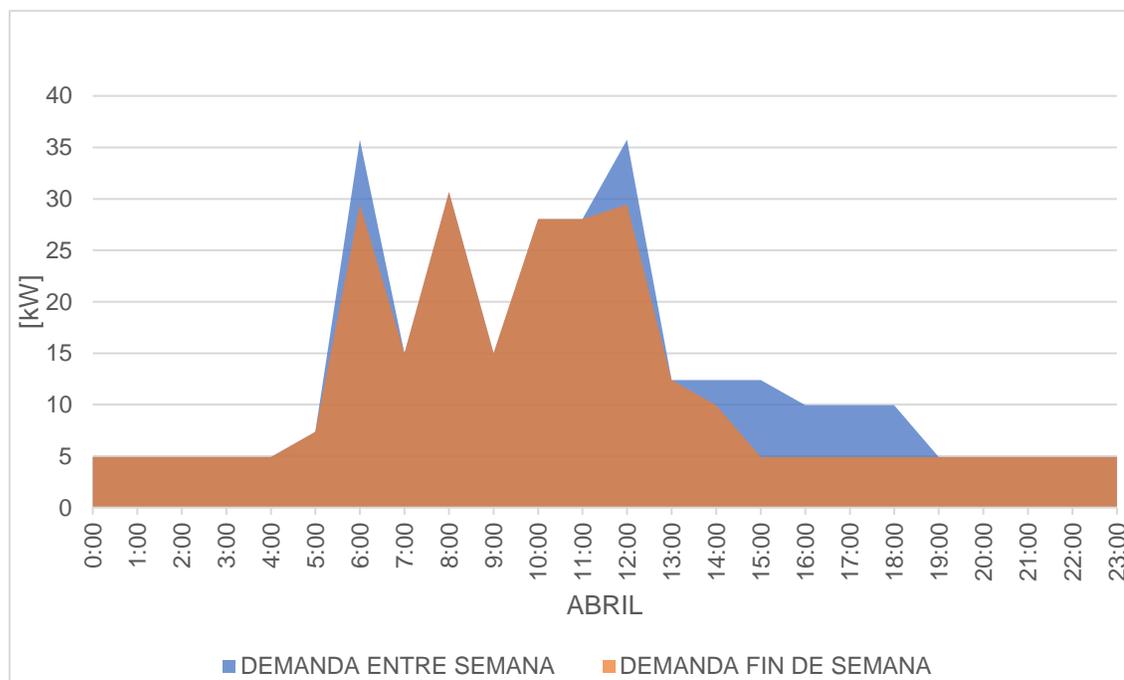


Nota. Demanda energética de dos días en el mes que existe mayor demanda energética en la actividad productiva.

En la **Figura 50** se observa la demanda en un día entre semana y demanda un fin de semana, que a pesar de ser un mes donde la temporada de exportación de la pitahaya es alta, ver **Figura 43**, la demanda se ve reducida ya que no existieron exportaciones importantes en este mes. Se puede observar que se trabaja en jornadas de 5am hasta 19am los días entre semana y los fin de semana de 5h a 14h. (Días, 2021)

Figura 50

Demanda Energética Actividad Productiva en el mes de abril

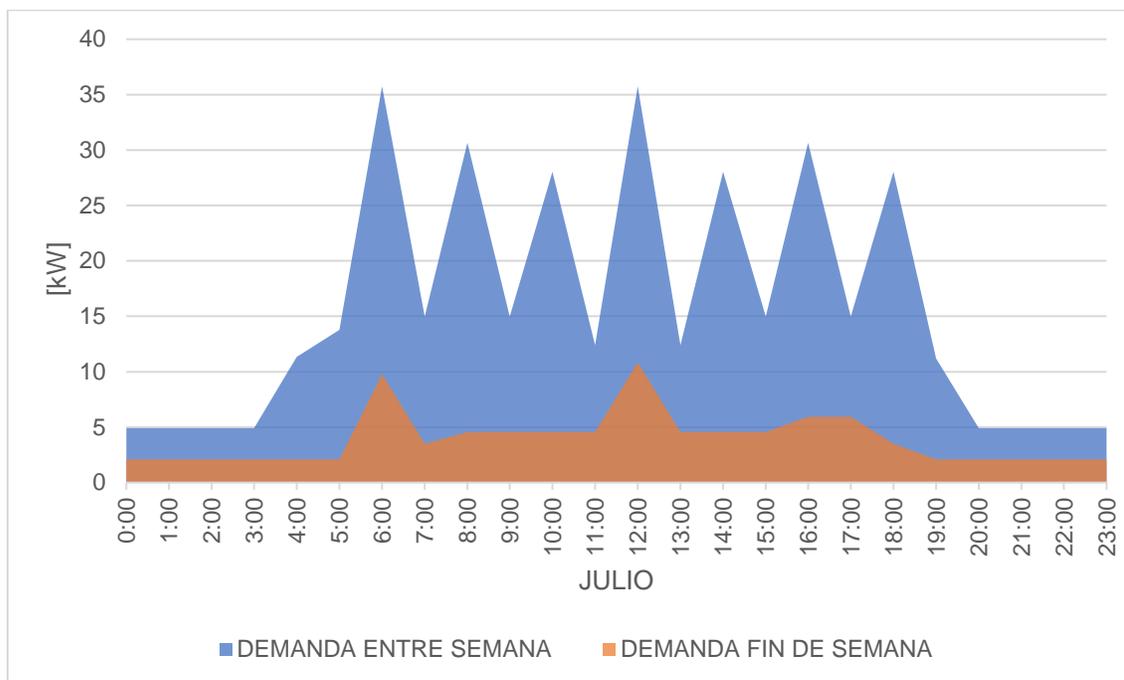


Nota. Demanda energética de dos días típicos en el mes de abril, que pese a ser un día de demanda alta

En la **Figura 51** se observa la demanda en un día entre semana y demanda un fin de semana, en un mes donde la temporada de exportación de la pitahaya media-baja. Se puede observar que se trabaja solo los días entre semana, con jornadas de 5h hasta 20h.

Figura 51

Demanda Energética Actividad Productiva en el mes de julio

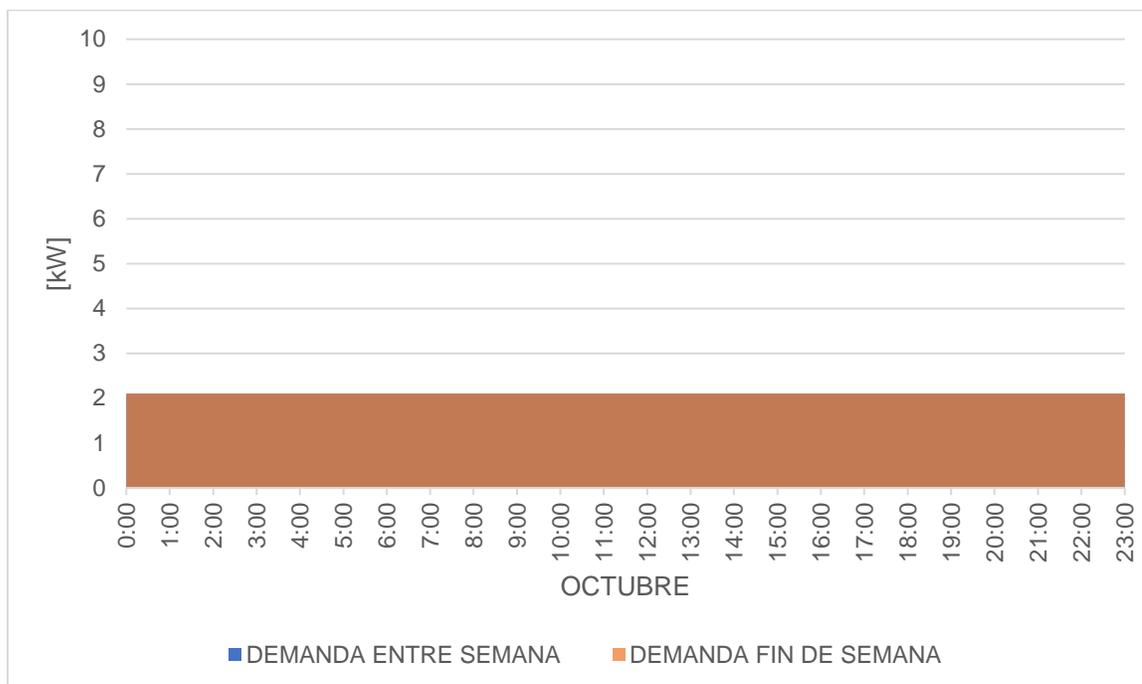


Nota. Demanda energética de dos días en el mes que existe demanda energética media-alta en la actividad productiva.

En la **Figura 52** se observa que la demanda de un día entre semana y un fin de semana son similares y casi nulas, pues la potencia generada es únicamente por las cámaras de seguridad, ya que es en un mes donde la temporada de exportación de la pitahaya completamente baja y los centros de acopio permanecen cerrados.

Figura 52

Demanda Energética Actividad Productiva en el mes de octubre



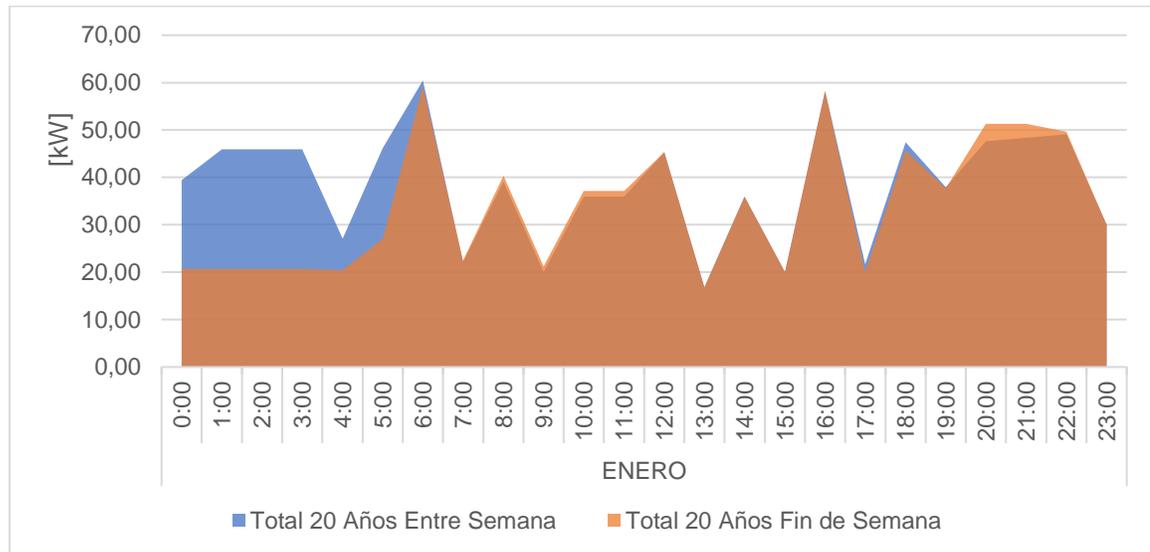
Nota. Demanda energética de dos días en el mes que existe demanda energética baja y no existe actividad productiva.

4.5.4. Demanda Eléctrica Total.

Para generar la curva de demanda total con la que se va a realizar la planificación de la microrred y siendo la entrada del problema de optimización propuesto, se procede a sumar de las curvas de demanda residencial, servicios públicos y actividades productivas, dando como resultado una curva como se indica en la **Figura 53**, planificación de la microrred y siendo la entrada del problema de optimización propuesto de la Pitahaya es máxima con uso de recursos energéticos durante las 24 horas del día.

Figura 53

Demanda Energética Actividad Productiva en el mes de enero



Nota. Se presenta la curva de demanda total de un día típico de enero donde se presenta el mayor consumo de energía eléctrica en la localidad Los Laureles proyectada a 20 años con una tasa de crecimiento del 1.1%, evidencia que el pico máximo de potencia consumida es de 60kW a las 6h.

4.6. Problema de Optimización para la Planificación de una Microrred

Los costos por kW instalados [USD/kW] que se consideran para la resolución de problema de optimización se presentan a continuación:

$$C_{PV} = 871[\text{USD}/\text{kW}] , C_{BESS} = 1800[\text{USD}/\text{kW}] , C_{MH} = 3263[\text{USD}/\text{kW}] ,$$

$$C_{GGS} = 894[\text{USD}/\text{kW}] , C_{GD} = 448[\text{USD}/\text{kW}] \text{ y } C_{WT} = 1266[\text{USD}/\text{kW}].$$

Los costos de operación [USD/kW] son:

$C_{GD} = 0.46[USD/kW]$, $C_{Gas} = 0.045[USD/kW]$ y $C_{MHOP} = 1.3 \times 10^{-3}[USD/kW]$, los costos de operación de *PV* se consideran despreciables.

Los costos de penalización [USD/kW] son:

$$C_{ENS} = 2[USD/kW] \text{ y } C_{CURTAILMENT} = 0.5[USD/kW].$$

Los valores fueron tomadas de (Comisión Nacional de Energía, INFORME DE COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN, 2020).

Impuesto al carbono $C_{CO_2} [USD/1000kg] = 35$ (GlobalPetrolPrices, 2021) , Se fija un presupuesto = \$200 000 y $FRC = 0.1627$ el cual se calcula a partir de la ecuación (5), para 10% de interés a 10 años plazo.

Se modela un sistema *PV* con las siguientes características: Un rendimiento del inversor $n_{inversor} = 0.983$, rendimiento panel $n_{panel} = 0.191$ y un área de paneles total $A_{panel} = 268.5 [m^2]$ en 165 *paneles*. El área fue delimitada a partir del terreno que las autoridades de la comunidad autorizarían para la colocación del parque solar.

Para el sistema *WT* se modela con las siguientes características: El área total de las turbinas es $Area_{WT} = 56.52 [m^2]$ para 8 turbinas eólicas de radio 1.9 [m].

Para el modelo *MH* se modela con las siguientes características: La altura es $h = 1[m]$, la eficiencia $n_{MH} = 0.85$, la densidad del agua $\rho = 1000[kg/m^3]$ y gravedad $g = 9.81[m/s^2]$.

Para el modelo *BESS* se consideran las siguientes características: La eficiencia de las baterías $n_b = 0.95$ con una profundidad de descarga del 80%.

Para el cálculo de la huella de carbono se tiene que la densidad de energía del gas natural (poder calorífico) es de $u_{GGS} = 14.69 [kWh/kg]$, la densidad de energía del diésel (poder calorífico) es de $u_{GD} = 11.8 [kWh/kg]$, la eficiencia energética de GGS $n_{GGS} = 0.3$ y la eficiencia energética del GD es de $n_{GD} = 0.3$. y finalmente el factor de emisión de CO_2 es $K_{CO_2} = 0.5 [Kg_{CO_2}/kWh]$ valores tomados de (Jarrin, 2018) y (Oiltanking, 2021)

Capítulo V

5. Análisis de Resultados

Para fines explicativos de los distintos resultados de inversión se han planteado 4 casos, los cuales para el Caso I y Caso II se consideran como posibles tecnologías de las siguientes unidades de generación: generación fotovoltaica (PV), eólica (WT), micro-hidro (MH), generador diésel (GD), grupo electrógeno de gas (GGS) y baterías (BESS). Por otra parte, el Caso III y Caso IV se tiene las siguientes tecnologías de generación: fotovoltaica (PV), micro-hidro (MH), generador diésel (GD) y baterías (BESS).

En el Caso I y III la demanda del proseo productivo no considera cargas controlables o flexible (bomba de agua), por lo tanto, dentro del problema de optimización no se considera la gestión de la demanda controlable. Mientras que para los Casos II y VI, se considera gestión de la demanda controlable como parte de procesos productivos, por lo tanto, dentro del problema de optimización se considera la gestión de la demanda controlable como una variable de optimización.

De acuerdo con estas condiciones en problema de optimización propuesto decidirá el portafolio tecnológico más adecuado técnica y económicamente.

En la **Tabla 15** se muestra la comparación de los Casos I y II de las capacidades de generación para cada tecnología, además los valores económicos que sintetizan los costos de operación e inversión a través de la anualidad obtenidos como resultado de resolver el problema de optimización propuesto para la planificación de la microrred. Se puede observar que para el Caso I en donde no se consideró en el problema de optimización la gestión de la demanda flexible como parte de la demanda del Proceso Productivo (PP), es decir la demanda del PP se mantuvo contante y en los horarios

definidos por los usuarios que normalmente en horas pico se ve incrementada, producto de la demanda de PP, como resultado del problema de optimización se establecen diferentes capacidades de las unidades de generación (ver **Tabla 15**), presentando un Costo de Inversión (CI) de \$159.602,91.

Para el Caso II, en donde se considera la gestión de la demanda controlable como parte de la demanda eléctrica del PP, es decir se incluye como variables de optimización la gestión de encendido y apagado de las bombas dentro del problema de optimización. En este caso se redujo las capacidades instaladas de las unidades de generación GD, GGS, WT y se eliminó la tecnología BESS, en comparación al Caso I, mientras que para las otras unidades se mantienen en la misma capacidad para los dos casos, presentando un Costo de Inversión de (CI) de \$128.940,35.

Comparando los costos en los dos casos se puede observar que al resolver el problema de optimización usando como máquina de optimización FICO® Xpress el costo en el Caso II es menor que el Caso I en \$30.662.56.

Tabla 15

Resultados técnico-económicos de la planificación de microrredes que considera demanda de procesos productivos para el: Caso I y Caso II

POTENCIA INSTALADA	CASO I	CASO II
	DEMANDA PP NO OPTIMIZADO	DEMANDA PP OPTIMIZADO
P_PV [KW]	51,25630585	51,25630585
P_WT [KW]	1,752645886	1,09236932
P_MH [KW]	16,260075	16,260075
P_GD [KW]	9,96136483	0,018190775

	CASO I	CASO II
POTENCIA INSTALADA	DEMANDA PP NO OPTIMIZADO	DEMANDA PP OPTIMIZADO
P_GGS [KW]	36,1302406	33,3874657
P_BESS [KW]	12,73336963	0
CI [USD]	\$159.602,91	\$128.940,35

Nota. Se indican el portafolio de las tecnologías de generación PV, WT, MH, GD, GGS y BESS, con su potencia instaladas y sus respectivos costos de inversión para los Casos I y Caso II.

En la **Tabla 16** se muestra la comparación de los Casos III y IV de las capacidades de generación para cada tecnología, en estos casos se procede a descartar la tecnología WT de acuerdo a lo mencionado por (Mendoza U., 2018) lo cual indica que la tecnología eólica no es viable para las velocidades de viento obtenidas en la sección **4.2.2.** que son menores a $3[m/s]$, y a su vez el software de optimización indica resultados de potencia para generación WT muy bajos que llegan a ser despreciables y solo ayudan a incrementar los costos de inversión con turbinas que no llegarían a trabajar a su potencia nominal; también se descarta la tecnología GGS ya que según (Sociedad Nacional de Minería, 2015) dice que se requiere un suministro de gas natural cercano a la planta de generación GGS, pero en la localidad rural no existe ductos de gas natural cercanos, por temas de distancia, infraestructura y costo operación se considera que esta tecnología no es viable para la localidad de Los Laureles.

Para las tecnologías consideradas se obtiene los valores económicos que sintetizan los costos de operación e inversión obtenidos como resultado de resolver el

problema de optimización propuesto para la planificación de la microrred. Se puede observar que para el Caso III en donde no se consideró en el problema de optimización la gestión de la demanda flexible como parte de la demanda del Proceso Productivo (PP), es decir la demanda del PP se mantuvo constante y en los horarios definidos por los usuarios que normalmente en horas pico se ve incrementada, producto de la demanda de PP, como resultado del problema de optimización se establecen diferentes capacidades de las unidades de generación (ver **Tabla 16**) , presentando un Costo de Inversión (CI) de \$169.932.32.

Para el Caso IV, en donde se considera la gestión de la demanda controlable como parte de la demanda eléctrica del PP, es decir se incluye como variables de optimización la gestión de encendido y apagado de las bombas dentro del problema de optimización. En este caso se redujo las capacidades instaladas de las unidades de generación GD, y se eliminó la tecnología BESS, en comparación al Caso III, mientras que para las tecnologías PV y MH se mantienen en la misma capacidad para los dos casos, presentando un Costo de Inversión de (CI) de \$112.668.32

Comparando los costos en los dos casos se puede observar que al resolver el problema de optimización usando como máquina de optimización FICO® Xpress el costo en el Caso IV es menor que el Caso III en \$57.264.01

Tabla 16

Resultados técnico-económicos de la planificación de microrredes que considera demanda de procesos productivos para el: Caso III y Caso IV

POTENCIA INSTALADA	CASO III	CASO IV
	DEMANDA PP NO OPTIMIZADO	DEMANDA PP OPTIMIZADO
P_PV [KW]	51,25630585	51,25630585
P_WT [KW]	0	0
P_MH [KW]	16,260075	16,260075
P_GD [KW]	35,43288922	33,409485
P_GGS [KW]	0	0
P_BESS [KW]	31,30973454	0
CI [USD]	\$169.932,32	\$112.668,32

Nota. Se indican el portafolio de las tecnologías de generación PV, WT, MH, GD, GGS y BESS, con su potencia instaladas y sus respectivos costos de inversión para los Casos III y Caso IV.

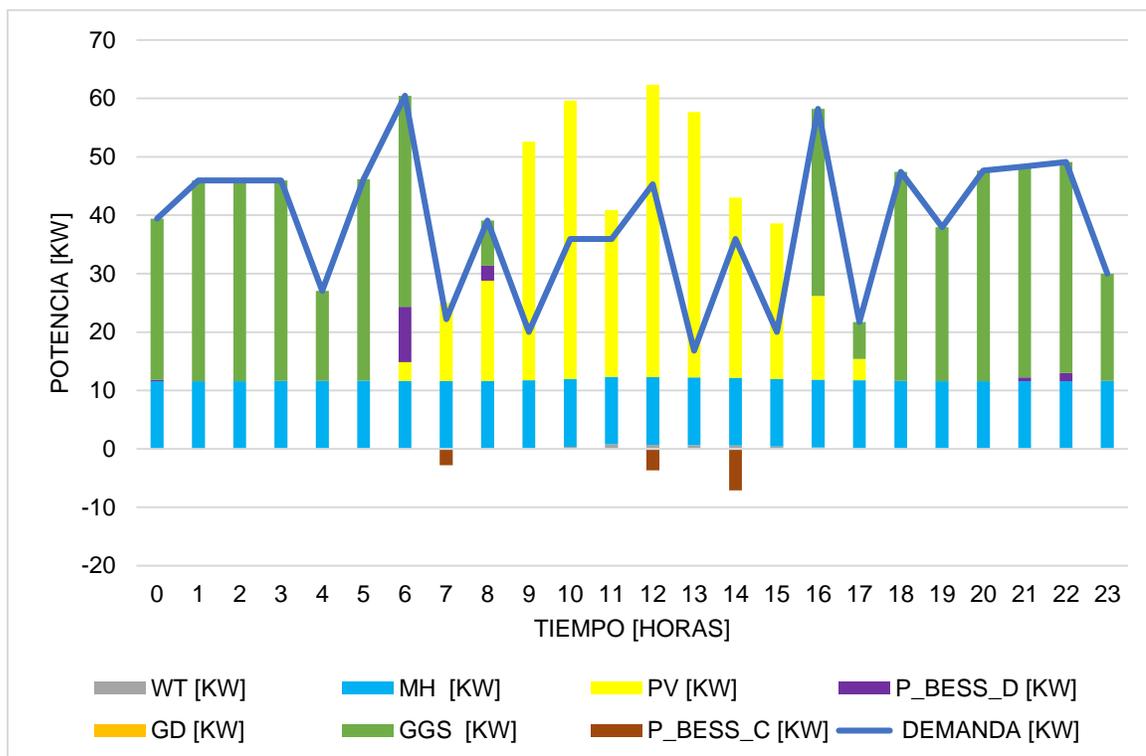
A continuación, se presentan las gráficas comparativas del portafolio tecnológico obtenido para cada caso considerando 4 meses típicos (enero, abril, julio y octubre), en donde se identifica la variabilidad de los recursos renovables (irradiancia, viento y caudal) por estacionalidad y variabilidad de la demanda que está ligada a la producción alta, media y baja de la pitahaya en los centros de acopio de la comunidad de Los Laureles, ver sección **4.5.3**.

En la **Figura 54** se observa la operación del mix tecnológico de generación obtenido para un día típico de enero, este mes tiene alta productividad. En enero el recurso hídrico es bajo y el recurso solar es alto. En meses de alta producción trabajan todos los días en doble jornada. En este caso se tiene picos de demanda en los cuales se dan por el accionamiento de bombas de agua que son parte de la demanda eléctrica del PP, los cuales los encienden en horarios fijos a lo largo del día. Para suplir la demanda eléctrica, las tecnologías de generación que intervienen son: PV, MH, GGS, BESS, GD y WT.

El aporte de generación WT a la microrred es muy bajo, MH se mantiene constante a lo largo del día debido a las características del caudal del río Palora. GGS se activa cuando la energía solar no está disponible por lo general, el recurso solar está disponible entre las 6h y 18h, a las 6 horas la energía solar es baja por lo que necesita el apoyo de generación GGS y de BESS para suplir el pico de demanda que se tiene a esa hora de la mañana y de la misma manera ocurre cuando la generación PV no es suficiente para cubrir la demanda. Las BESS aprovechan la generación PV entre las 6h y 18h para cargarse, y ser utilizadas cuando el recurso solar no esté disponible. El excedente de generación PV se lo puede aprovechar instalando más baterías, pero el factor económico es el limitante.

Figura 54

Caso I escenario A: Operación de la microrred en un día típico de enero con demanda eléctrica del PP no gestionada.



Nota. Se muestra la operación del mix tecnológico de generación para un día típico de enero y con la demanda eléctrica del PP no gestionada en este mes el recurso solar es alto mientras que el recurso hídrico es bajo.

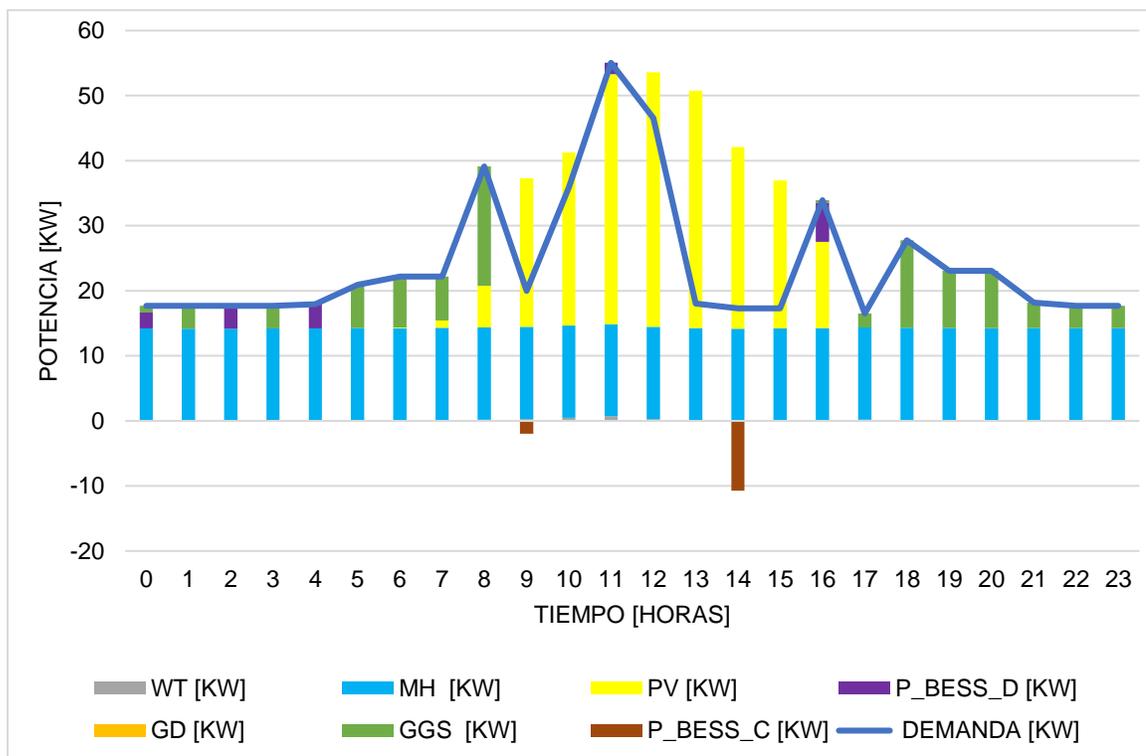
En la **Figura 55** se observa la operación del mix tecnológico de generación obtenido para un día típico de abril este mes es de alta productividad, sin embargo, en abril redujeron las exportaciones de Pitahaya como se menciona en la sección **4.5.3**, **Figura 50**, en este mes el recurso hídrico es alto y el recurso solar es bajo. En este mes en particular trabajan una jornada todos los días de 5h a 18h por lo que la demanda eléctrica redujo este mes. En este caso se tiene picos de demanda en los cuales se dan

por el accionamiento de bombas de agua que son parte de la demanda eléctrica del PP, los cuales los encienden en horarios fijos a lo largo del día. Para suplir la demanda eléctrica, las tecnologías de generación que intervienen son: PV, MH, GGS, BESS, GD y WT.

El aporte de generación WT a la microrred es muy bajo, MH se mantiene constante a lo largo del día debido a las características del caudal del río Palora. GGS se activa cuando la energía solar no está disponible por lo general, el recurso solar está disponible entre las 6h y 18h, a las 6 horas la energía solar es baja por lo que necesita el apoyo de generación GGS y de BESS para suplir el pico de demanda que se tiene a esa hora de la mañana y de la misma manera ocurre cuando la generación PV no es suficiente para cubrir la demanda. Las BESS aprovechan la generación PV entre las 6h y 18h para cargarse, y ser utilizadas cuando el recurso solar no esté disponible. El excedente de generación PV se lo puede aprovechar instalando más baterías, pero el factor económico es el limitante.

Figura 55

Caso I escenario B: Operación de la microrred en un día típico de abril con demanda eléctrica del PP no gestionada.



Nota. Se muestra la operación del mix tecnológico de generación para un día típico de abril y con la demanda eléctrica del PP no gestionada, abril es un mes de alta productividad, sin embargo, este mes se redujo la exportación de pitahaya por lo que trabajaron 1 jornada al día reduciendo así la demanda eléctrica, en este mes el recurso solar es bajo mientras que el recurso hídrico es alto.

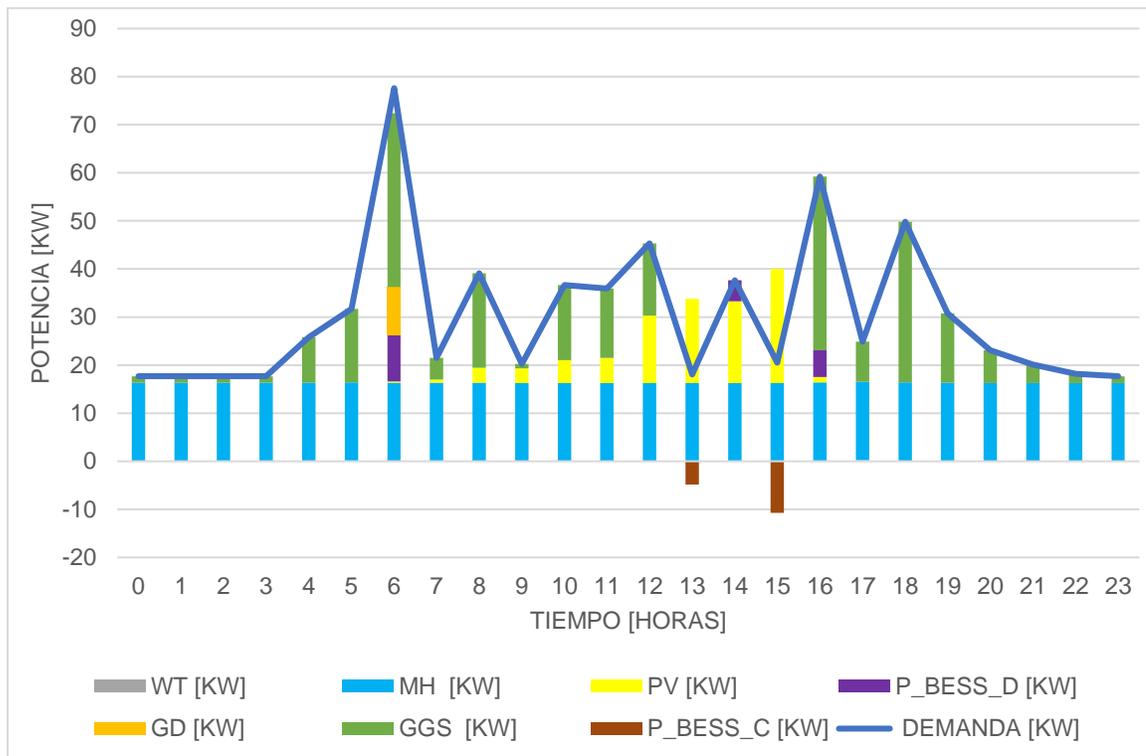
En la **Figura 56** se muestra la operación del mix tecnológico de generación obtenido para un día típico de julio este mes es de media productividad, en julio el recurso hídrico es alto y el recurso solar es bajo. En este mes en particular trabajan una jornada de lunes a viernes de 5h a 20h y fines de semana no laboran. En este caso se

tiene picos de demanda en los cuales se dan por el accionamiento de bombas de agua que son parte de la demanda eléctrica del PP, los cuales los encienden en horarios fijos a lo largo del día. Para suplir la demanda eléctrica, las tecnologías de generación que intervienen son: PV, MH, GGS, BESS, GD y WT.

El aporte de generación WT a la microrred es muy bajo, MH se mantiene constante a lo largo del día debido a las características del caudal del río Palora. GGS se activa cuando la energía solar no está disponible por lo general, el recurso solar está disponible entre las 6h y 18h, a las 6 horas la energía solar es baja por lo que necesita el apoyo de generación GGS, GD y de BESS para suplir el pico de demanda que se tiene a esa hora de la mañana y de la misma manera ocurre cuando la generación PV no es suficiente para cubrir la demanda. Las BESS aprovechan la generación PV entre las 6h y 18h para cargarse, y ser utilizadas cuando el recurso solar no esté disponible. El excedente de generación PV se lo puede aprovechar instalando más baterías, pero el factor económico es el limitante.

Figura 56

Caso I escenario C: Operación de la microrred en un día típico de julio con demanda eléctrica del PP no gestionada.



Nota. Se muestra la operación del mix tecnológico de generación para un día típico de julio y con la demanda eléctrica del PP no gestionada, en este mes el recurso solar es bajo mientras que el recurso hídrico es alto.

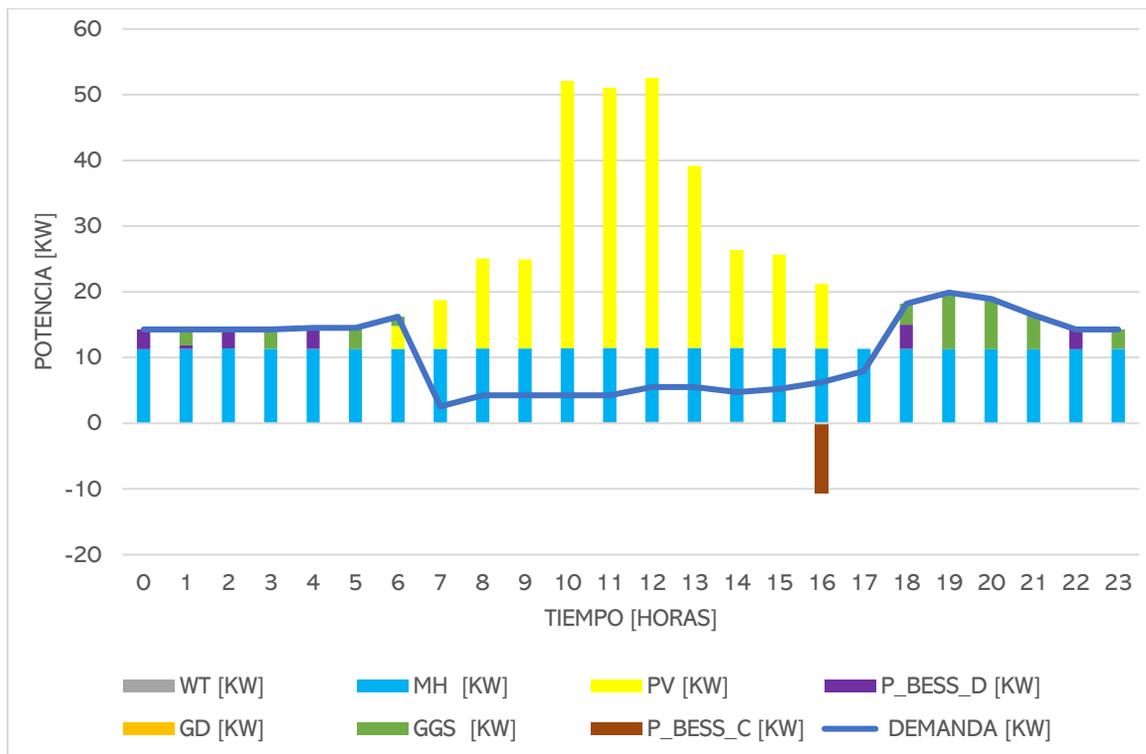
En la **Figura 57** muestra la operación del mix tecnológico de generación obtenido para un día típico de octubre este mes tiene baja productividad, en este mes el recurso hídrico es bajo y el recurso solar es alto. En este mes en particular no laboran debido a que no se exporta pitahaya en los meses de septiembre, octubre y noviembre. En este caso no se tiene picos de demanda que se den por accionamiento de bombas de agua que son parte de la demanda eléctrica del PP, ya que no se encienden a lo

largo del día. Para suplir la demanda eléctrica, las tecnologías de generación que intervienen son: PV, MH, GGS, BESS, GD y WT.

El aporte de generación WT a la microrred es muy bajo, MH se mantiene constante a lo largo del día debido a las características del caudal del río Palora. GGS se activa cuando la energía solar no está disponible por lo general, el recurso solar está disponible entre las 6h y 18h, a las 6 horas la energía solar es baja por lo que necesita el apoyo de generación GGS y de BESS para suplir el pico de demanda que se tiene a esa hora de la mañana y de la misma manera ocurre cuando la generación PV no es suficiente para cubrir la demanda. Las BESS aprovechan la generación PV entre las 6h y 18h para cargarse, y ser utilizadas cuando el recurso solar no esté disponible. El excedente de generación PV se lo puede aprovechar instalando más baterías, pero el factor económico es el limitante.

Figura 57

Caso I escenario D: Operación de la microrred en un día típico de octubre con demanda eléctrica del PP no gestionada.



Nota. Se muestra la operación del mix tecnológico de generación para un día típico de octubre con la demanda eléctrica del PP no gestionada en este mes el recurso solar es alto mientras que el recurso hídrico es bajo.

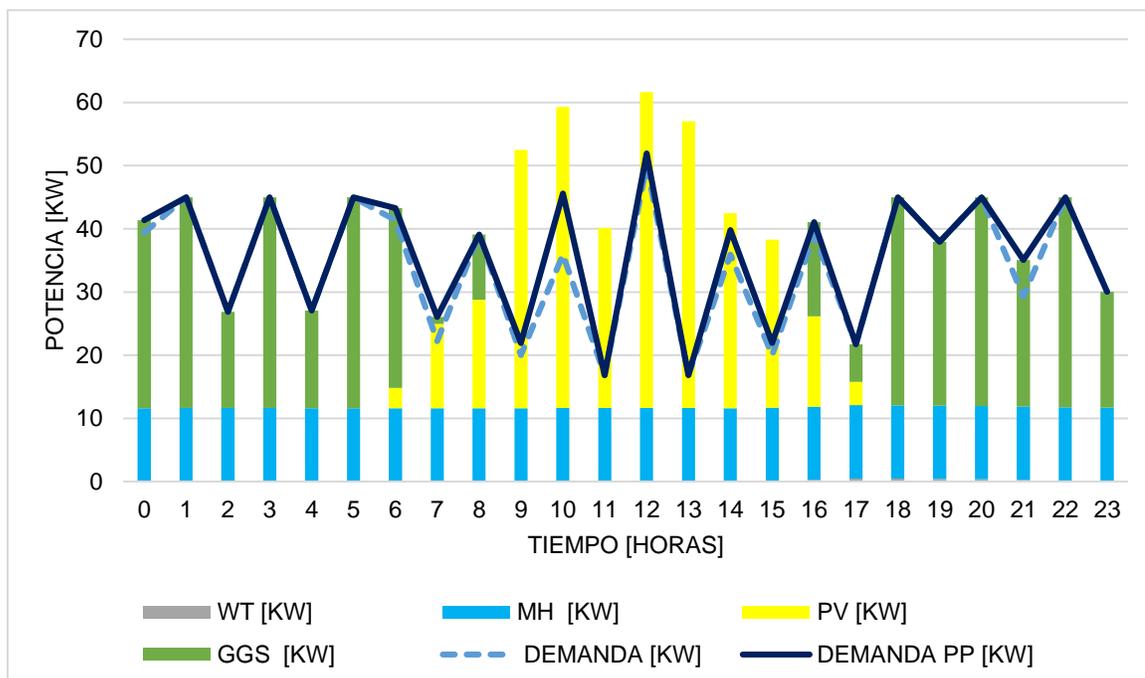
En la **Figura 58** se muestra la operación del mix tecnológico de generación en un día típico de enero. Enero es un mes de alta productividad en este mes el recurso hídrico es bajo y el recurso solar es alto. En este caso la demanda eléctrica del PP los horarios son generados estratégicamente por FICO® Xpress aprovechando la energía renovable, de esta manera se mitigan los picos de demanda eléctrica que se mostraron en los meses de estudio del Caso I. Para suplir la demanda eléctrica, las tecnologías de

generación que intervienen son: PV, MH, GGS y WT. En meses de alta producción trabajan todos los días en doble jornada.

El aporte de generación WT a la microrred es muy bajo, MH se mantiene constante a lo largo del día debido a las características del caudal del río Palora. GGS se activa cuando la energía solar no está disponible por lo general, el recurso solar está disponible entre las 6h y 18h, a las 6 horas la energía solar es baja por lo que necesita el apoyo de generación GGS para suplir el pico de demanda que se tiene a esa hora de la mañana y de la misma manera ocurre cuando la generación PV no es suficiente para cubrir la demanda. La línea discontinua representa la demanda de la localidad estudiada, es decir, sin considerar la demanda del PP. Mientras que, la línea continua es la demanda total ya sumada la demanda del PP gestionado, y se puede identificar en que horas la demanda ha sido gestionada por FICO® Xpress, de tal forma que comparando al Caso I (escenario A), se redujo los picos de demanda haciendo que no sea necesario instalar BESS.

Figura 58

Caso II escenario A: Operación de la microrred en un día típico de enero con demanda eléctrica del PP gestionada.



Nota. Se muestra la operación del mix tecnológico de generación para un día típico de enero con la demanda eléctrica del PP gestionada en este mes el recurso solar es alto mientras que el recurso hídrico es bajo.

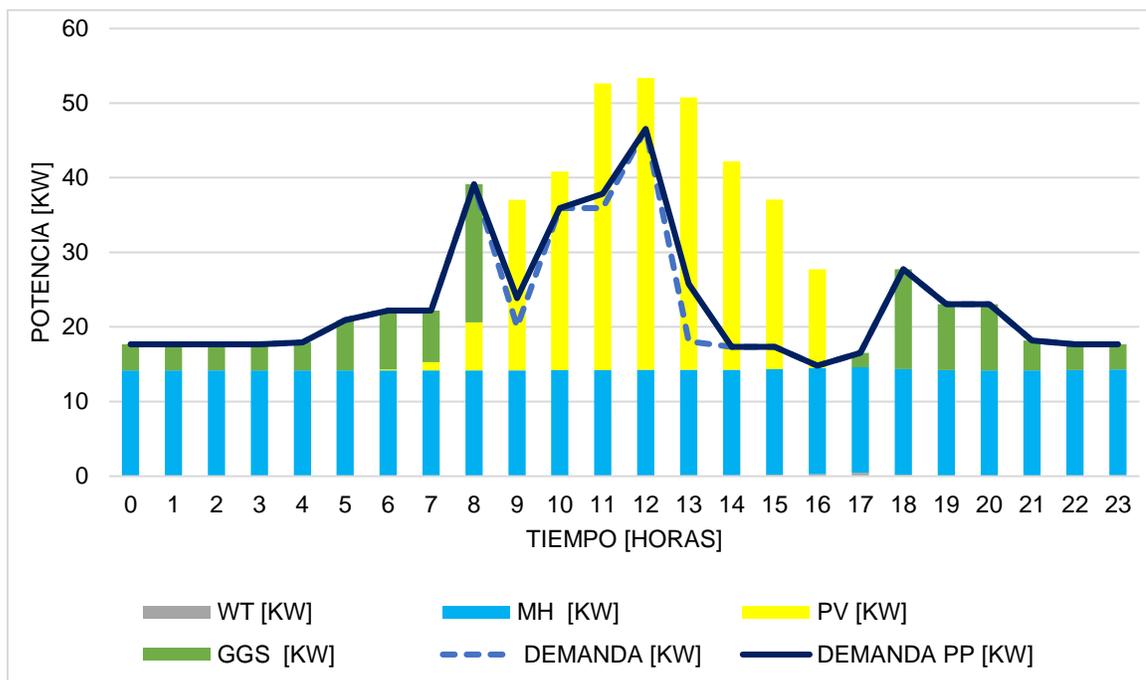
En la **Figura 59** se muestra la operación del mix tecnológico de generación en un día típico de abril. Abril es un mes de alta productividad, sin embargo, en este mes redujeron las exportaciones de Pitahaya como se menciona en la sección **4.5.3, Figura 50**, el recurso hídrico es alto y el recurso solar es bajo. Este mes en particular trabajan una jornada todos los días de 5h a 18h por lo que la demanda eléctrica redujo este mes. En este caso la demanda eléctrica del PP los horarios son generados estratégicamente por FICO® Xpress aprovechando la energía renovable, de esta manera se mitigan los

picos de demanda eléctrica que se mostraron en los meses de estudio del Caso I. Para suplir la demanda eléctrica, las tecnologías de generación que intervienen son: PV, MH, GGS y WT.

El aporte de generación WT a la microrred es muy bajo, MH se mantiene constante a lo largo del día debido a las características del caudal del río Palora. GGS se activa cuando la energía solar no está disponible por lo general, el recurso solar está disponible entre las 6h y 18h, a las 6 horas la energía solar es baja por lo que necesita el apoyo de generación GGS para suplir el pico de demanda que se tiene a esa hora de la mañana y de la misma manera ocurre cuando la generación PV no es suficiente para cubrir la demanda. La línea discontinua representa la demanda de la localidad estudiada, es decir, sin considerar la demanda del PP. Mientras que, la línea continua es la demanda total ya sumada la demanda del PP gestionado, y se puede identificar en que horas la demanda ha sido gestionada por FICO® Xpress, de tal forma que comparando al Caso I (escenario B), se redujo los picos de demanda haciendo que no sea necesario instalar BESS.

Figura 59

Caso II escenario B: Operación de la microrred en un día típico de abril con demanda eléctrica del PP gestionada.



Nota. Se muestra la operación del mix tecnológico de generación para un día típico de abril y con la demanda eléctrica del PP gestionada, abril es un mes de alta productividad, sin embargo, este mes se redujo la exportación de Pitahaya por lo que trabajaron 1 jornada al día reduciendo así la demanda eléctrica, en este mes el recurso solar es bajo mientras que el recurso hídrico es alto.

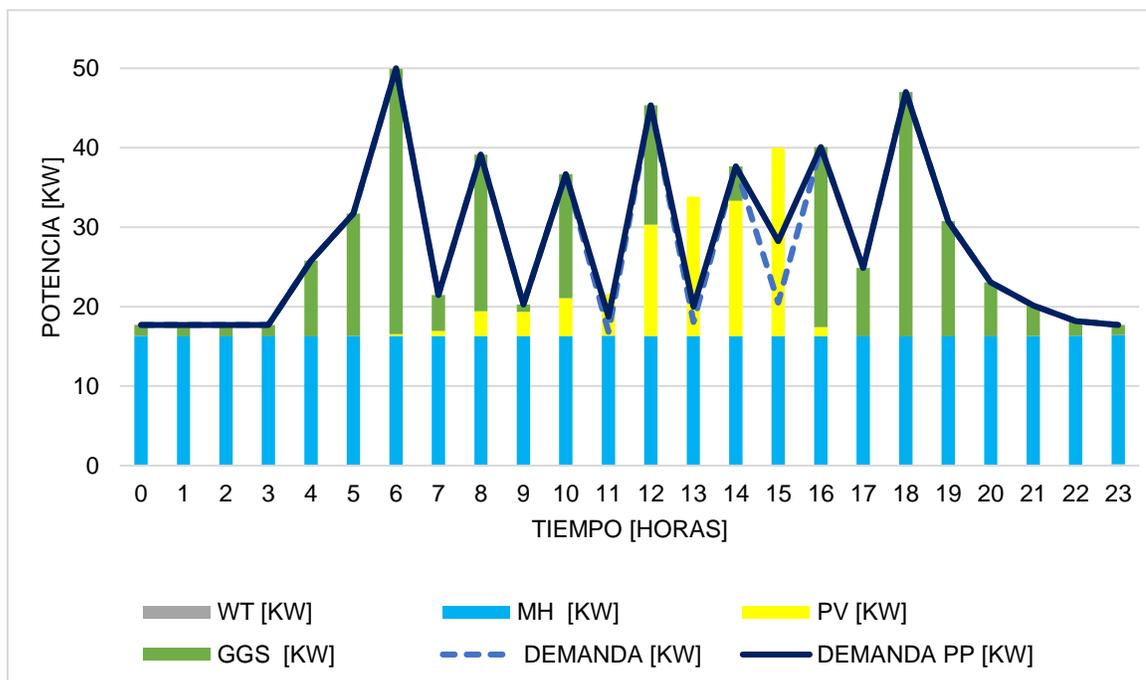
En la **Figura 60** se muestra la operación del mix tecnológico de generación en un día típico de julio, es un mes de media productividad en este mes el recurso hídrico es alto y el recurso solar es bajo. En este mes en particular trabajan una jornada de lunes a viernes de 5h a 20h y fines de semana no laboran. En este caso la demanda eléctrica del PP los horarios son generados estratégicamente por FICO® Xpress

aprovechando la energía renovable, de esta manera se mitigan los picos de demanda eléctrica que se mostraron en los meses de estudio del Caso I. Para suplir la demanda eléctrica, las tecnologías de generación que intervienen son: PV, MH, GGS y WT. En meses de alta producción trabajan todos los días en doble jornada.

El aporte de generación WT a la microrred es muy bajo, MH se mantiene constante a lo largo del día debido a las características del caudal del río Palora. GGS se activa cuando la energía solar no está disponible por lo general, el recurso solar está disponible entre las 6h y 18h, a las 6 horas la energía solar es baja por lo que necesita el apoyo de generación GGS para suplir el pico de demanda que se tiene a esa hora de la mañana y de la misma manera ocurre cuando la generación PV no es suficiente para cubrir la demanda. La línea discontinua representa la demanda de la localidad estudiada, es decir, sin considerar la demanda del PP. Mientras que, la línea continua es la demanda total ya sumada la demanda del PP gestionado, y se puede identificar en que horas la demanda ha sido gestionada por FICO® Xpress, de tal forma que comparando al Caso I (escenario C), se redujo los picos de demanda haciendo que no sea necesario instalar BESS.

Figura 60

Caso II escenario C: Operación de la microrred en un día típico de julio con demanda eléctrica del PP gestionada.



Nota. Se muestra la operación del mix tecnológico de generación para un día típico de julio y con la demanda eléctrica del PP gestionada, en este mes el recurso solar es bajo mientras que el recurso hídrico es alto.

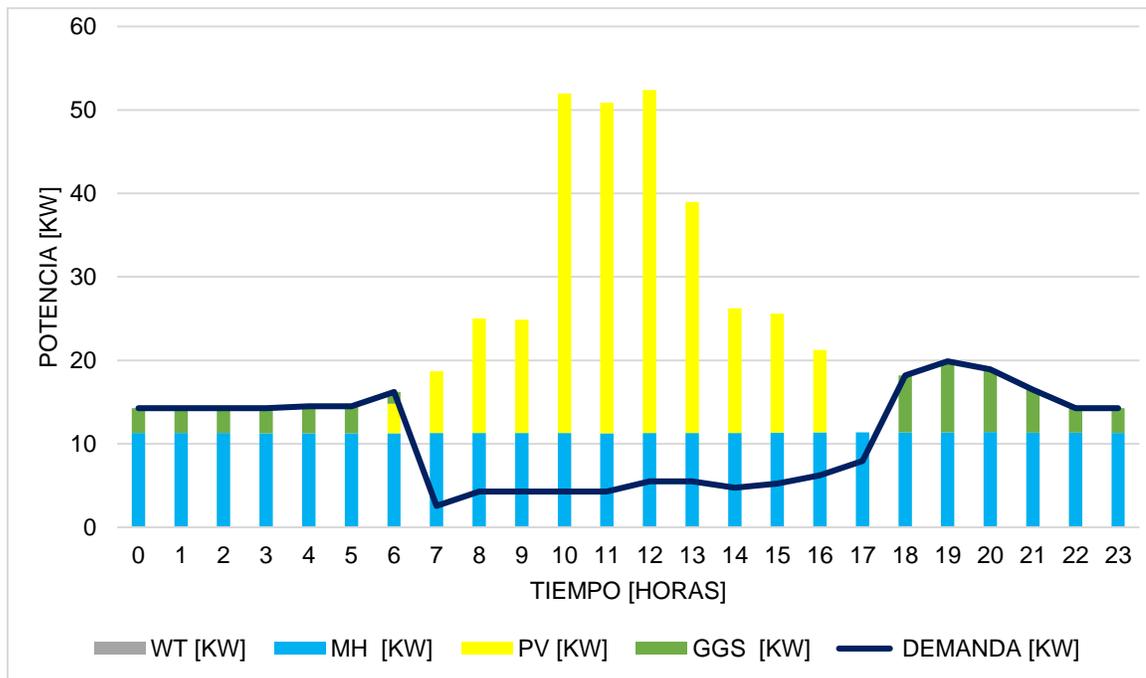
En la **Figura 61** se muestra la operación del mix tecnológico de generación en un día típico de octubre, es un mes de baja productividad en este mes el recurso hídrico es bajo y el recurso solar es alto. En este mes en particular no laboran ya que en los meses de septiembre, octubre y noviembre no realizan exportaciones de pitahaya. En este caso la demanda eléctrica del PP los horarios son generados estratégicamente por FICO® Xpress aprovechando la energía renovable, de esta manera se mitigan los picos de demanda eléctrica que se mostraron en los meses de estudio del Caso I. Para suplir

la demanda eléctrica, las tecnologías de generación que intervienen son: PV, MH, GGS y WT.

El aporte de generación WT a la microrred es muy bajo, MH se mantiene constante a lo largo del día debido a las características del caudal del río Palora. GGS se activa cuando la energía solar no está disponible por lo general, el recurso solar está disponible entre las 6h y 18h, a las 6 horas la energía solar es baja por lo que necesita el apoyo de generación GGS para suplir el pico de demanda que se tiene a esa hora de la mañana y de la misma manera ocurre cuando la generación PV no es suficiente para cubrir la demanda. La línea discontinua representa la demanda de la localidad estudiada, es decir, sin considerar la demanda del PP. Mientras que, la línea continua es la demanda total ya sumada la demanda del PP gestionado, y se puede identificar en que horas la demanda ha sido gestionada por FICO® Xpress, de tal forma que comparando al Caso I (escenario D), se redujo los picos de demanda haciendo que no sea necesario instalar BESS.

Figura 61

Caso II escenario D: Operación de la microrred en un día típico de octubre con demanda eléctrica del PP gestionada.



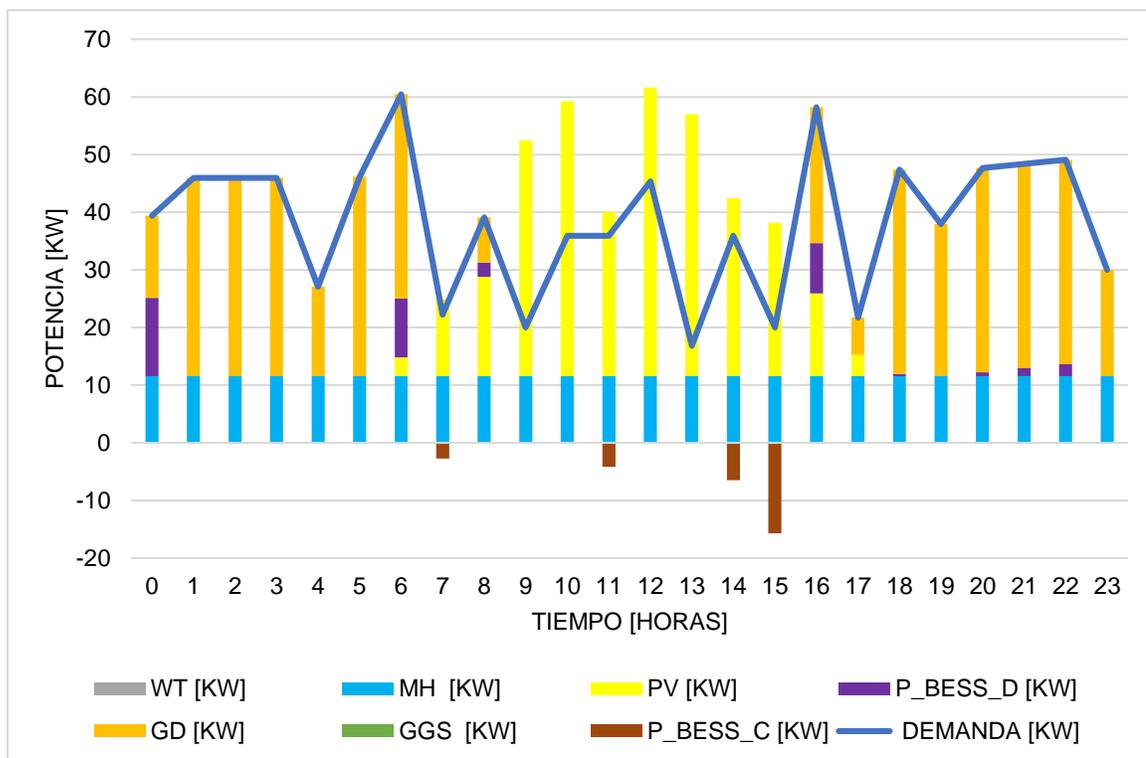
Nota. Se muestra la operación del mix tecnológico de generación para un día típico de octubre, no hay exportaciones de pitahaya en los meses de septiembre, octubre y noviembre, en este mes el recurso solar es bajo mientras que el recurso hídrico es alto.

En la **Figura 62** se observa el mix tecnológico de generación obtenido para un día típico del mes de enero que tiene alta productividad, en este mes el recurso hídrico es bajo y el recurso solar es alto. En meses de alta producción trabajan todos los días en doble jornada. En este caso se tiene picos de demanda en los cuales se dan por el accionamiento de bombas de agua que son parte de la demanda eléctrica del PP, los cuales los encienden en horarios fijos a lo largo del día. Para suplir la demanda eléctrica, las tecnologías de generación que intervienen son: PV, MH, BESS y GD.

El aporte de generación GD aumenta al no considerar GGS en comparación al Caso I, MH se mantiene constante a lo largo del día debido a las características del caudal del río Palora. GGS se activa cuando la energía solar no está disponible por lo general, el recurso solar está disponible entre las 6h y 18h, a las 6 horas la energía solar es baja por lo que necesita el apoyo de generación GD y de BESS para suplir el pico de demanda que se tiene a esa hora de la mañana y de la misma manera ocurre cuando la generación PV no es suficiente para cubrir la demanda. Las BESS aprovechan la generación PV entre las 6h y 18h para cargarse, y ser utilizadas cuando el recurso solar no esté disponible. El excedente de generación PV se lo puede aprovechar instalando más baterías, pero el factor económico es el limitante.

Figura 62

Caso III escenario A: Operación de la microrred en un día típico de enero con demanda eléctrica del PP no gestionada.



Nota. Se muestra la operación del mix tecnológico de generación para un día típico de enero, este mes es de alta productividad con la demanda eléctrica del PP no gestionada en este mes el recurso solar es alto mientras que el recurso hídrico es bajo.

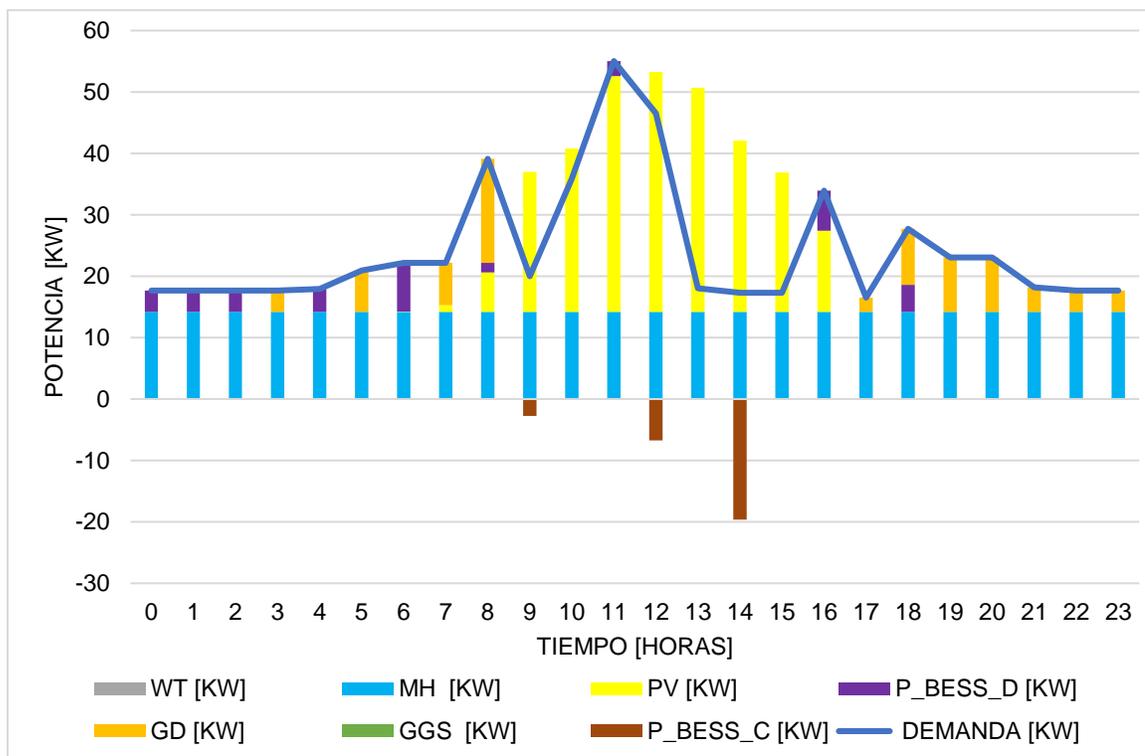
En la **Figura 63** observa el mix tecnológico de generación obtenido para un día típico del mes de abril que tiene alta productividad, sin embargo, en este mes redujeron las exportaciones de Pitahaya como se menciona en la sección **4.5.3, Figura 50**, en este mes el recurso hídrico es alto y el recurso solar es bajo. En este mes en particular trabajan una jornada todos los días de 5h a 18h por lo que la demanda eléctrica redujo este mes. En este caso se tiene picos de demanda en los cuales se dan por el

accionamiento de bombas de agua que son parte de la demanda eléctrica del PP, los cuales los encienden en horarios fijos a lo largo del día. Para suplir la demanda eléctrica, las tecnologías de generación que intervienen son: PV, MH, BESS y GD.

El aporte de generación GD aumenta al eliminar el sistema GGS en comparación al Caso I, MH se mantiene constante a lo largo del día debido a las características del caudal del río Palora. GD se activa cuando la energía solar no está disponible por lo general, el recurso solar está disponible entre las 6h y 18h, a las 6 horas la energía solar es baja por lo que necesita el apoyo de generación GD y de BESS para suplir el pico de demanda que se tiene a esa hora de la mañana y de la misma manera ocurre cuando la generación PV no es suficiente para cubrir la demanda. Las BESS aprovechan la generación PV entre las 6h y 18h para cargarse, y ser utilizadas cuando el recurso solar no esté disponible. El excedente de generación PV se lo puede aprovechar instalando más baterías, pero el factor económico es el limitante.

Figura 63

Caso III escenario B: Operación de la microrred en un día típico de abril con demanda eléctrica del PP no gestionada.



Nota. Se muestra la operación del mix tecnológico de generación para un día típico de abril, este mes es de alta productividad y con la demanda eléctrica del PP no gestionada, sin embargo, en este mes se redujo la exportación de pitahaya por lo que trabajaron 1 jornada al día reduciendo así la demanda eléctrica, en este mes el recurso solar es bajo mientras que el recurso hídrico es alto.

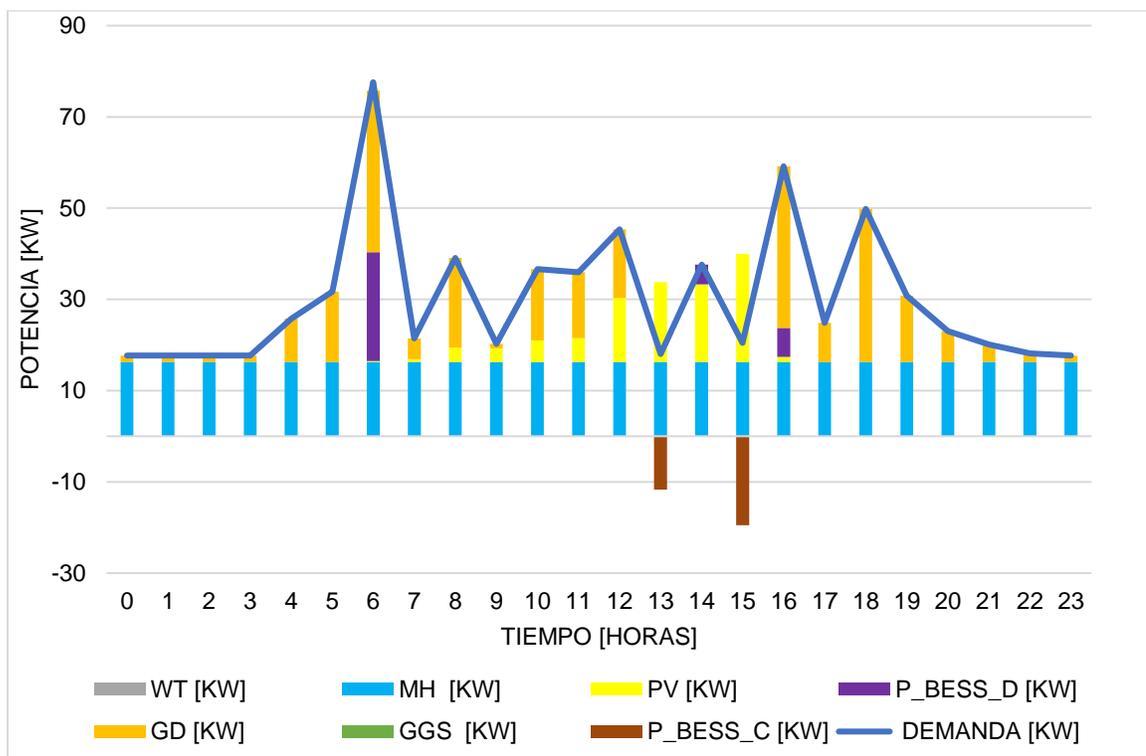
En la **Figura 64** se muestra la operación del mix tecnológico de generación obtenido para un día típico del mes de julio que tiene media productividad, en este mes el recurso hídrico es alto y el recurso solar es bajo. En este mes en particular trabajan una jornada de lunes a viernes de 5h a 20h y fines de semana no laboran. En este caso

se tiene picos de demanda en los cuales se dan por el accionamiento de bombas de agua que son parte de la demanda eléctrica del PP, los cuales los encienden en horarios fijos a lo largo del día. Para suplir la demanda eléctrica, las tecnologías de generación que intervienen son: PV, MH, BESS y GD.

MH se mantiene constante a lo largo del día debido a las características del caudal del río Palora. GD se activa cuando la energía solar no está disponible por lo general, el recurso solar está disponible entre las 7h y 16h, a las 6 horas la energía solar es baja por lo que necesita el apoyo de generación GD y de BESS para suplir el pico de demanda que se tiene a esa hora de la mañana y de la misma manera ocurre cuando la generación PV no es suficiente para cubrir la demanda. Las BESS aprovechan la generación PV entre las 7h y 16h para cargarse, y ser utilizadas cuando el recurso solar no esté disponible. Existe poco excedente de generación PV.

Figura 64

Caso III escenario C: Operación de la microrred en un día típico de julio con demanda eléctrica del PP no gestionada.



Nota. Se muestra la operación del mix tecnológico de generación para un día típico de julio, este mes es de media productividad y con la demanda eléctrica del PP no gestionada, en este mes el recurso solar es bajo mientras que el recurso hídrico es alto.

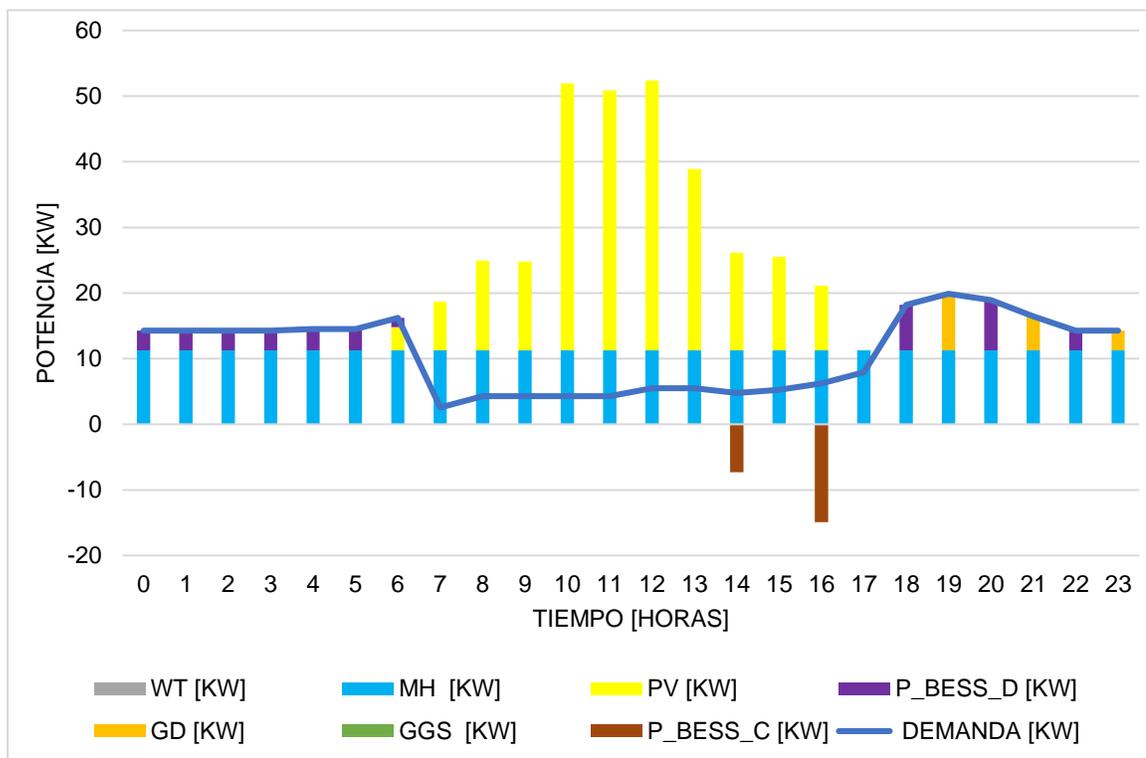
En la **Figura 65** muestra la operación del mix tecnológico de generación obtenido para un día típico de octubre este mes tiene baja productividad, en este mes el recurso hídrico es bajo y el recurso solar es alto. En este mes en particular no laboran debido a que no se exporta pitahaya en los meses de septiembre, octubre y noviembre. En este caso no se tiene picos de demanda que se den por accionamiento de bombas de agua que son parte de la demanda eléctrica del PP, ya que no se encienden a lo

largo del día. Para suplir la demanda eléctrica, las tecnologías de generación que intervienen son: PV, MH, BESS y GD.

No se consideran las tecnologías WT, GGS ni BESS, MH se mantiene constante a lo largo del día debido a las características del caudal del río Palora. GD se activa cuando la energía solar no está disponible por lo general, el recurso solar está disponible entre las 6h y 17h, a las 19 horas la energía solar es nula por lo que necesita el apoyo de generación GD y de BESS para suplir el pico de demanda que se tiene a esa hora de la noche y de la misma manera ocurre cuando la generación PV no es suficiente para cubrir la demanda. Las BESS aprovechan la generación PV entre las 6h y 17h para cargarse, y ser utilizadas cuando el recurso solar no esté disponible. El excedente de generación PV se lo puede aprovechar instalando más baterías, pero el factor económico es el limitante.

Figura 65

Caso III escenario D: Operación de la microrred en un día típico de octubre con demanda eléctrica del PP no gestionada.



Nota. Se muestra la operación del mix tecnológico de generación para un día típico de octubre con la demanda eléctrica del PP no gestionada en este mes el recurso solar es alto mientras que el recurso hídrico es bajo.

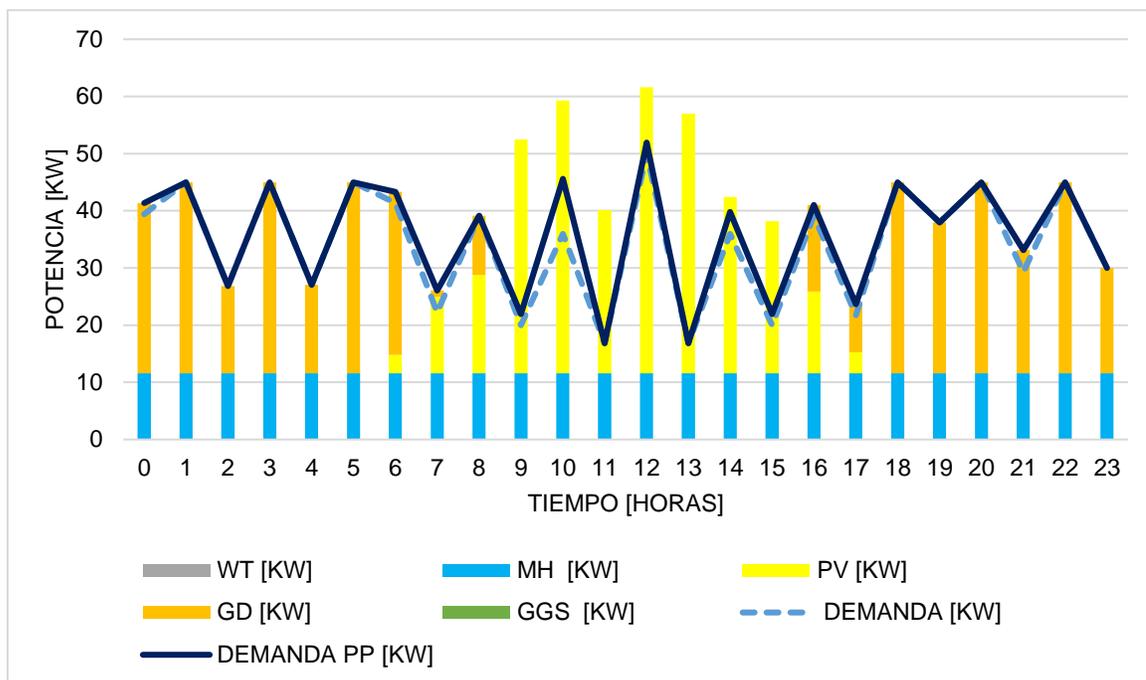
En la **Figura 66** se muestra la operación del mix tecnológico de generación en un día típico de enero. Enero es un mes de alta productividad en este mes el recurso hídrico es bajo y el recurso solar es alto. En este caso la demanda eléctrica del PP los horarios son generados estratégicamente por FICO® Xpress aprovechando la energía renovable, de esta manera se mitigan los picos de demanda eléctrica que se mostraron en los meses de estudio del Caso III. Para suplir la demanda eléctrica, las tecnologías

de generación que intervienen son: PV, MH, y GD. En meses de alta producción trabajan todos los días en doble jornada.

No se consideran las tecnologías WT, GGS ni BESS, MH se mantiene constante a lo largo del día debido a las características del caudal del río Palora. GD se activa cuando la energía solar no está disponible por lo general, el recurso solar está disponible entre las 6h y 18h, a las 6 horas la energía solar es baja por lo que necesita el apoyo de generación GD para suplir el pico de demanda que se tiene a esa hora de la mañana y de la misma manera ocurre cuando la generación PV no es suficiente para cubrir la demanda. La línea discontinua representa la demanda de la localidad estudiada, es decir, sin considerar la demanda del PP. Mientras que, la línea continua es la demanda total ya sumada la demanda del PP gestionado, y se puede identificar en que horas la demanda ha sido gestionada por FICO® Xpress, de tal forma que comparando al Caso III (escenario A), se redujo los picos de demanda haciendo que no sea necesario instalar BESS.

Figura 66

Caso IV escenario A: Operación de la microrred en un día típico de enero con demanda eléctrica del PP gestionada.



Nota. Se muestra la operación del mix tecnológico de generación para un día típico de enero con la demanda eléctrica del PP gestionada en este mes el recurso solar es alto mientras que el recurso hídrico es bajo.

En la **Figura 67** se muestra la operación del mix tecnológico de generación en un día típico de abril. Abril es un mes de alta productividad, sin embargo, en este mes redujeron las exportaciones de Pitahaya como se menciona en la sección **4.5.3, Figura 50**, el recurso hídrico es alto y el recurso solar es bajo. Este mes en particular trabajan una jornada todos los días de 5h a 18h por lo que la demanda eléctrica redujo este mes. En este caso la demanda eléctrica del PP los horarios son generados estratégicamente por FICO® Xpress aprovechando la energía renovable, de esta manera se mitigan los

picos de demanda eléctrica que se mostraron en los meses de estudio del Caso III.

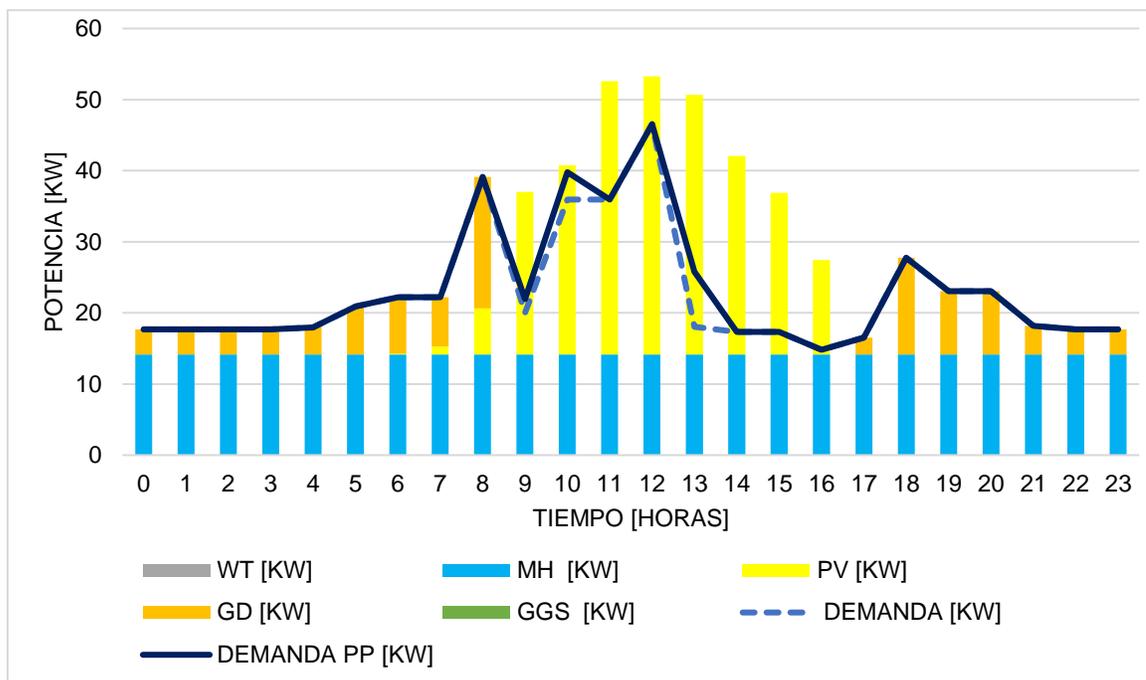
Para suplir la demanda eléctrica, las tecnologías de generación que intervienen son:

PV, MH y GD.

No se consideran las tecnologías WT, GGS ni BESS, MH se mantiene constante a lo largo del día debido a las características del caudal del río Palora. GD se activa cuando la energía solar no está disponible por lo general, el recurso solar está disponible entre las 6h y 18h, a las 6 horas la energía solar es baja por lo que necesita el apoyo de generación GD para suplir el pico de demanda que se tiene a esa hora de la mañana y de la misma manera ocurre cuando la generación PV no es suficiente para cubrir la demanda. La línea discontinua representa la demanda de la localidad estudiada, es decir, sin considerar la demanda del PP. Mientras que, la línea continua es la demanda total ya sumada la demanda del PP gestionado, y se puede identificar en que horas la demanda ha sido gestionada por FICO® Xpress, de tal forma que comparando al Caso III (escenario B), se redujo los picos de demanda haciendo que no sea necesario instalar BESS.

Figura 67

Caso IV escenario B: Operación de la microrred en un día típico de abril con demanda eléctrica del PP gestionada.



Nota. Se muestra la operación del mix tecnológico de generación para un día típico de abril y con la demanda eléctrica del PP gestionada, abril es un mes de alta productividad, sin embargo, este mes se redujo la exportación de Pitahaya por lo que trabajaron 1 jornada al día reduciendo así la demanda eléctrica, en este mes el recurso solar es bajo mientras que el recurso hídrico es alto.

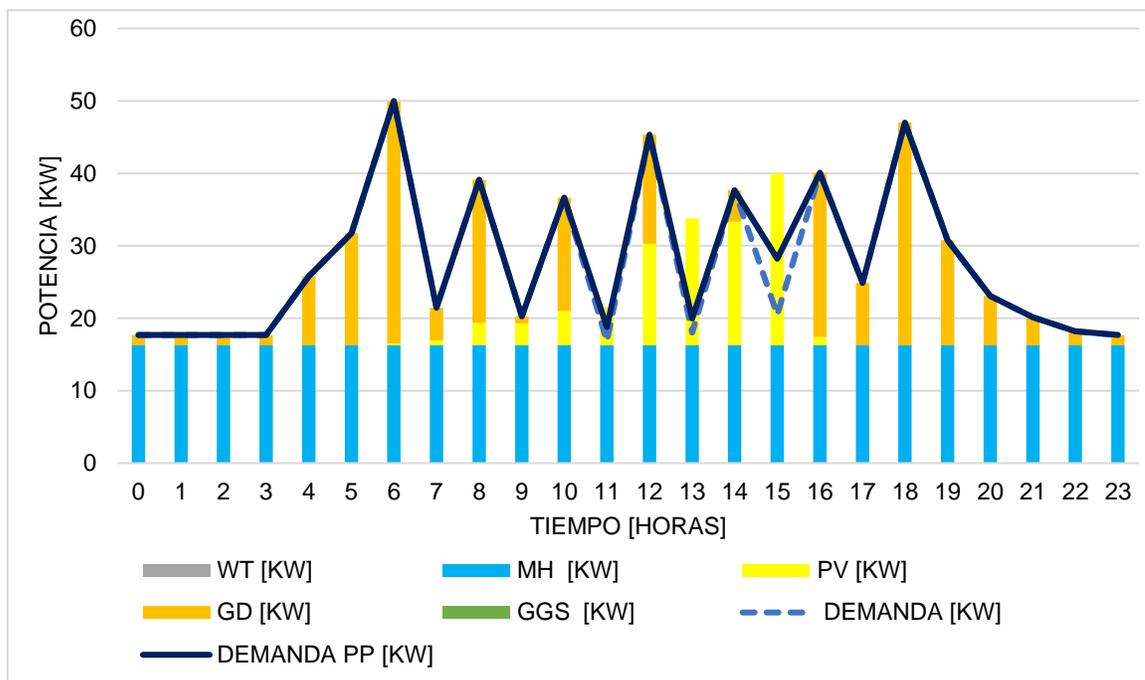
En la **Figura 68** se muestra la operación del mix tecnológico de generación en un día típico de julio, es un mes de media productividad en este mes el recurso hídrico es alto y el recurso solar es bajo. En este mes en particular trabajan una jornada de lunes a viernes de 5h a 20h y fines de semana no laboran. En este caso la demanda eléctrica del PP los horarios son generados estratégicamente por FICO® Xpress

aprovechando la energía renovable, de esta manera se mitigan los picos de demanda eléctrica que se mostraron en los meses de estudio del Caso I. Para suplir la demanda eléctrica, las tecnologías de generación que intervienen son: PV, MH y GD. En meses de alta producción trabajan todos los días en doble jornada.

No se consideran las tecnologías WT, GGS ni BESS, MH se mantiene constante a lo largo del día debido a las características del caudal del río Palora. GD se activa cuando la energía solar no está disponible por lo general, el recurso solar está disponible entre las 6h y 18h, a las 6 horas la energía solar es baja por lo que necesita el apoyo de generación GD para suplir el pico de demanda que se tiene a esa hora de la mañana y de la misma manera ocurre cuando la generación PV no es suficiente para cubrir la demanda. La línea discontinua representa la demanda de la localidad estudiada, es decir, sin considerar la demanda del PP. Mientras que, la línea continua es la demanda total ya sumada la demanda del PP gestionado, y se puede identificar en que horas la demanda ha sido gestionada por FICO® Xpress, de tal forma que comparando al Caso I (escenario C), se redujo los picos de demanda haciendo que no sea necesario instalar BESS.

Figura 68

Caso IV escenario C: Operación de la microrred en un día típico de julio con demanda eléctrica del PP gestionada.



Nota. Se muestra la operación del mix tecnológico de generación para un día típico de julio y con la demanda eléctrica del PP gestionada, julio es un mes de media productividad, en este mes el recurso solar es bajo mientras que el recurso hídrico es alto.

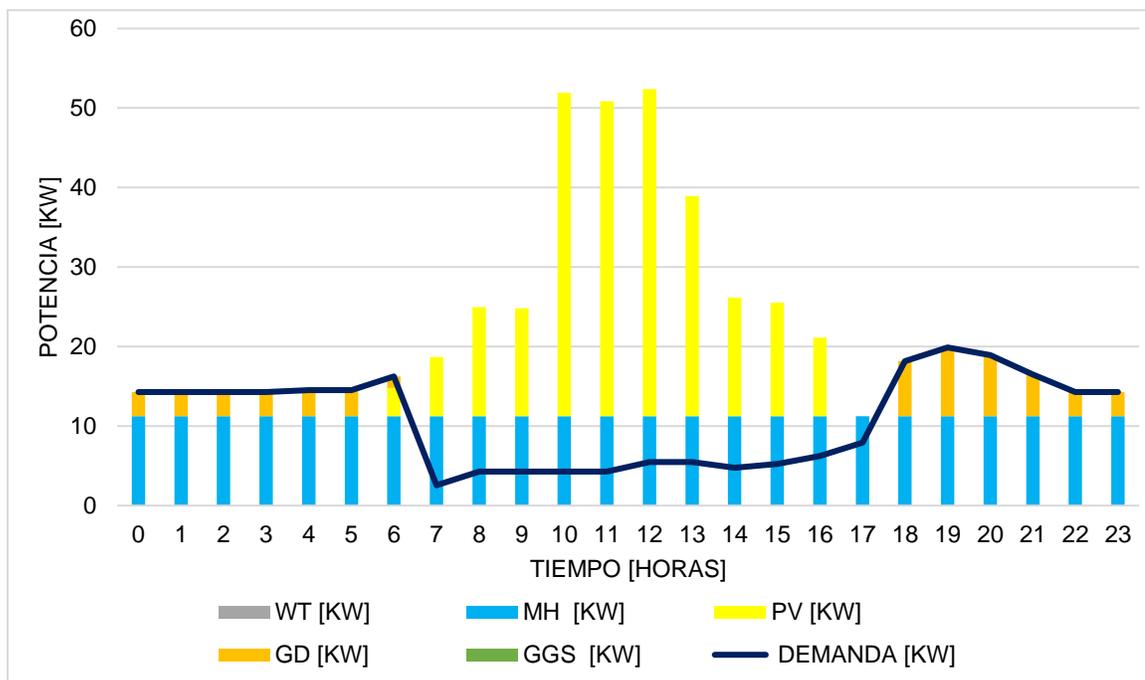
En la **Figura 69** se muestra la operación del mix tecnológico de generación en un día típico de octubre, es un mes de baja productividad en este mes el recurso hídrico es bajo y el recurso solar es alto. En este mes en particular no laboran ya que en los meses de septiembre, octubre y noviembre no realizan exportaciones de pitahaya. En este caso la demanda eléctrica del PP los horarios son generados estratégicamente por FICO® Xpress aprovechando la energía renovable, de esta manera se mitigan los picos

de demanda eléctrica que se mostraron en los meses de estudio del Caso I. Para suplir la demanda eléctrica, las tecnologías de generación que intervienen son: PV, MH y GD.

No se consideran las tecnologías WT, GGS ni BESS, MH se mantiene constante a lo largo del día debido a las características del caudal del río Palora. GD se activa cuando la energía solar no está disponible por lo general, el recurso solar está disponible entre las 6h y 18h, a las 6 horas la energía solar es baja por lo que necesita el apoyo de generación GD para suplir el pico de demanda que se tiene a esa hora de la mañana y de la misma manera ocurre cuando la generación PV no es suficiente para cubrir la demanda. La línea discontinua representa la demanda de la localidad estudiada, es decir, sin considerar la demanda del PP. Mientras que, la línea continua es la demanda total ya sumada la demanda del PP gestionado, y se puede identificar en que horas la demanda ha sido gestionada por FICO® Xpress, de tal forma que comparando al Caso III (escenario D), se redujo los picos de demanda haciendo que no sea necesario instalar BESS.

Figura 69

Caso IV escenario D: Operación de la microrred en un día típico de octubre con demanda eléctrica del PP gestionada.



Nota. Se muestra la operación del mix tecnológico de generación para un día típico de octubre y con la demanda eléctrica del PP gestionada, octubre es un mes de baja productividad, en este mes el recurso solar es alto mientras que el recurso hídrico es bajo.

En la **Tabla 17** se muestra los valores de la demanda de agua en litros por día estimado que requiere el PP en cada mes. Los valores de encendido de las bombas están establecidos de acuerdo a los usuarios que por lo general en épocas de producción se las enciende aproximadamente 4 veces al día por periodos de 45 minutos todos los días en los meses de diciembre a mayo, sin embargo, en abril solo se encienden las bombas 2 veces en el día en periodos de 45 minutos, en mediana

producción se enciende las bombas 3 veces al día en intervalos de tiempo de 45 minutos de lunes a viernes en los meses de junio a agosto y baja producción de septiembre a noviembre casi no se encienden las bombas. La optimización del tiempo de encendido de las bombas se realiza a partir de darle flexibilidad a la demanda eléctrica del PP el cual debe tener un nivel de agua entre 7000 litros como mínimo y máximo 35000 litros con esta premisa se encienden las bombas según lo determine FICO® Xpress para optimizar la microrred, como resultado de esto las bombas de agua se activan cuando no existe demanda eléctrica pico y aprovechando la energía renovable.

Tabla 17

Resultados del Proceso Productivo

MES	DEMANDA DE AGUA [lt/día]	TIEMPO DE ENCENDIDO DE BOMBAS [horas/día] SIN OPTIMIZAR	TIEMPO DE ENCENDIDO DE BOMBAS [horas/día] CON OPTIMIZACIÓN	TEMPORADA DE PRODUCCIÓN DE PITAHA YA
ENERO	140000	3	2,22	ALTA P
FEBRERO	140000	3	2,22	
MARZO	140000	3	2,22	
ABRIL	49000	1,5	0,864	
MAYO	140000	3	2,22	
JUNIO	63000	2,25	1,111	MEDIA P
JULIO	63000	2,25	1,111	
AGOSTO	63000	2,25	1,111	
SEPTIEMBRE	-	-	-	BAJA P
OCTUBRE	-	-	-	
NOVIEMBRE	-	-	-	
DICIEMBRE	140000	3	2,22	ALTA P

Nota. Se muestra los valores de demanda de agua usados en el Proceso Productivo y valores de encendido de las bombas sin optimización y optimizados por FICO® Xpress.

5.1. Evaluación de la Microrred

En la **Tabla 18** se muestra el costo de inversión, el valor anual y costo para 10 años para el Caso I y Caso II. Bajo el supuesto que se obtiene un crédito para financiar el proyecto el valor anual es el valor que se debe pagar a la entidad financiera más los costos de operación y mantenimiento de las tecnologías de generación tomando en cuenta que el crédito es para de 10 años con un interés del 10%. Para el Caso II se evidencia que la inversión es menor que el Caso I dando un ahorro en 10 años de \$47.475,21 a pagar, llegando a dar un ahorro total de \$78.137,76 para el Caso II respecto al Caso I. Por lo tanto, el agregar en la planificación cargas controlables en la demanda de los PP permite reducir los costos para la ejecución del proyecto cuando se considera como tecnologías de generación: PV, MH, GGS, BESS, GD y WT para el portafolio tecnológico de la microrred.

Tabla 18

Anualidad Caso I y Caso II

	INVERSIÓN	672/8760 HORAS	ANUALIDAD		AHORRO EN 10 AÑOS	AHORRO TOTAL
			1 AÑO	10 AÑOS		
CASO I	\$159.602,91	\$4.611,01	\$33.824,38	\$338.243,78	\$47.475,21	\$78.137,76
CASO II	\$128.940,35	\$4.308,74	\$29.076,86	\$290.768,58		

Nota. Se muestra las anualidades para los Caso I y Caso II que se obtuvieron al aplicar la propuesta metodológica para planificación de microrredes con procesos productivos al resolver un problema de optimización mediante FICO® Xpress.

En la **Tabla 19** se muestra el costo de inversión, el valor anual y para 10 años para el Caso III y Caso IV. Bajo el supuesto que se obtiene un crédito para financiar el proyecto el valor anual es el valor que se debe pagar a la entidad financiera más los

costos de operación y mantenimiento de las tecnologías de generación tomando en cuenta que el crédito es para de 10 años con un interés del 10%. Para el Caso IV se evidencia que la inversión es menor que el Caso III dando un ahorro en 10 años de \$135.355,26 a pagar, llegando a dar un ahorro total de \$192.619,27 para el Caso IV respecto al Caso III. Al igual que el análisis anterior la microrred diseñada al considerar la gestión de la carga flexible como parte de la demanda del PP se obtiene un menor costo. A diferencia de los dos casos Caso I y Caso II anteriormente analizados el portafolio de tecnologías de generación corresponde al siguiente mix tecnológico: PV, MH y GD, en donde no se considera la tecnología BEES, la unidad eólica por tener bajas velocidades de viento y además se excluye el generador a gas principalmente por ser una tecnología menos usada y no fácil disponibilidad en el mercado.

Tabla 19

Anualidad Caso III y Caso IV

	INVERSIÓN	672/8760 HORAS	ANUALIDAD		AHORRO EN 10 AÑOS	AHORRO TOTAL
			1 AÑO	10 AÑOS		
CASO III	\$169.932,32	\$6.375,34	\$40.411,18	\$404.111,76	\$135.355,26	\$192.619,27
CASO IV	\$112.668,32	\$6.061,78	\$26.875,65	\$268.756,50		

Nota. Se muestra las anualidades para los Caso III y Caso IV que se obtuvieron mediante FICO® Xpress.

Finalmente, en la **Tabla 20** se presenta un resumen del portafolio tecnológico resultante tras la planificación de una microrred que considera la demanda de los procesos productivos aplicado en la localidad de Los Laureles de la parroquia Sangay (Nayamanaca) del cantón Palora. Concluyendo que la opción más favorable se considera el Caso IV en donde el portafolio de tecnologías de generación corresponde

al siguiente mix tecnológico: *PV* 51,2563058 [kW], *MH* 16,260075 [kW] y *GD* 33,409485 [kW], con un costo de inversión de \$112.668,32, una anualidad de \$26.875,65, y un valor al final del horizonte de \$268.756,50. Llegando a tener un ahorro de la anualidad del 20.5% con respecto a la propuesta base (Caso I), considerando el modelamiento de la disponibilidad de los recursos naturales y la gestión de demanda de los procesos productivos en la localidad, se reduce en un 20% el tiempo de activación de las bombas de agua asociadas a la producción de Pitajaya en la zona, debido a que esta demanda maximiza el aprovechamiento de la disponibilidad de los recursos energéticos (agua, irradiancia), con la planificación de la microrred se logra tener confiabilidad de suministro eléctrico durante todo el año, ya que en los resultados obtenidos no se registra valores de ENS, por ende no es necesario el deslastre de carga, disminuyendo la probabilidad de black out en la localidad, logrando la validación la hipótesis planteada.

Tabla 20

Resumen técnico-económico del portafolio de tecnologías de generación para la planificación de microrredes que considera demanda del PP.

POTENCIA INSTALADA	CASO I	CASO II	CASO III	CASO IV
P_PV [KW]	51,25630585	51,25630585	51,2563058	51,2563058
P_WT [KW]	1,752645886	1,09236932	0	0
P_MH [KW]	16,260075	16,260075	16,260075	16,260075
P_GD [KW]	9,96136483	0,018190775	35,4328892	33,409485
P_GGS [KW]	36,1302406	33,3874657	0	0
P_BEES [KW]	12,73336963	0	31,3097345	0
CI [USD]	\$159.602,91	\$128.940,35	\$169.932,32	\$112.668,32
Anualidad 1 AÑO	\$33.824,38	\$29.076,86	\$40.411,18	\$26.875,65

POTENCIA INSTALADA	CASO I	CASO II	CASO III	CASO IV
Anualidad 10 AÑOS	\$338.243,78	\$290.768,58	\$404.111,76	\$268.756,50

Nota. Se muestra el resumen del portafolio tecnológico y económico del Caso I, Caso II, Caso III y Caso IV que se obtuvieron mediante FICO® Xpress.

Capítulo VI

6. Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

- Se desarrolló e implementó una metodología capaz de realizar la planificación de una Microrred considerando los recursos renovables disponibles de la localidad y considerando la demanda eléctrica de los procesos productivos disponibles en la zona de Los Laureles perteneciente a la Parroquia de Sangay (Nayamanaca) ubicado en el cantón Palora, con la metodología propuesta se gestionó la demanda eléctrica de los procesos productivos en la localidad rural disminuyendo del tiempo de activación de las bombas de agua en comparación con la operación tradicional de estos equipos.
- La metodología propuesta fue validada al implementarla en la zona rural “Los Laureles” perteneciente a la Parroquia de Sangay (Nayamanaca) ubicado en el cantón Palora, los resultados muestran que al considerar en el modelamiento la disponibilidad de los recursos naturales y la demanda de los procesos productivos en la localidad, se reduce en un 25% el tiempo de activación de las bombas de agua asociadas a la producción de Pitajaya en la zona, debido a que esta demanda maximiza el aprovechamiento de la disponibilidad de los recursos energéticos (agua, irradiancia),
- El resultado más favorable de la optimización de la planificación de Microrredes es el Caso IV, el cual posee el siguiente portafolio de tecnologías para el abastecimiento de la demanda que considera los procesos productivos, PV 51,25 [kW], MH 16,26 [kW] y GD 33,40 [kW], con un costo de inversión de \$112.668,32, una anualidad de \$26.875,65, y un valor al final del horizonte de

\$268.756,50, llegando a tener un ahorro de anualidad del 20.5% en comparación con el caso base (Caso I).

- Con la Metodología de Planificación de Microrredes para procesos productivos se aplicó a un caso de estudio, en el cual se desarrolló en un horizonte de tiempo de 4 meses los cuales fueron enero, abril, julio y octubre, estos meses fueron seleccionados de acuerdo con la producción de los centros de acopio de la localidad, de los cuales enero y abril son meses con un índice de alto producción, julio es de media producción y finalmente octubre es de baja producción. Enero y octubre registra el recurso hídrico bajo mientras que el recurso solar es alto, en cambio, en los meses de abril y julio el recurso hídrico alto mientras que el recurso solar es bajo.
- Para el Caso III y Caso IV se optó por no incluir las tecnologías de generación WT y GGS por las siguientes razones, la velocidad del viento en esa zona tiene un valor medio anual de 1.13 m/s siendo un valor muy bajo por lo que no es viable su uso para generar energía eléctrica. Además, la tecnología de generación GGS se requiere un suministro de gas natural, pero en la localidad rural no existe ductos de gas natural cercanos, por temas de distancia y costo se considera que no es viable.
- La metodología es lo suficientemente general como para ser aplicada a otras localidades considerando otros procesos productivos, con el propósito de maximizar el uso de recursos renovables y minimizar los costos de operación e inversión.

6.2. Recomendaciones

- Para la estimación del recurso energético se debe usar el año meteorológico típico que representa el comportamiento meteorológico típico de un lugar en un cierto periodo de tiempo que por lo general son varios años, en base a esto se puede descartar tecnologías de generación renovable que posea recursos insuficientes por lo que no serían viables para la planificación de la microrred.
- Para el modelo micro-hidro se recomienda considerar los datos históricos de caudales del afluente que se haya seleccionado para el respectivo análisis.
- Para la selección de la localidad rural se debe tomar en cuenta que tengan una organización o asociación de productores que facilite socializar la planificación de microrredes para los procesos productivos
- Se recomienda identificar cargas flexibles en la localidad electa, con el fin de determinar una demanda que sea controlable para optimizar el portafolio tecnológico de generación y minimizar los costos de inversión y operación.
- Se recomienda realizar la planificación de microrredes que consideren demanda de procesos productivos para un horizonte de tiempo mínimo un año para identificar variabilidad de estacionalidad y variabilidad del proceso productivo por temporada, con un mínimo de 4 casos diferentes para obtener el mejor portafolio económico.

Bibliografía

- A. Cardenas. (Octubre de 2016). *Guía para la Preparación de Anteproyectos de Energía Solar Fotovoltaica*. Recuperado el 28 de Mayo de 2021, de Guía para la Preparación de Anteproyectos de Energía Solar Fotovoltaica:
<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2239/1/CD-2536.pdf>
- ADELAIDE, T. U. (2020). *Mine Electrification*. Australia: The University of ADELAIDE.
- Agencia de Regularización y Control de Electricidad, 2. (2018). *ATLAS del Sector Eléctrico Ecuatoriano*. Recuperado el 5 de junio de 2021, de
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/08/Atlas2018.pdf>
- Alejandra, M. (2016). *Diseño de sistema de generación Fotovoltaica para viviendas*. Recuperado el 5 de junio de 2021, de Diseño de sistema de generación Fotovoltaica para viviendas:
<http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/141781/Diseno-de-sistema-de-generacion-fotovoltaica-para-viviendas-conectadas-a-la-red-de-distribucion-en-el-contexto.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Alfares, H. K. (2020). Electric load forecasting: Literature survey and classification of methods. *Int. J. Syst. Sci.*, vol. 33, no. 1, , 23-24.
- ARCONEL. (2018). *Oficio Nro. ARCONEL-2018-1327-OF*. Ecuador.
- ARCONEL. (2020). *Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano*. Recuperado el 10 de junio de 2021, de
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/balance-nacional/>

- Ayllu Solar. (2 de Febrero de 2021). *Ayllu solae una iniciativa SERC Chile*. Recuperado el 10 de junio de 2021, de <https://ayllusolar.cl/es/inicio/>
- Bresnahan, S. (2020). *cleantech*. Recuperado el 20 de junio de 2021, de Smart Grid , Energía Solar: <https://cleantechsandiego.org/port-of-san-diego-to-install-a-solar-powered-microgrid-with-5-million-grant-from-california-energy-commission/>
- Carpintero M., S. D. (2019). Microgrids Literature Review through a Layers. *Energies* 12(22), 12.
- Chica A., G. J. (2017). *MODELO DE ESTADO ESTACIONARIO DE LA MICRORRED DEL LABORATORIO DE BALZAY DE LA UNIVERSIDAD DE CUENCA*. Cuenca-Ecuador: Uniersidad de Cuenca.
- Chica P., G. J. (2017). *“MODELO DE ESTADO ESTACIONARIO DE LA MICRORRED*. Cuenca: UNIVERSIDAD DE CUENCA.
- CIGRÉ, 6. (2015). *Microgrids 1 Engineering, Economics, & Experience*. Francia, Paris: ISBN 9782858733385.
- Clairand J., C. H. (2019). *Microgrids as Electrification Alternatives for the Amazon Region in Ecuador*. Quito-Ecuador: 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia).
- Clairand, J. C. (2019). *Microgrids as Electrification Alternatives for the Amazon Region in Ecuador*. Chengdu, China: IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), pp. 4286-4291. IEEE,.
- Comisión Nacional de Energía, E. (2020). *INFORME DE COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN*. Chile: Informe .

- Comisión Nacional de Energía, E. (2020). *INFORME DE COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN*. Recuperado el 20 de junio de 2021, de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>
- Commission European, E. S. (15 de Octubre de 2019). *PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM*. Recuperado el 21 de junio de 2021, de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#TMY
- Días, G. (25 de 01 de 2021). Problemas eléctricos en Centros de Acopio en Palora. (C. Chipantiza, Entrevistador)
- Energy H. (2018). *HOMER Software*. Recuperado el 21 de junio de 2021, de <https://www.homerenergy.com/>
- Energy, U. D. (2011). *DOE Microgrid Workshop Report*. California, CA, USA: Office of Electricity Delivery and Energy.
- Espinoza, J. G. (2018). *Micro grid Laboratory as a Tool for Research on Non-Conventional Energy Sources in Ecuador*. Cuenca: IEEE.
- EVANS. (2021). *Bomba multietapas 3HP monofásica. XH3ME300*. Recuperado el 2 de agosto de 2021, de <https://www.evans.com.co/producto/bomba-multietapas-3hp-monofasica-xh3me300/>
- F. Katiraei, R. I. (2008). *"Microgrids management"* (Vol. 6). IEEE Xplore: IEEE Power and Energy Magazine. doi:10.1109 / MPE.2008.918702
- FACTORENERGIA. (23 de 07 de 2018). *Energía eólica. Qué es, cómo funciona, ventajas y desventajas*. Recuperado el 2 de julio de 2021, de <https://www.factorenergia.com/es/blog/eficiencia-energetica/energia-eolica/>

- Gaona, E. T. (2015). Rural microgrids and its potential application in Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 51, 125–137.
- GLOBAL ATLAS SOLAR, 1. (20 de 08 de 2021). *WORLD BANK GROUP*. Recuperado el 5 de julio de 2021, de <https://globalsolaratlas.info/map?c=12.897489,-61.523438,2>
- GlobalPetrolPrices, I. (2021). *Precios del gas natural*. Recuperado el 10 de julio de 2021, de https://es.globalpetrolprices.com/natural_gas_prices/
- Hatziargyriou, N. D. (2014). *Microgrids: Architectures and Control*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd.
- Hernández, R., & Mendoza, C. (2018). *Metodología de la investigación*. México: McGraw-Hill Interamericana. Recuperado el 15 de 12 de 2020, de <https://www.ebooks7-24.com:443/?il=6443>
- Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, M. (2014). *Metodología de la investigación*. Recuperado el 30 de Mayo de 2020, de <http://observatorio.epacartagena.gov.co/wp-content/uploads/2017/08/metodologia-de-la-investigacion-sexta-edicion.compressed.pdf>
- Hossain E., K. E. (2014). Microgrid testbeds around the world: State.
- Icaza D., C. J. (2017). *Modeling and simulation of a hybrid system solar panel and wind turbine in the locality of Molleturo in Ecuador*. IEEE.
- Icaza, D. C. (2018). *System of Electrical Generation by Wind and Solar Sources in the Archaeological Surroundings of the Hill Curiquinga of Quingeo- Ecuador*. Nagasaki, Japan: IEEE.

- Jarrin, C. (2018). *DENTIFICAR Y DETERMINAR EL CONSUMO DE ENERGÍA DEL EDIFICIO ISSFA APLICANDO LAS NORMAS ISO 50001 E ISO 14064-1: PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN PARA EDIFICACIONES PÚBLICAS*. Quito: Universidad Internacional SEK.
- JM Clairand, M. A.-B. (2018). *Power Generation Planning of Galapagos' Microgrid Considering Electric Vehicles and Induction Stoves*. Quito: IEEE.
- Kluczek, A. P. (2017). *Energy audits in industrial processes*. USA: Institute for Organization of Production, Faculty of Production Engineering, Warsaw University of Technology, 86 Narbutta Street, 02-524, Warszawa,.
- Leary J., W. A. (2012). *Locally manufactured wind power technology for sustainable rural electrification*. *Energy Policy*, vol. 43.
- Lidula N., R. A. (2011). Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15(1), 186–202.
- Llanos, J. O. (2016). Economic Dispatch for Optimal Management of Islated Microgrids. *2016 IEEE 36 Convención de Centroamérica y Panamá (CONCAPAN XXXVI)*, 1-6.
- Mariam, L. B. (2016). Microgrid: Architecture, policy and future trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 7.
- Mehigan L., D. J. (2018). A Review of the role of Distributed Generation (DG) in Future Electricity Systems. *DOI: 10.1016/j.energy.2018.08.022*, 1-4.
- Mendoza U., I. (2018). Valoración del viento como fuente de energía eólica en el estado de Guerrero. *Ingeniería Universidad Autónoma de Yucatán*, vol. 22, núm. 3., 30-46.

- Microgrids Group at Berkeley Lab, I. (13 de Septiembre de 2016). *Types Of Microgrids*. Recuperado el 20 de julio de 2021, de Available: <https://building-microgrid.lbl.gov/types-microgrids>.
- MORALES, R. A. (2017). *PLANIFICACIÓN DE MICRO-REDES PARA COMUNIDADES RURALES CON CARACTERIZACIÓN DE INCERTIDUMBRE DE LOS RECURSOS RENOVABLES Y DEMANDA ELÉCTRICA*. SANTIAGO DE CHILE: UNIVERSIDAD DE CHILE, FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS, DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA.
- Muñoz Rocha, C. (2015). *Metodología de la investigación*. México: Oxford University.
- Muñoz, C. M. (2018). *SISTEMA DE GESTIÓN DE AGUA ACOPLADO A UNA MICRO-RED PARA COMUNIDADES MAPUCHE*. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- New Energy and Industrial Technology Development Organization, I. (2005 - 2008.). *The Sendai Microgrid Project*. Japón.
- Niez, A. (2010). Comparative Study on Rural Electrification Policies in Emerging Economies: Keys. *OECD/IEA*.
- Oiltanking, G. (2021). *Oiltanking - Home*. Recuperado el 20 de julio de 2021, de Combustibles para generar movimiento: <https://www.oiltanking.com/es/publicaciones/glosario/detalles/term/combustibles-para-generar-calor-o-electricidad.html>
- OLADE, O. L. (2020). *OLADE*. Recuperado el 21 de julio de 2021, de <http://www.olade.org/>

- Ortiz V., D. (2020). *FUENTES ALTERNATIVAS DE ENERGÍA Centrales Hidráulicas*. Latacunga: Universidad de las fuerzas armadas ESPE.
- Paredes, L. P. (2019). Mejoramiento de Cobertura Eléctrica en la Región Amazónica Ecuatoriana con Microrredes integradas por Sistemas Fotovoltaicos y Dispositivos de Almacenamiento de Energía a través de Baterías. *Congreso Internacional I+D+i Sostenibilidad Energética*, 157–173.
- Paredes, L. S. (2019). Energy Management in Isolated Microgrids of the Ecuadorian. *3er Simposio Ibero-Americano en Microrredes Inteligentes con Integración de Energías*.
- Plastigama. (2021). *TANQUES Plastigama*. Recuperado el 28 de julio de 2021, de <https://plastigama.com/wp-content/uploads/2018/07/Tanques-PE-2018.pdf>
- Pozo N., P. M. (2017). *Battery Energy Storage System for a Hybrid Generation System Grid Connected using Fuzzy Controllers*. Quito-Ecuador: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America).
- PVGIS, E. C. (15 de 10 de 2019). *PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM*. Recuperado el 28 de julio de 2021, de AÑO METEOROLÓGICO TÍPICO: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#TMY
- Quiroa, M. (2021). *Economipedia*. Recuperado el 30 de julio de 2021, de Proceso productivo: <https://economipedia.com/definiciones/proceso-productivo.html>
- Resolución de la ARCONEL, 3. (2019). *Registro Oficial edición Especial No. 783*. Ecuador.

- Ricciardi, S. S. (April 2013). *Towards Service Orchestration Between Smart Grids and Telecom Networks*. European Conference on Energy Efficiency in Large Scale Distributed Systems.
- Rivadeneira, A. (2010). *Peces de la Cuenca del Pastaza*. Ecuador : Fundación Natural .
- Rodríguez M., S. A. (Octubre de 2020). A brief approach of Microgrids implementation in Ecuador: A review. *Conference: XV Multidisciplinary International Congress on Science and Technology*, 3-4.
- Sáez, D. V. (2018). *METODOLOGÍA PARTICIPATIVA PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE PROYECTOS TECNOLÓGICOS MICRO-RED/SMART-FARM EN COMUNIDADES RURALES*. Chile.
- Saltos, M. R. (2018). *LAS MICRORREDES VISTAS DESDE UN SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA*. Portoviejo, Manabí: Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas, CIPEL, CUJAE.
- Sanz, B. N. (2018). *DISEÑO DE SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA LAVADO DE LANA DE CAMÉLIDOS EN LA LOCALIDAD DE VISVIRI*. Chile: Universidad de Chile.
- Schoonenberg, W. F. (2017). *A dynamic model for the energy management of microgrid-enabled production system*. *Journal of Cleaner Production*.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.06.119>
- Sepúlveda, S. F. (Enero de 2018). Estudio de viabilidad técnica y económica de implantación de un sistema fotovoltaico en una planta de tratamiento de agua. *NGE CUC*, vol. 14no. , 41-51.

- Serrano, N. M. (2017). *Quantitative assessment of hybrid systems of heating domestic water based on solar energy in andean zones of Ecuador*. Portugal: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.
- Siemens. (2011). *Microgrids White Paper*. Erlangen, Germany: Siemens AG.
- Sociedad Nacional de Minería, P. y. (Septiembre de 2015). *Informe quincenal de la snmpe*. Recuperado el 2 de agosto de 2021, de Sistema de Transporte de Gas Natural:
<https://www.cursosyeventosnmpe.org.pe/uploads/documentos/56e01c75727bd.pdf>
- Sood, V. A. (2019). Microgrids architectures. In: *Distributed Energy Resources in. Microgrids, Integration, Challenges and Optimization*, 1-31.
- Suárez, F. A. (2018). *ESTRATEGIAS DE SUSTENTABILIDAD DE MICRO-REDES/SMART-FARM EN LA COMUNIDAD MAPUCHE JOSÉ PAINECURA DE HUEÑALIHUEN*. Santiago de Chile.
- Suárez, W. O. (2020). *Micro-Red Eléctrica Inteligente Aislada aplicada a un Sistema de Alumbrado Público*. Quito-Ecuador: Escuela Politécnica Nacional (EPN).
- Twenergy. (2019). *La demanda eléctrica*. Recuperado el 10 de agosto de 2021, de <https://twenergy.com/eficiencia-energetica/como-ahorrar-energia-casa/la-demanda-electrica-953/>
- Ubilla K., J. G. (2014). *Smart Microgrids as a Solution for Rural Electrification: Ensuring Long-Term Sustainability Through Cadastre and Business Models*. IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 5,.

Vaca, S. P. (2017). *Sizing of hybrid energy storage systems for frequency response of solar*. Quito-Ecuador: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America.

Zidan, A. G. (2015). Optimal planning of combined heat and power systems within microgrids,. *Energy*, vol. 93., 235-244.

Anexos