



UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

**FACULTAD DE LA ENERGÍA, LAS INDUSTRIAS Y LOS
RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES**

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

*VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE INSTALAR
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED
ELÉCTRICA EN ENTORNOS RESIDENCIALES DE LA
CIUDAD DE LOJA*

**TESIS DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO ELECTROMECAÁNICO**

AUTOR:

JUAN DIEGO RIVERA GRANDA

DIRECTOR:

JUAN CARLOS SOLANO JIMÉNEZ, PhD.

LOJA-ECUADOR

2020

CERTIFICACIÓN

Ingeniero


Juan Carlos Solano, PhD.

**DIRECTOR DE TESIS Y DOCENTE TITULAR DE LA FEIRNNR DE LA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA**

CERTIFICA:

Haber dirigido y asesorado el presente trabajo de tesis de grado realizado por el señor egresado: JUAN DIEGO RIVERA GRANDA con C.I. 1150192035, en su trabajo de investigación titulado: “VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE INSTALAR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA EN ENTORNOS RESIDENCIALES DE LA CIUDAD DE LOJA”, previo a la obtención del título de Ingeniero Electromecánico, el mismo que cumple con la reglamentación y políticas de investigación, en consecuencia, me permito autorizar su presentación, sustentación y defensa.

Firma:

Atentamente,

Juan Carlos Solano Jiménez.
DOCENTE FEIRNNR
PhD. Juan Carlos Solano J.
DOCENTE

Juan Carlos Solano Jiménez, PhD.

DIRECTOR DE TESIS

Fecha: 14 de febrero de 2020

AUTORÍA

Yo, JUAN DIEGO RIVERA GRANDA, declaro ser autor del presente trabajo de tesis y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos o acciones legales por el contenido de la misma.

Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja, la publicación de mi tesis en el Repositorio Institucional – Biblioteca Virtual.

Autor: Juan Diego Rivera Granda

Firma:

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'J. Rivera Granda', written over a faint, light blue grid background.

C.I.: 1150192035

Fecha: 03 de agosto de 2020

CARTA DE AUTORIZACIÓN

CARTA DE AUTORIZACIÓN DE TESIS POR PARTE DEL AUTOR PARA LA CONSULTA, REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL Y PUBLICACIÓN ELECTRÓNICA DEL TEXTO COMPLETO.

Yo, JUAN DIEGO RIVERA GRANDA, declaro ser el autor de la tesis titulada “VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE INSTALAR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA EN ENTORNOS RESIDENCIALES DE LA CIUDAD DE LOJA”, como requisito para optar por el título de INGENIERO ELECTROMECAÁNICO; autorizo al Sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja, para que, con fines académicos, disponga ante la sociedad el presente trabajo, evidencia de la riqueza académica de nuestra alma máter, de la siguiente manera en el Repositorio Digital Institucional:

Los usuarios pueden consultar su contenido, de este trabajo en el RDI, en las redes de información del país y del exterior, con las cuales tengan convenio la Universidad Nacional de Loja.

La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia de la tesis que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Loja a los tres días del mes de agosto de dos mil veinte:

Firma:



Autor: Juan Diego Rivera Granda

C.I.: 1150192035

Correo electrónico: jdrieverag@unl.edu.ec

Tel: 072-589 067 (Móvil) +593 969624046

DIRECTOR DE TESIS: Juan Carlos Solano Jiménez, PhD.

TRIBUNAL DE GRADO: Ing. Leonel Francisco Aleaga Loaiza, Mg. Sc.

Ing. Jorge Enrique Carrión González, Mg. Sc.

Ing. Julio Roberto Gómez Peña, Mg. Sc.

DEDICATORIA

Por el apoyo incondicional de mis padres y hermana, pilares fundamentales en cada etapa de mi vida, por sus invaluable enseñanzas, por la motivación constante que siempre me brindan, el presente trabajo de tesis va dedicado a ustedes.

A la memoria de mi hermano que, a pesar de su temprana partida, su recuerdo sigue siendo motivo de inspiración y fuerza para siempre seguir adelante.

Juan Diego Rivera

AGRADECIMIENTO

Me es grato expresar mi más sincero agradecimiento a la Universidad Nacional de Loja, a la Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales no Renovables y a la carrera de Ingeniería Electromecánica, por permitirme cursar mis estudios superiores y demostrar mis capacidades académicas a lo largo de todo el tiempo que comprende el p \acute{e} nsum curricular de la carrera. A todos los docentes que tuvieron a bien compartir sus valiosos conocimientos dentro y fuera del aula de clases.

Un agradecimiento especial al Ing. Juan Carlos Solano, PhD., director del presente proyecto de Tesis, por su indispensable gu \acute{a} a y asesoramiento para el correcto desarrollo de esta investigaci \acute{o} n.

De igual manera, destacar la predisposici \acute{o} n y acertada colaboraci \acute{o} n por parte del Ing. Jorge Maldonado Correa, Mg. Sc., Ing. Manuel Ayala Chauv \acute{i} n, PhD. e Ing. Jorge Carri \acute{o} n Gonz \acute{a} lez Mg. Sc.; cuyos aportes fueron de gran importancia para el desarrollo de esta Tesis.

TABLA DE CONTENIDO

PORTADA	I
CERTIFICACIÓN	II
AUTORÍA	III
CARTA DE AUTORIZACIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTO	VI
TABLA DE CONTENIDO	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	X
ÍNDICE DE TABLAS	XII
SIMBOLOGÍA	XIII
GLOSARIO	XV
1. TÍTULO	1
2. RESUMEN	2
3. INTRODUCCIÓN	4
4. REVISIÓN DE LITERATURA	6
4.1. Estructura y evolución del sector eléctrico en Ecuador	6
4.1.1. Ley del régimen del sector eléctrico.....	7
4.1.2. Organización del sector eléctrico ecuatoriano.....	11
4.1.3. Demanda de energía eléctrica en Ecuador.....	12
4.1.4. Evolución y pronóstico de la demanda de energía eléctrica.....	13
4.1.5. Pronóstico de la demanda de energía a nivel residencial	14
4.1.6. Perfil de consumo	16
4.2. La energía solar.....	18
4.2.1. Radiación solar	18

4.2.2.	Geometría Solar	21
4.2.3.	El recurso solar en la provincia de Loja	24
4.3.	Energía solar fotovoltaica	27
4.3.1.	Aplicaciones	27
4.3.2.	La célula fotovoltaica	28
4.3.3.	El módulo fotovoltaico	38
4.3.4.	Parámetros eléctricos	40
4.3.5.	Inversor	41
4.3.6.	Características de un inversor	43
4.3.7.	Medidor bidireccional	44
4.3.8.	Sistemas de Almacenamiento	44
4.3.9.	Sistemas solares fotovoltaicos conectado a la red	45
4.4.	Regulación para sistemas de energía fotovoltaica en Ecuador	47
4.4.1.	Resolución Nro. ARCONEL-003/18	48
4.4.2.	Balance neto	49
4.5.	Métodos de análisis de resultados	49
4.5.1.	Indicadores de rentabilidad	49
4.5.2.	Métodos estadísticos de tendencia central	52
5.	MATERIALES Y MÉTODOS	54
5.1.	Materiales	54
5.2.	Metodología	54
5.2.1.	Perfil de carga en entornos residenciales de la ciudad de Loja	55
5.2.2.	Demanda de energía eléctrica del usuario residencial tipo	58
5.2.3.	Evaluación de la base de datos de radiación solar	61
5.2.4.	Software de simulación PVsyst	66

6. RESULTADOS.....	71
6.1. Perfil de carga del usuario residencial	71
6.2. Demanda promedio de energía del usuario residencial	74
6.3. Contraste de los datos de radiación solar	76
6.4. Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica....	77
6.5. Análisis económico.....	81
6.5.1. Análisis de un sistema FV con baterías conectado a la red.....	83
7. DISCUSIÓN.....	85
8. CONCLUSIONES.....	87
9. RECOMENDACIONES.....	88
10. BIBLIOGRAFÍA.....	89
11. ANEXOS	94
Anexo 1: Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos y resultados para los usuarios evaluados.	94
Anexo 2: Análisis financieros sistemas fotovoltaicos	101
Anexo 3: Tablas de datos de consumos finales de energía eléctrica	109
Anexo 4: Certificado de traducción del resumen.....	134

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Consumo de energía eléctrica para servicio público	12
Figura 2: Evolución decenal por grupo de consumo.....	14
Figura 3: Evolución histórica y proyección del consumo del sector residencial	15
Figura 4: Curva de demanda diaria nacional.....	17
Figura 5: Radiación solar	19
Figura 6: Representación de las coordenadas geográficas de la Tierra.....	21
Figura 7: Relaciones geométricas formadas por la radiación solar.....	23
Figura 8: Irradiación global promedio en el sur del Ecuador.....	24
Figura 9: Horas de sol (%), promedio anual	25
Figura 10: Mapa de irradiación solar global horizontal anual del Ecuador	26
Figura 11: Coeficiente de absorción de algunos materiales semiconductores	29
Figura 12: Celda solar fotovoltaica	30
Figura 13: Esquema eléctrico equivalente simplificado de una célula solar.....	30
Figura 14: Variación de la curva I-V con el área de una célula solar	31
Figura 15: Variación de la curva I-V en base a la irradiancia.....	32
Figura 16: Efecto de la temperatura en la curva I-V de una célula fotovoltaica.....	32
Figura 17: Curva I-V y curva de potencia de una célula solar	34
Figura 18: Módulos solares con células monocristalinas.....	35
Figura 19: Módulo solar de silicio policristalino	36
Figura 20: Paneles solares fotovoltaicos	39
Figura 21: Inversor SMA Sunny Boy	42
Figura 22: Flujos de energía en el medidor bidireccional.....	44
Figura 23: Diagrama de diseño de sistemas FV.....	46

Figura 24: Demanda de potencia anual sector Celi Román.	56
Figura 25: Demanda de potencia mensual (marzo 2019) en el sector Celi Román.	57
Figura 26: Demanda de potencia semanal (marzo 2019) en el sector Celi Román..	57
Figura 27: Sistema de consultas de la EERSSA	59
Figura 28: Irradiación media solar global horizontal de Loja (INAMHI)	62
Figura 29: Irradiación media solar global horizontal de Loja (NREL).....	63
Figura 30: Mapa de insolación global para el mes de enero	64
Figura 31: Irradiación media solar global en la ciudad de Loja según el Atlas Solar... 65	
Figura 32: Base de datos para Loja en PVsyst.....	67
Figura 33: Disposición de los módulos fotovoltaicos	68
Figura 34: Placa de diseño del sistema en PVsyst	68
Figura 35: Condiciones del sistema FV en PVsyst	69
Figura 36: Ventana de resultados PVsyst.....	70
Figura 37: Perfil de carga para el sector Celi Román	72
Figura 38: Perfil de carga diario para el sector residencial de la ciudad de Loja.....	74
Figura 39: Distribución de frecuencias de los consumos de energía eléctrica evaluados	75
Figura 40: Medianas de consumo mensual de los usuarios residenciales evaluados....	75
Figura 41: Comparación de valores de irradiación global horizontal para la ciudad de Loja.....	77
Figura 42: Diagrama unifilar para una instalación fotovoltaica conectada a la red.....	78
Figura 43: Valores mensuales horarios de producción de energía eléctrica del sistema FV para el usuario tipo U2	80

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Hitos de los mecanismos de promoción de las energías renovables en el Ecuador	9
Tabla 2: Consumo de energía para servicio público.	13
Tabla 3: Ángulos horarios correspondientes a cada hora del día.	22
Tabla 4: Clasificación de las células fotovoltaicas según su eficiencia.	38
Tabla 5: Consumo mensual de energía eléctrica de usuarios residenciales.	60
Tabla 6: Demanda horaria promedio de potencia activa del sector Celi Román.	71
Tabla 7: Demanda de potencia activa en unidad para el sector residencial.	73
Tabla 8: Datos de irradiación solar global en Wh/m ² /día de diferentes fuentes.	76
Tabla 9: Elementos del sistema fotovoltaico para el tipo de usuario U2.	79
Tabla 10: Parámetros y resultados de la simulación del sistema FV para el tipo de usuario U2.	80
Tabla 11: Análisis financiero del sistema fotovoltaico para el usuario tipo U2.....	82
Tabla 12: Indicadores financieros de los sistemas FV para los usuarios residenciales evaluados.	83
Tabla 13: Informe general de la evaluación económica para sistemas FV con y sin baterías.....	84

SIMBOLOGÍA

G_{sc}	Constante solar
δ	Declinación solar
ω	Ángulo horario
β	Ángulo de inclinación
θ_z	Ángulo cenital
γ	Ángulo azimutal
θ	Ángulo de incidencia solar
φ	Latitud
α_s	Ángulo de altitud solar
$P_{m\acute{a}x}$	Potencia máxima
$P_{m\acute{i}n}$	Potencia mínima
η	Eficiencia
I_L	Corriente generada
β_{opt}	Ángulo de inclinación óptimo
I_{sc}	Corriente de cortocircuito
V_{oc}	Tensión de circuito abierto
I_{mpp}	Corriente de máxima potencia
V_{mpp}	Tensión de máxima potencia
V_{dc}	Tensión del lado de continua
V_{ac}	Tensión del lado de alterna
R_{dm}	Irradiación solar reflejada
D_{dm}	Irradiación solar directa

B_{dm}	Irradiación solar difusa
G_{dm}	Irradiación solar global
$I_{m\acute{a}x}$	Corriente máxima
FF	Factor de forma
L	Longitud
I_N	Corriente nominal
P_N	Potencia nominal
n	Tamaño de la muestra
T	Temperatura
kWp	Kilovatio pico
$c\$/kWh$	Centavos de dólar por kilovatio-hora
A	Amperio
Ah	Amperio-hora
kWh	Kilovatio-hora

GLOSARIO

ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NASA	Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio
NEC	Norma Ecuatoriana de la Construcción
STC	Standard Test Conditions
EERSSA	Empresa Eléctrica Regional del Sur
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
IEEE	Instituto de Energía Eléctrica y Electrónica
INEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CIE	Corporación para la Investigación Energética
LRSE	Ley del Régimen del Sector Eléctrico
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
DG	Distributed Generation
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
FV	Fotovoltaico
FERUM	Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
CEE	Calidad de la Energía Eléctrica
SNI	Sistema Nacional Interconectado

WRC	World Radiation Center
DMQ	Secretaría de Medio Ambiente del Distrito Metropolitano Quito
INAMHI	Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología
IIGE	Instituto de Investigación Geológico y Energético
GHI	Global Horizontal Irradiation
DHI	Diffuse Horizontal Irradiation
DNI	Direct Normal Irradiation
MPPT	Maximum Power Point Tracking
μSFV	Sistema de Microgeneración Fotovoltaica
LCOE	Levelized Cost of Energy
NSRDB	National Solar Radiation Database
CRS	Climatological Solar Radiation
SIG	Sistema de Información Geográfica
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red
O&M	Operación y Mantenimiento
PPA	Power Purchase Agreements
EE.UU.	Estados Unidos de América

1. TÍTULO

**VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE INSTALAR SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA EN ENTORNOS
RESIDENCIALES DE LA CIUDAD DE LOJA**

2. RESUMEN

Para el desarrollo del presente proyecto de investigación, se ha considerado como punto de partida la reciente aprobación del marco regulatorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) concerniente a la microgeneración fotovoltaica destinada al autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica.

El objetivo principal de esta tesis es evaluar la viabilidad técnica y económica de instalar sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en entornos residenciales de la ciudad de Loja. La hipótesis que se ha planteado propone que un sistema de energía solar fotovoltaica será capaz de cubrir la demanda eléctrica de un usuario del sector residencial en la ciudad de Loja y, a su vez, le permitirá entregar excedentes de energía a la red pública que favorecerán la rentabilidad económica del sistema fotovoltaico.

Para dar cumplimiento con el objetivo planteado, en primer lugar, se desarrolla un perfil de carga de los diferentes entornos residenciales de la ciudad de Loja, a fin de entender la dinámica de la demanda energética de estos sectores. Posteriormente, se efectúa un estudio del potencial solar que dispone la ciudad por medio de la recolección de datos. Consecuentemente, se dimensiona un sistema de energía solar fotovoltaica para los entornos residenciales en evaluación, tomando en cuenta más de un tipo de configuración. Finalmente, se evalúa tanto técnica como económicamente el sistema de energía solar fotovoltaica para poder así establecer la viabilidad de la implementación de este tipo de proyectos en la ciudad de Loja destinado al sector residencial, todo enmarcado dentro de los lineamientos que se establecen en la *Resolución Nro. ARCONEL-003/18*.

SUMMARY

For the development of this project, it has been considered as a starting point the recent approval of the regulatory framework from “*Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)*”, concerning to photovoltaic microgeneration aimed at the self-supply of final consumers of electricity.

The main objective of this research work is to evaluate the technical and economic viability of installing photovoltaic systems connected to the electricity grid in residential environments in Loja. The hypothesis that has been raised in the present work is that a photovoltaic solar energy system will be able to cover the electricity demand of a user of the residential sector in Loja and this will allow it to deliver surplus energy to the electrical grid favoring the economic profitability of the PV system.

In order to comply with the stated objective, first, a load profile of the different residential environments in Loja is developed, in order to understand the dynamics of the energy demand of these sectors. Subsequently, a study is made of the solar potential available to the city through data collection. Consequently, the PV system is sized for residential environments under evaluation, taking into account more than one type of configuration. Finally, the photovoltaic solar energy system is economically and technically evaluated in order to establish the feasibility of implementing this type of project in Loja for the residential sector, all framed within the guidelines established in the “*Resolución No. ARCONEL-003/18*”.

3. INTRODUCCIÓN

La presente investigación, forma parte importante del proyecto “Caracterización de la Potencialidad de la Energía Solar y Eólica en la Región Sur del Ecuador” desarrollado por la Universidad Nacional de Loja. La demanda energética es un valor que se encuentra en constante crecimiento, la creación de nuevas industrias, empresas, viviendas, el desarrollo del sector tanto urbano como rural y demás, fomentan el inevitable incremento de la demanda de energía de un país (Salazar & Panchi, 2014). Dicha situación provoca un aumento también, de los índices de contaminación, dado que, nos desenvolvemos dentro de una sociedad que satisface sus necesidades energéticas (en mayor medida) mediante la implementación de combustibles fósiles (Mendoza, 2017). En la ciudad de Loja, por ejemplo, existen diversos problemas ambientales, entre los principales, la contaminación atmosférica generada por la emanación de gases a la atmosfera.

El aprovechamiento del recurso solar en Ecuador avanza a un paso lento, constituyéndose así, como una fuente proveedora de energía incipiente en el país, ya que, a septiembre de 2018 la potencia nominal en generación de energía eléctrica de fuentes de sistemas fotovoltaicos era del 0.33% (CONELEC, 2018). Dadas las condiciones del progresivo incremento de la demanda energética del sector residencial, las características geográficas que brindan una ventaja a las ciudades de la sierra ecuatoriana en cuanto al potencial solar se refiere, de manera especial en la ciudad de Loja (CONELEC, 2008), ha surgido la oportunidad de realizar estudios con el fin de evaluar la factibilidad de instalar sistemas fotovoltaicos en esta ciudad.

Las características de la energía solar fotovoltaica le permiten contribuir con un desarrollo sostenible, además de favorecer las condiciones ambientales de generación de energía. De la misma manera, esta energía se puede aprovechar en más de una forma, ya sea que se exporte excedentes a la red eléctrica o que toda la energía eléctrica producida se destine al autoconsumo, esto resulta de gran utilidad en lugares aislados donde no llega la red eléctrica convencional. Los costos relacionados con la instalación y el mantenimiento de los paneles solares se han reducido considerablemente en los últimos años, a medida que se desarrolla la tecnología fotovoltaica. Cabe resaltar que la vida útil de los paneles solares es de aproximadamente 30 años y que desde la década de los 80 estos han visto reducido su precio a una tasa aproximada del 10% anual. Estas

instalaciones requieren de una inversión inicial que se puede ajustar de acuerdo a la economía del propietario, sin embargo, desde que el sistema fotovoltaico empieza a funcionar, “el combustible será gratuito y de por vida” (Acciona, n.d.). Por esto y por muchas razones más, se puede definir a la energía solar fotovoltaica como una energía de las energías del futuro.

Teniendo en cuenta la reciente implementación de la *Resolución Nro. ARCONEL-003/18*, hecho que da apertura a la inclusión de proyectos energéticos que formulen innovadores conceptos de autosustentabilidad energética en nuestra sociedad, dado que, antes no se contaba con un marco de regulación que coordine y controle el manejo de dichos sistemas en el Ecuador. La *Resolución Nro. ARCONEL-003/18* permite al usuario conectar su sistema de microgeneración fotovoltaica (μ SFV) con las redes de bajo o medio voltaje de la empresa de distribución (ARCONEL, 2018b). El diseño del μ SFV tiene como objeto reducir el consumo de energía de la red, sobre todo, en horas pico donde la demanda eléctrica alcanza sus puntos más altos, exigiendo al máximo la capacidad de abastecimiento de la empresa de servicio. En el lapso de estas horas pico entran en operación centrales térmicas ineficientes, caras y que contaminan el ambiente. Esto constituye ingentes recursos económicos para el país, que se requieren en pocas horas de la noche (Bayas, Jaramillo, Betancourt, & Reinoso, 2009).

El desarrollo del presente proyecto puede constituir la base para futuras investigaciones, ya que, ARCONEL trabaja actualmente en otras dos regulaciones complementarias para promover la inversión privada en la generación de energía eléctrica para autoconsumo y venta a las empresas eléctricas de distribución, aprovechando fuentes renovables (solar, eólica, biomasa, etc.) (ARCONEL, 2018a). Al mismo tiempo, se aporta con las iniciativas que buscan el cambio de la matriz energética, abriendo paso a la inclusión de nuevos conceptos de autosustentabilidad que contribuyan a reducir la cultura de dependencia económico-petrolera del país.

4. REVISIÓN DE LITERATURA

4.1. Estructura y evolución del sector eléctrico en Ecuador

El desarrollo del sector eléctrico es estratégico, por ende, se debe garantizar el abastecimiento de la demanda local (CONELEC, 2013). Durante la última década, la tendencia política en el Ecuador (dentro del sector eléctrico) se ha visto marcada por una firme búsqueda de innovadores métodos que aprovechen los recursos hídricos, eólicos, solares, entre otros; todo esto en busca de un cambio de la matriz energética nacional, ya que, los recursos naturales y por tanto las energías renovables constituyen la base de los tres pilares del desarrollo sostenible: económico, social y calidad medioambiental (Poveda-Burgos, Ruiz, & González, 2017).

Basados en el contexto energético actual, mismo que se caracteriza por una creciente preocupación por la sostenibilidad medioambiental y la seguridad de suministro, una búsqueda de soluciones en el lado de la demanda cobra cada vez más fuerza (Conchado & Linares, 2008). Muchos países se han sumado a la ola energética renovable, sobre todo en la última década, adoptando mecanismos financieros que incentivan la generación y distribución de energía eléctrica por medios no convencionales. Por ejemplo, en Estados Unidos, se ha favorecido a los usuarios residenciales y comerciales con descuentos en la carga impositiva derivada de la adquisición e instalación de equipos fotovoltaicos, de esta forma, los usuarios ven a las energías renovables, incluso, como una oportunidad de inversión. Alrededor del mundo los sistemas eléctricos han experimentado una rápida evolución (González, Pavas, & Sánchez, 2017).

La adopción de la generación distribuida (DG), la creciente necesidad que han implantado las fuentes renovables de energía ante las diferentes problemáticas ambientales, los esquemas de mercados eléctricos competitivos, la incorporación de sistemas destinados al almacenamiento de la energía, y la respuesta a la demanda, son elementos que marcarán una tendencia en los sistemas eléctricos del futuro (Jamash & Rahmatallah, 2013). Antes de presentar la estructura actual del sector eléctrico vigente en el Ecuador, es importante realizar una breve reseña de las políticas energéticas que redefinieron varios parámetros dentro del campo de las energías renovables en el Ecuador.

4.1.1. Ley del régimen del sector eléctrico

En el Ecuador se han incorporado varias políticas para fomentar el uso de las energías renovables no convencionales. En la Constitución de la República de 1998 ya se había establecido que el Estado promovería su uso, mientras que en la Constitución del 2008, se afianza este principio y se incorpora el concepto de eficiencia energética (Peláez & Espinoza, 2015).

Bajo el propósito de disminuir paulatinamente el nivel de participación del Estado en el sector eléctrico, Ecuador abrió paso a una reestructuración del sector eléctrico mediante la Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), misma que entró en vigencia en el año de 1998 (Simbaña, 2010). Pensando en que la creación de un esquema de competencia coadyuvaría a la mejora del servicio, se implementó tal proyecto, a pesar que, en 2009 se propuso la estatalización y unificación de diferentes empresas que fueron privatizadas. A su vez, esta ley creó un modelo de mercado basado en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) cuya finalidad es equilibrar la oferta y la demanda, para así poder garantizar el abastecimiento de la demanda con óptimas inversiones por el lado de la oferta (CONELEC, 2013).

A lo largo del tiempo, se han instituido nuevas leyes, regulaciones, decretos o reglamentos en los que se han dispuesto nuevos parámetros dentro del campo de las energías renovables. En la Ley del Régimen del Sector Eléctrico en el Art. 5 (octubre de 1996), se cita como uno de sus objetivos el fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales. Desde la aprobación de esta ley han estado en vigencia dos reglamentos para su aplicación.

El primer Reglamento General de la Ley del Sector Eléctrico (1996) menciona a las energías renovables como tecnologías cuyo uso se enmarcará básicamente en el sector rural. Mientras que en el Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (2006), no solo se mantiene dicho compromiso, sino se define como energías renovables no convencionales a la energía eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotérmica y otras de similares características. También se indica que el Estado fomentará el uso de recursos no convencionales, algo que se ratifica en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (2015) (Peláez & Espinoza, 2015).

En cuanto a los objetivos que se buscan mediante la implementación de las energías renovables, estos han sido en su mayoría planteados por instituciones públicas, por ejemplo, en el año 2008 el Ministerio de Electricidad convino que para el año 2020, el Ecuador tendría que contar con un mínimo de 2% de tecnologías que dispongan de fuentes de energía renovables: solar, eólica y biomasa. Así también, el CONELEC ha dispuesto la elaboración del Plan Maestro de Electrificación dentro que se estipulan en la Ley del Sector Eléctrico, sin embargo, a partir del Plan Maestro de Electrificación 2007-2016 se comienza a establecer políticas relacionadas a la promoción de las energías renovables y, en los siguientes planes, se hace evidente el interés por incluir en la planificación del sector eléctrico estas tecnologías.

Los objetivos a mediano plazo se han ido modificando en función de lo establecido en los Planes Nacionales de Desarrollo, por ejemplo, el “Plan Nacional del Buen Vivir 2013–2017” (SENPLADES, 2013). En la Tabla 1 se presenta un histórico de los principales mecanismos que se han implementado en el Ecuador.

Tabla 1: Hitos de los mecanismos de promoción de las energías renovables en el Ecuador.

AÑO	HITO	MECANISMO	DESCRIPCIÓN
1996	Ley del Régimen del Sector Eléctrico, R. O. No. 43	Objetivos Nacionales Mecanismos Fiscales	Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas. Se indica la exoneración del pago de aranceles, demás impuestos adicionales y gravámenes que afecten a la importación de materiales y equipos no producidos en el país para la investigación, producción, fabricación e instalación de sistemas destinados a la utilización de energías renovables, previo el informe favorable del CONELEC.
1998	Constitución de la República R.O. No. 442	Objetivos Nacionales	Indica que el Estado tomará medidas con el fin de promover en el sector público y privado el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes.
2002	Plan Nacional de Electrificación 2002-2011, Resolución No. 0048/02	Objetivos Nacionales	Se recomienda mejoras en la operación de los tanques para calentamiento de agua, uso de equipos similares más eficientes y calentadores solares. Se hace referencia a la regulación 008/00 y a la reglamentación para el uso de fondos FERUM en la promoción de energías renovables.
2007	Creación del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Decreto Ejecutivo No. 475 R. O. No. 132	Objetivos Nacionales; Investigación y Desarrollo	Dentro de su orgánico funcional se tiene la Subsecretaría DE Energía Renovable y Eficiencia Energética y dentro de esta Subsecretaría, se crearon tres Direcciones Nacionales: de Energía Renovable, de Eficiencia Energética y de Biomasa, cada una con actividades específicas relacionadas a sus áreas.

2008	Constitución de la República	Objetivos Nacionales	Se indica que el Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas, renovables, no contaminantes y de bajo impacto. Además, promoverá la eficiencia energética.
2008	Estudio sobre Matriz Energética del Ecuador	Objetivos Nacionales	Establece que el objetivo del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables para el 2020, es que el 86% de la energía provenga de generación hidroeléctrica, y un 2% por tecnologías renovables no convencionales (1% solar, eólica y 1% biomasa).
2013	Plan Nacional del Buen Vivir, 2013-2017, Resolución No. CNP-002-2013	Objetivos Nacionales	Se establece como objetivo reestructurar la matriz energética bajo criterios de transformación de la matriz productiva, inclusión, calidad, soberanía energética y sustentabilidad, con incremento de la participación de energía renovable.
2013	Plan Maestro de Electrificación 2013-2022	Objetivos Nacionales	Se establece la generación de energía eléctrica de fuentes renovables como las principales alternativas sostenibles a largo plazo.
2015	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica	Objetivos Nacionales	Ejecución de planes y proyectos con fuentes de energías renovables. El Estado debe desarrollar mecanismos específicos para la promoción de las energías renovables. El MEER promoverá un sistema eléctrico sostenible, sustentado en los recursos renovables.
2018	Resolución No. ARCONEL-003/18	Objetivos Nacionales	Permite al usuario conectar un sistema de microgeneración fotovoltaica (μ SFV) con las redes de bajo o medio voltaje de la empresa de distribución, a fin de entregar los excedentes de energía en caso de haberlos, luego del autoabastecimiento del consumidor final de energía eléctrica.

Fuente: (Peláez & Espinoza, 2015)

4.1.2. Organización del sector eléctrico ecuatoriano

La estructura del sector está definida por la Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), en el marco jurídico del sector se establece las siguientes instituciones:

4.1.2.1.El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)

Mediante la Ley del Régimen del Sector Eléctrico crea a finales de 1997 el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) como una entidad jurídica de derecho público con autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, con el objetivo principal de regular el sector eléctrico mediante la elaboración de un plan de electrificación, la aprobación de pliegos tarifarios, la implementación de nuevas normativas y la concesión a las empresas privadas de las diferentes actividades del sector como generación, transmisión, distribución y comercialización.

4.1.2.2.El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

El Centro Nacional de control de Energía se crea como una corporación civil de derecho privado, con carácter técnico sin fines de lucro, cuyos miembros son todas las empresas eléctricas pertenecientes al sector. Se encarga básicamente del manejo técnico y económico de la energía en bloque brindando una operación adecuada, además de la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista.

4.1.2.3.Las empresas eléctricas concesionarias de generación

Las principales empresas de generación eléctrica son de capital público:

- HIDROPAUTE S.A.
- HIDROAGOYÁN S.A.
- HIDROPUCARÁ S.A. (absorbida más tarde por HIDROAGOYÁN)
- TERMOESMERALDAS S.A.
- TERMOPICHINCHA S.A. Y
- ELECTROGUAYAS S.A.

4.1.2.4.La empresa eléctrica concesionaria de transmisión

TRANSELECTRIC S.A. (en la actualidad CELEC-TRANSELECTRIC) es la empresa de capital público encargada de transportar la energía eléctrica, no compra ni

vende energía y sus ingresos están determinados por una tarifa establecida por el CONELEC.

4.1.2.5. Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización

La actividad de la distribución estuvo inicialmente a cargo de 19 empresas más la corporación para la administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG-D) designada por el CONELEC cuya área de concesión se encuentra en la ciudad de Guayaquil con aproximadamente el 27,2% de la energía facturada del país. (En la actualidad la CNEL agrupa a 10 empresas distribuidoras, cada una de ellas como una unidad de negocio).

4.1.3. Demanda de energía eléctrica en Ecuador

La demanda de energía es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en un periodo de tiempo. Cada grupo de consumo tiene un número de clientes, el cual ha venido evolucionando con el paso del tiempo. En la Figura 1, se representa el nivel de participación de cada sector, en cuanto al consumo de energía eléctrica para servicio público en el Ecuador se refiere, con base en el Balance Energético Nacional 2018.

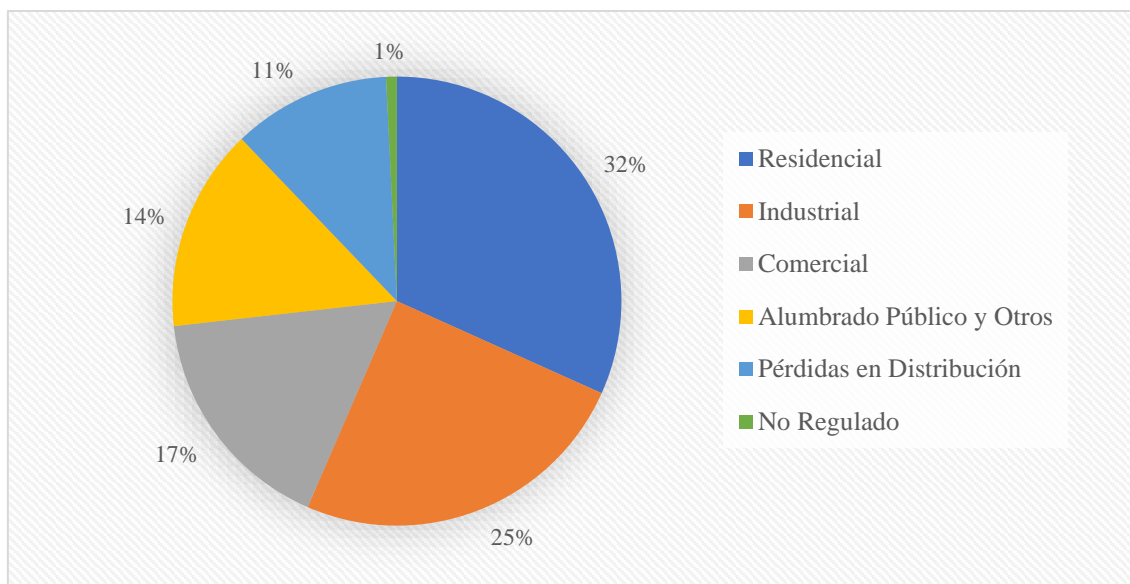


Figura 1: Consumo de energía eléctrica para servicio público.

Fuente: (ARCONEL, 2017).

Durante el año 2017 los clientes regulados y no regulados demandaron 22 225.15 GWh de energía eléctrica, esta cifra contempla las exportaciones de energía realizadas a través de las interconexiones con Colombia y Perú, además de la energía entregada a los

clientes no regulados por parte de las empresas de distribución, por lo que la energía disponible para servicio público fue de 23 000.20 GWh (Tabla 2).

Tabla 2: Consumo de energía para servicio público.

Consumo de Energía para Servicio Público		GWh	%
Consumo de Energía a Nivel Nacional	Residencial	7298.00	32.03
	Comercial	3843.88	16.87
	Industrial	5699.62	25.01
	Alumbrado Público y Otros	3361.97	14.75
Total		20 203.47	88.66
Pérdidas en Distribución	Técnicas	1664.54	7.30
	No Técnicas	953.59	4.18
Total, Pérdidas de Energía en Distribución		2618.13	11.49
Recaudación	USD Facturados (Millones)	1908.41	
USD Recaudados (Millones)		1893.49	99.22

Fuente: (ARCONEL, 2017)

La demanda de energía eléctrica incrementó a razón de un 4% en el 2018 respecto del 2017, ascendiendo a un valor aproximado de 24 475 GWh, según información del Viceministerio de Electricidad. Y se estima un crecimiento similar de la demanda de energía para este año (Pacheco, 2019).

4.1.4. Evolución y pronóstico de la demanda de energía eléctrica

El objetivo principal de un sistema de energía eléctrica es suministrar el servicio de energía de manera continua, segura y confiable, por tal motivo debe adaptarse continuamente a la demanda. Siendo esta una característica con la que no cuentan los sistemas eléctricos, para adecuarse a dicha demanda se requiere contar con un valor aproximado que demanda dicho sistema, a fin de poder ejecutar las modificaciones necesarias y a su vez satisfacer las necesidades del consumidor final del servicio.

El pronóstico de la demanda de energía eléctrica es un procedimiento sistemático que permite definir cuantitativamente la demanda futura, constituyéndose así, como un indicador esencial para el cual habrá de procurarse la mayor exactitud posible. En dependencia del período de tiempo que se tome en cuenta para el análisis se pueden considerar tres técnicas de predicción: de corto, mediano y largo plazo. El pronóstico de

demanda puede referirse a la potencia pico, a la energía total demandada o al comportamiento de la curva de carga (Ariza, 2013).

Desde principios del siglo XXI la demanda de energía eléctrica en el Ecuador ha sido sinónimo de expansión y constante crecimiento. El consumo de energía a nivel nacional durante el período de análisis comprendido entre los años 2003 a 2012 experimentó un mayor crecimiento en la categoría industrial con un 94%, mientras que la categoría comercial experimentó un crecimiento del 89%, seguida de la categoría residencial con un 72%, (CONELEC, 2013).

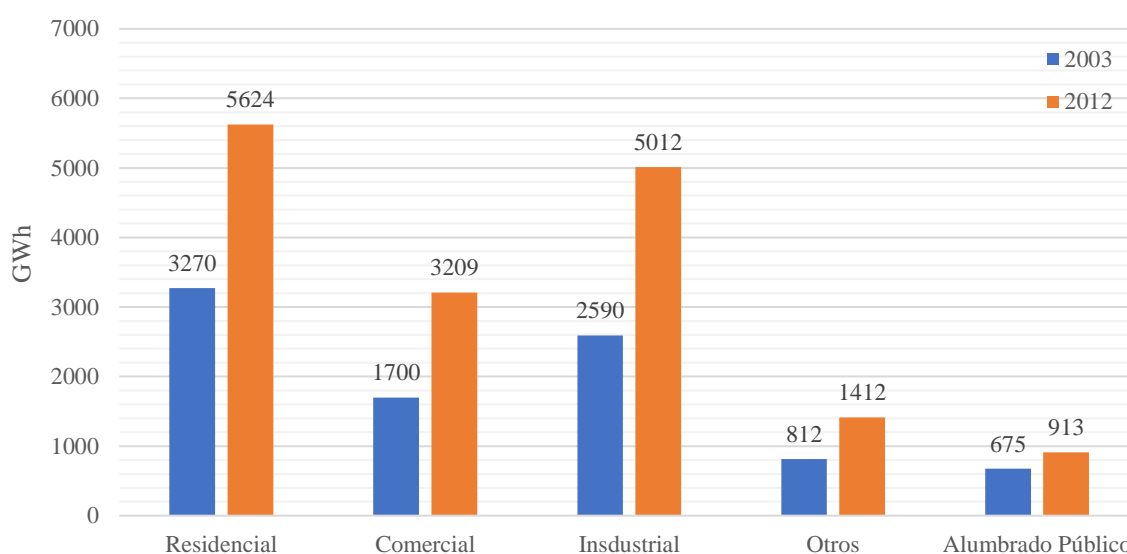


Figura 2: Evolución decenal por grupo de consumo.

Fuente: (CONELEC, 2013).

4.1.5. Pronóstico de la demanda de energía a nivel residencial

En Ecuador, se espera que la cantidad de clientes residenciales total mantenga en el futuro su tendencia creciente, pero a un ritmo menor (3,9% promedio 2013 - 2022 alcanzando los 5,5 millones de clientes en el 2022). Esta desaceleración se debe principalmente al alto grado de cobertura ya alcanzado (en 2010: 94,77%) y la escasa variación prevista en la tasa de crecimiento poblacional promedio anual (CONELEC, 2013). El consumo residencial total ha sido obtenido sumando las proyecciones de consumo residencial de clientes del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM), por lo tanto, se espera que el consumo residencial crezca a una tasa promedio anual del 4,8% en el período 2013 - 2022, alcanzando 9 004 GWh en el horizonte del estudio (Figura 3).

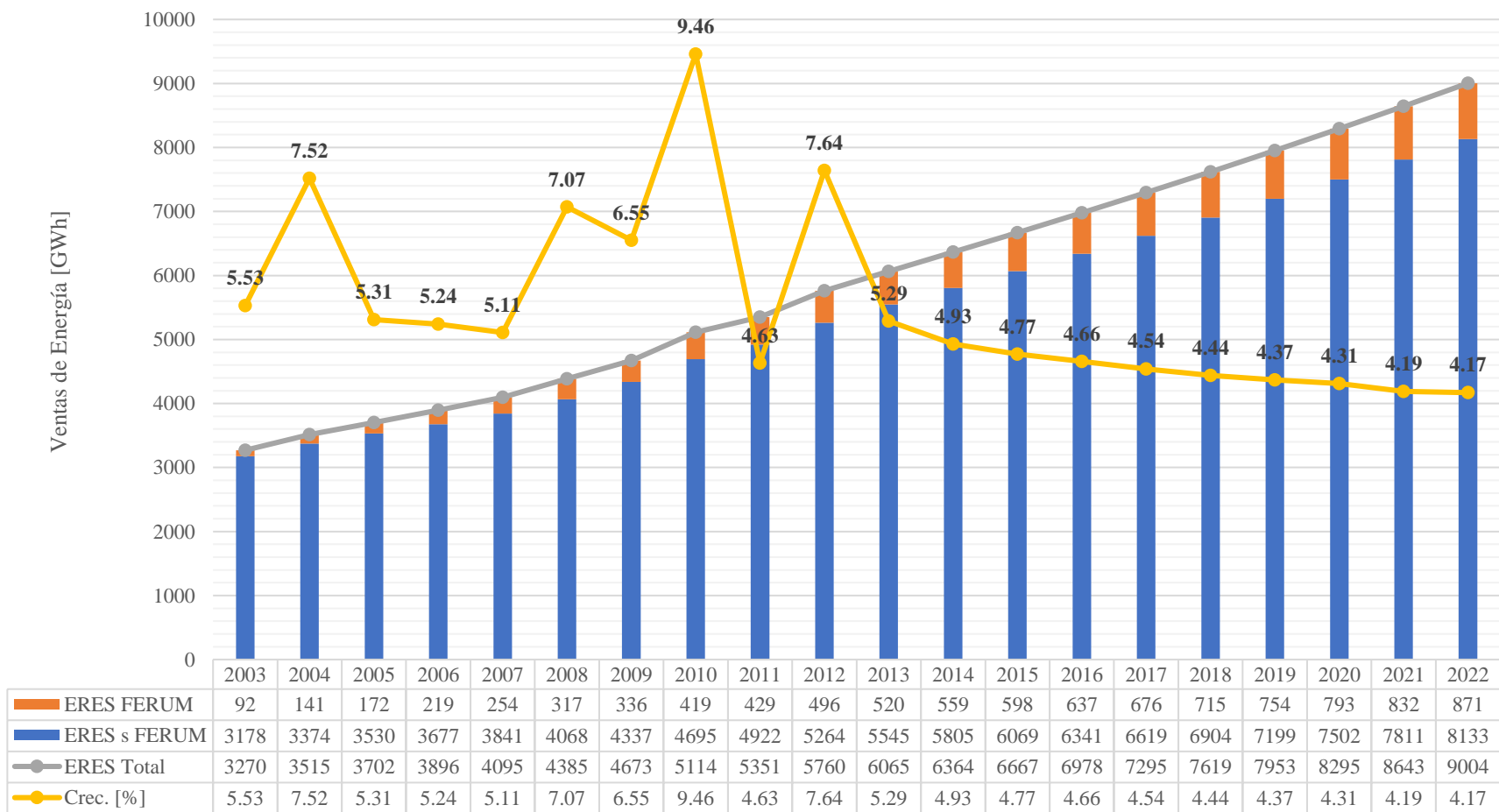


Figura 3: Evolución histórica y proyección del consumo del sector residencial.

Fuente: (CONELEC, 2013)

4.1.6. Perfil de consumo

La operación de una red de distribución tiene como punto de partida el monitoreo constante de las diferentes variables eléctricas del sistema, por ejemplo, tensiones, corrientes, frecuencia o potencias. La observación y análisis de estas variables son primordiales para conseguir una operación segura, determinar el crecimiento de las cargas y estimar el comportamiento pasado, actual o futuro de la red. El registro de los cambios permanentes que van presentando las potencias activa y reactiva son insumo de entrada para calcular cómo se reparten estas potencias en cada uno de los puntos de carga de la red y determinar así corrientes, tensiones y pérdidas de energía a lo largo de ella y durante el transcurso de un período de tiempo (Álvarez, 2017).

El flujo de potencia a través de una red eléctrica cambia constantemente. Inicia en cada una de las cargas que requieren ser alimentadas, de tal forma que la fuente debe llevar la energía desde ella y a lo largo de la red hasta quien la está solicitando. Esta carga, representada por cada usuario final conectado a la red, parte del nivel de tensión, donde está la mayor cantidad de conexiones, siendo los usuarios residenciales los que representan el porcentaje más alto. Cada carga se puede representar de acuerdo a su curva de demanda, puesto que cada una de ellas tiene un comportamiento único, que puede verse reflejado en la forma que esta curva presenta de acuerdo a sus lecturas de potencia durante el transcurso del período de análisis, que puede ser diario, semanal, mensual o anual, dependiendo del objetivo que se busque con estas lecturas.

4.1.6.1. Factores que afectan la curva de carga

Los factores son: Condiciones meteorológicas, calendario, variables económicas, factores no predecibles (Mallo González, n.d.). Además, también afectan factores como los debido a usuarios, ya sea, por comportamiento de cada cliente conectado a la red. Por ejemplo, si es un usuario residencial, comercial, alumbrado público, industrial, etc. Por factores horarios, estos dependen de la hora del día, por ejemplo, se tienen picos normalmente a medio día e iniciando la noche. Finalmente, factores climatológicos como lo pueden ser la temperatura ambiente y la humedad que afectan el comportamiento de la carga.

Una curva de demanda diaria permite realizar diferentes análisis sobre el comportamiento del sistema eléctrico sobre el cual se ha obtenido la curva agregada, a partir de los distintos factores que de ella se pueden obtener. Al momento de realizar interpretaciones acerca de la demanda de energía de los usuarios se presentan una serie de dificultades, ya que, se da la intervención de un conjunto de factores relacionados entre sí que dificultan el empleo de una visión generalizada del comportamiento de una curva de demanda de energía en un período de tiempo establecido; factores como: ingresos, deseo de comodidad, elección y empleo de una determinada tecnología. (Ayala, 2018). A continuación, en la Figura 4, se indican las curvas de carga del Sistema Nacional Interconectado (SNI) para un día laborable, uno semi laborable (sábado) y para un día festivo (domingo).

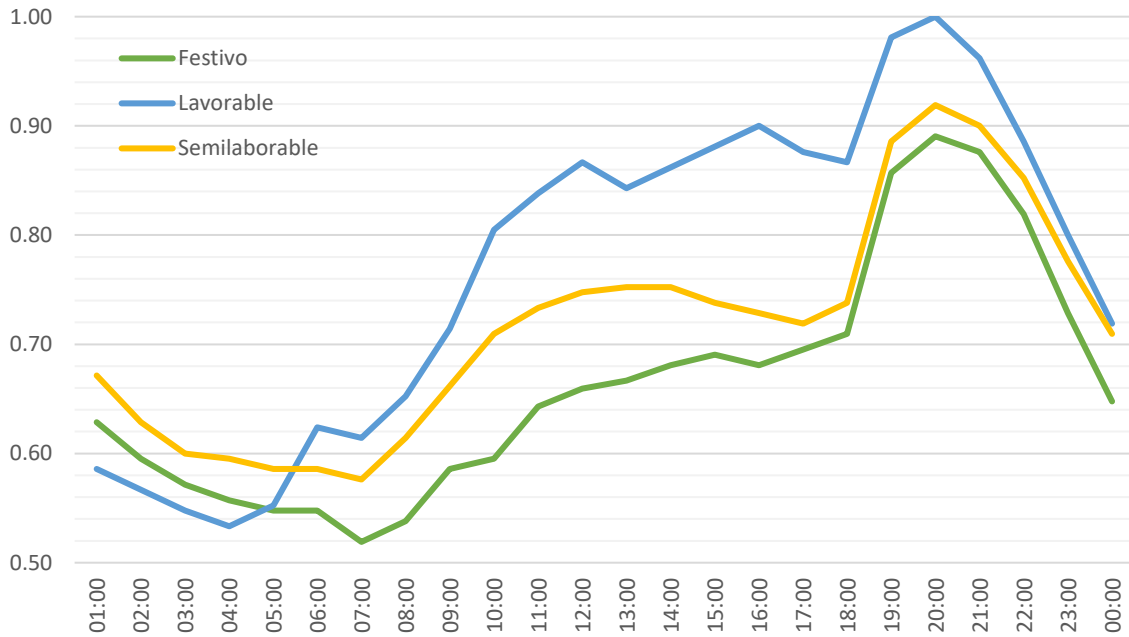


Figura 4: Curva de demanda diaria nacional.

Fuente: (CONELEC, 2013)

La categoría que marca el comportamiento de la misma es la residencial seguida de la industrial, lo que establece que la demanda máxima se produzca en el horario entre las 19h00 y 22h00, la demanda media comprende de 06h00 a 17h00 y la demanda mínima entre las 01h00 y 05h00.

4.2.La energía solar

La energía solar constituye la principal fuente de vida en la Tierra, dirige los ciclos biofísicos, geofísicos y químicos que mantienen la vida en el planeta, los ciclos del oxígeno, del agua, del carbono y del clima. La energía del Sol es la que induce el movimiento del viento y del agua, y el crecimiento de las plantas, por ello la energía solar es el origen de la mayoría de las fuentes de energía renovables: eólica, hidroeléctrica, biomasa, de las olas y corrientes marinas, además de la propia solar.

Aunque existen variaciones en la distancia entre el Sol y la Tierra, según la época del año, la cantidad de energía que llega a las capas exteriores de la atmósfera es del orden de $1\ 400\ \text{W/m}^2$, pero queda reducida aproximadamente a $1\ 000\ \text{W/m}^2$ una vez que atraviesa la atmósfera y llega al suelo si el día es despejado, la media a lo largo del año es de $340\ \text{W/m}^2$. La energía que llega a la Tierra es una infinitésima parte de la enorme cantidad de energía de la radiación solar emitida por el sol, pero la energía que recibimos ha sido suficiente para proporcionar y seguir permitiendo las condiciones físicas que reinan en nuestro planeta desde su formación, incluidas las que conocemos como vida (Espejo, 1983).

También la energía solar se puede aprovechar activamente mediante dos vías: la térmica, que transforma la energía procedente del sol en energía calorífica, y la fotovoltaica, que convierte directamente la energía solar en energía eléctrica gracias al efecto fotovoltaico

4.2.1. Radiación solar

El sol, de forma directa o indirecta, es el origen de todas las energías renovables, exceptuando la energía mareomotriz y la geotérmica. La energía del Sol se desplaza a través del espacio en forma de radiación electromagnética, llegando una parte de esta energía a la atmósfera (Torres, 2008). De esta energía que llega a la atmósfera, una parte es absorbida por la atmósfera y por el suelo, y otra parte es reflejada directamente al espacio desde el suelo.

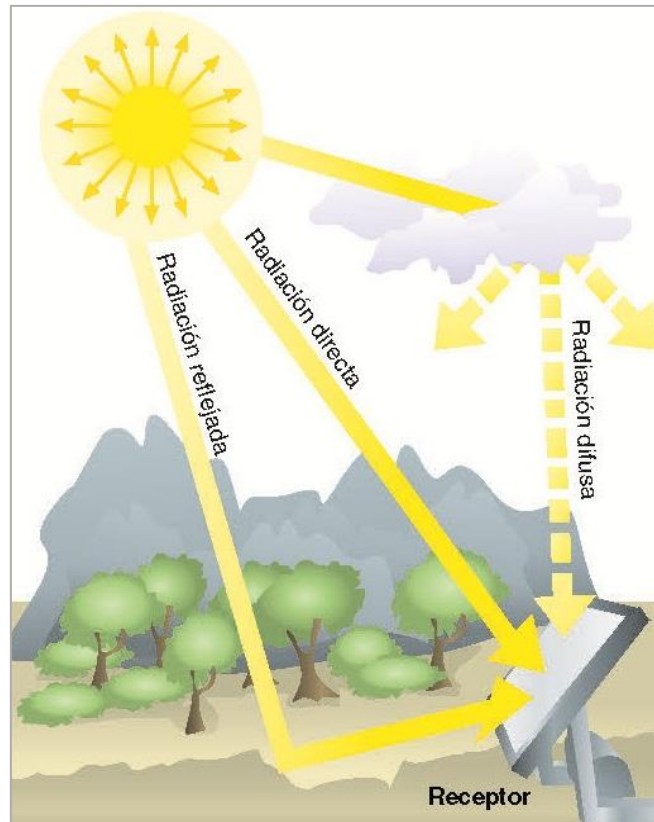


Figura 5: Radiación solar.

Fuente: (Torres, 2008)

Es por esto por lo que menos de la mitad de la radiación solar llega efectivamente a la superficie terrestre, siendo esta parte la que podemos utilizar con fines energéticos en nuestro planeta. Para evitar la ambigüedad del término “radiación”, para el que no está muy claro qué unidades físicas le corresponden, se utilizan las variables irradiancia e irradiación. La primera se mide en unidades de potencia por superficie y la segunda en unidades de energía por superficie. La irradiación es la integral de la irradiancia a lo largo de un periodo determinado, horario, diario, mensual o anual, son los ciclos más habituales y comunes. Por su diferente comportamiento, la irradiación la podemos separar en tres componentes: la directa, la difusa y la reflejada.

4.2.1.1. Radiación directa

Es la radiación que nos llega directamente del Sol; sin haber incidido con nada por el camino y, por tanto, sin haber cambiado de dirección. Esta radiación es la que produce las sombras. Es el tipo de radiación predominante en un día soleado.

4.2.1.2. Radiación difusa

Es la radiación que nos llega después de haber incidido con cualquier elemento de la atmósfera (polvo, nubes, contaminantes, etc.), por lo que ha cambiado de dirección.

4.2.1.3. Radiación reflejada o albedo

Es la radiación reflejada por la superficie terrestre; cobra importancia en las zonas con nieve, con agua (como cerca del mar o de una presa) o cualquier otra zona donde la reflexión sea importante.

4.2.1.4. La radiación global

Es la suma de la radiación directa y la radiación difusa.

4.2.1.5. Irradiancia solar

La Irradiancia es la utilizada para describir el valor de la potencia luminosa (energía/unidad de tiempo) incidente en un determinado instante por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética y se mide en W/m².

4.2.1.6. Irradiación solar

La irradiación también conocida como insolación se refiere a la cantidad de energía solar recibida durante un determinado periodo de tiempo, se mide en Wh/m².

4.2.1.7. Constante solar

La constante solar G_{sc} , es la energía proveniente del Sol, por unidad de tiempo, recibida en una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación, a una unidad astronómica (1.49×10^{11} m) fuera de la atmósfera. El Centro de Radiación Mundial o WRC (por sus siglas en inglés de World Radiation Center), ha adoptado el valor de $1\,367 \text{ W/m}^2$ ($1.95 \text{ cal/cm}^2 \cdot \text{min}$, $433 \text{ Btu/ft}^2 \cdot \text{h}$, o $4.921 \text{ MJ/m}^2 \cdot \text{h}$) (Iqbal, 1983).

Matemáticamente se la define como la cantidad total de energía solar que atraviesa en un minuto una superficie perpendicular a los rayos incidentes con área de 1 cm^2 , que se encuentra a la distancia media existente entre la Tierra y el Sol. La disponibilidad de aeronaves, globos y naves espaciales de muy alta altitud ha permitido realizar mediciones directas de la radiación solar fuera de la mayor parte de la atmósfera terrestre. Resultaron

en un valor de la constante solar G_{sc} de 1353 W/m^2 con un error estimado de $\pm 1.5\%$ (Duffie & Beckman, 2013).

4.2.1.8. Equipos de medición de la radiación solar

Para medir la radiación solar que llega a la superficie terrestre se utilizan los siguientes instrumentos:

- Piranómetro: que mide la radiación global o la difusa, según se le ponga un anillo de sombra (difusa) o no (global).
- Pirheliómetro: que mide la radiación directa.
- Pirgeómetro (o albedómetro): que mide la radiación reflejada o albedo.

4.2.2. Geometría Solar

Para las aplicaciones de energía solar, es importante entender el movimiento aparente del sol, así como los ángulos del sol a la tierra.

4.2.2.1. Coordenadas geográficas

Un punto sobre la esfera terrestre se puede situar utilizando el sistema de coordenadas geográficas (Figura 6), siendo éstas la latitud, que es el ángulo formado por la vertical a la Tierra en dicho punto y el plano del Ecuador, y la longitud, ángulo que forma el meridiano que pasa por dicho punto con el meridiano de Greenwich.

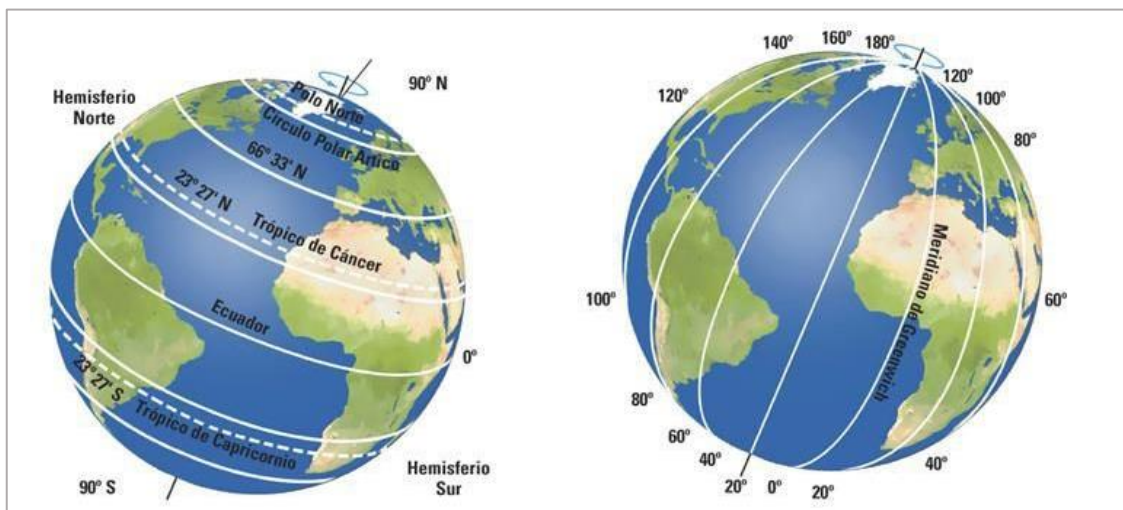


Figura 6: Representación de las coordenadas geográficas de la Tierra.

Fuente: (Egido & Caamaño, n.d.)

La latitud determina la inclinación con la que caen los rayos del Sol y la diferencia de la duración del día y la noche. Cuanto más directamente incide la radiación solar, más calor aporta a la Tierra.

4.2.2.2. Declinación solar

El plano de revolución de la Tierra alrededor del Sol se denomina plano eclíptico. La Tierra gira sobre sí misma alrededor de un eje denominado eje polar, el cual se encuentra inclinado aproximadamente $23,5^\circ$ de la normal del plano eclíptico. La rotación de la Tierra alrededor de este ocasiona los cambios diurnos en la radiación solar incidente; la posición de este eje relativo al Sol causa los cambios estacionales en la radiación solar.

El ángulo entre el eje polar y la normal al plano eclíptico permanece invariable. Aunque, el ángulo que forma el plano ecuatorial y la línea que une el centro del sol y de la tierra cambia cada día. Este ángulo es llamado declinación solar. La declinación es cero en los equinoccios de primavera y de otoño y tiene un valor aproximado de $+23,5^\circ$ en el solsticio de verano y cerca de $-23,5^\circ$ en solsticio de invierno (Duffie & Beckman, 2013).

$$\delta = 23.45 \sin\left(2\pi \frac{284 + n}{365}\right) \quad \text{Ecuación 1}$$

4.2.2.3. Ángulo horario

Es el ángulo que forman el plano meridiano del observador con el plano meridiano del sol, guarda una dependencia con la hora del día, siendo 0° al medio día solar, con valores negativos antes y valores positivos después de dicho acontecimiento. A cada hora le corresponde un valor de 15° , está representado por la letra ω .

Tabla 3: Ángulos horarios correspondientes a cada hora del día.

Mañana	Ángulo	Tarde	Ángulo
6 am	-90°	12 pm	0°
7 am	-75°	1 pm	15°
8 am	-60°	2 pm	30°
9 am	-45°	3 pm	45°
10 am	-30°	4 pm	60°
11 am	-15°	5 pm	75°

Fuente: (Egido & Caamaño, n.d.)

4.2.2.4. Ángulo de inclinación

Corresponde al ángulo de inclinación de la superficie de captación de la energía solar con respecto al plano horizontal. Se suele representar con la letra β .

4.2.2.5. Ángulo azimutal

Es el ángulo de una dirección tomado en el sentido de las agujas del reloj a partir del norte geográfico terrestre y se representa con la letra γ .

4.2.2.6. Ángulo cenital

El ángulo cenital [θ_z] representa la posición del sol respecto a la normal local. Toma valores que van desde 0° a 90° , se puede calcular con la siguiente expresión:

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde: ϕ es latitud.

Las relaciones geométricas entre los rayos solares, que varían de acuerdo con el movimiento aparente del sol, y la superficie terrestre, se describen a través de varios ángulos que se muestran a continuación:

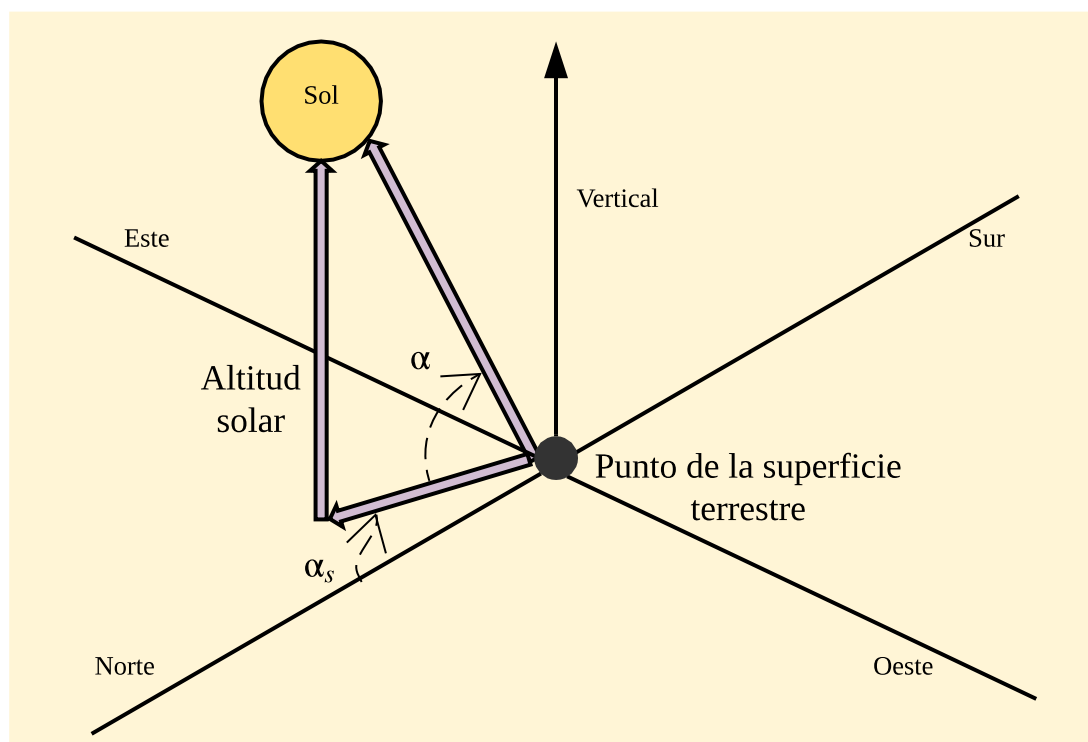


Figura 7: Relaciones geométricas formadas por la radiación solar.

Fuente: Elaboración propia con base en (Lamaison, 2004)

4.2.2.7. Ángulo de incidencia

El ángulo de incidencia [θ] es el ángulo formado entre los rayos solares y la normal a la superficie que recibe la radiación solar.

4.2.2.8. Ángulo de altitud solar

Este ángulo [α_s] está determinado por el desplazamiento angular desde el sur de la proyección del plano horizontal hasta la intersección con el ángulo de incidencia.

4.2.2.9. Tiempo solar

En los cálculos solares se requiere la hora solar, mientras que los relojes indican la hora civil, siendo necesario corregir ésta para obtener hora solar u hora local. En la práctica la hora civil permite que lugares relativamente cercanos tengan horas iguales, para lo que se han establecido los husos horarios. Como la rotación de la Tierra tiene una velocidad angular de 15° por hora (360° en 24 horas), este dato significa que rota $1/4^\circ$ por minuto.

4.2.3. El recurso solar en la provincia de Loja

Ecuador posee unas características topográficas muy variadas, es un país con gran diversidad climática y con condiciones únicas que le otorgan un elevado potencial para la implementación de energías renovables y no contaminantes.

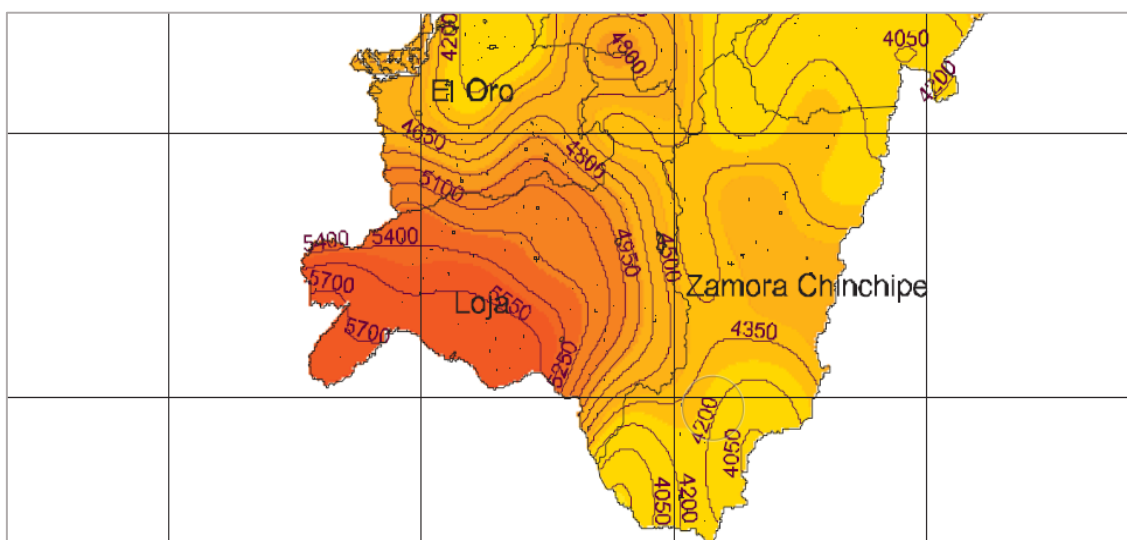


Figura 8: Irradiación global promedio en el sur del Ecuador.

Fuente: (CONELEC, 2008)

Una adecuada utilización de estas energías renovables no puede quedar al margen del inventario de los recursos energéticos para producción de energía eléctrica. Las condiciones de cobertura y satisfacción de la demanda que se presentan en la actualidad, demuestran un estrecho vínculo especialmente con la electrificación y energización rural. Ecuador esta favorecido por su situación geográfica y climatológica para aprovechar este tipo de energía. En particular, en la región Interandina Ecuatoriana, la radiación media es de 1 600 kWh/m² al año (CONELEC, 2008). La provincia de Loja cuenta con elevados niveles de irradiación solar, con valores promedio que van desde los 4 500 a 5 700 Wh/m²/día (Figura 8). Siendo esto un factor importante que favorece la implementación de proyectos de generación de energía eléctrica por medio de sistemas fotovoltaicos.

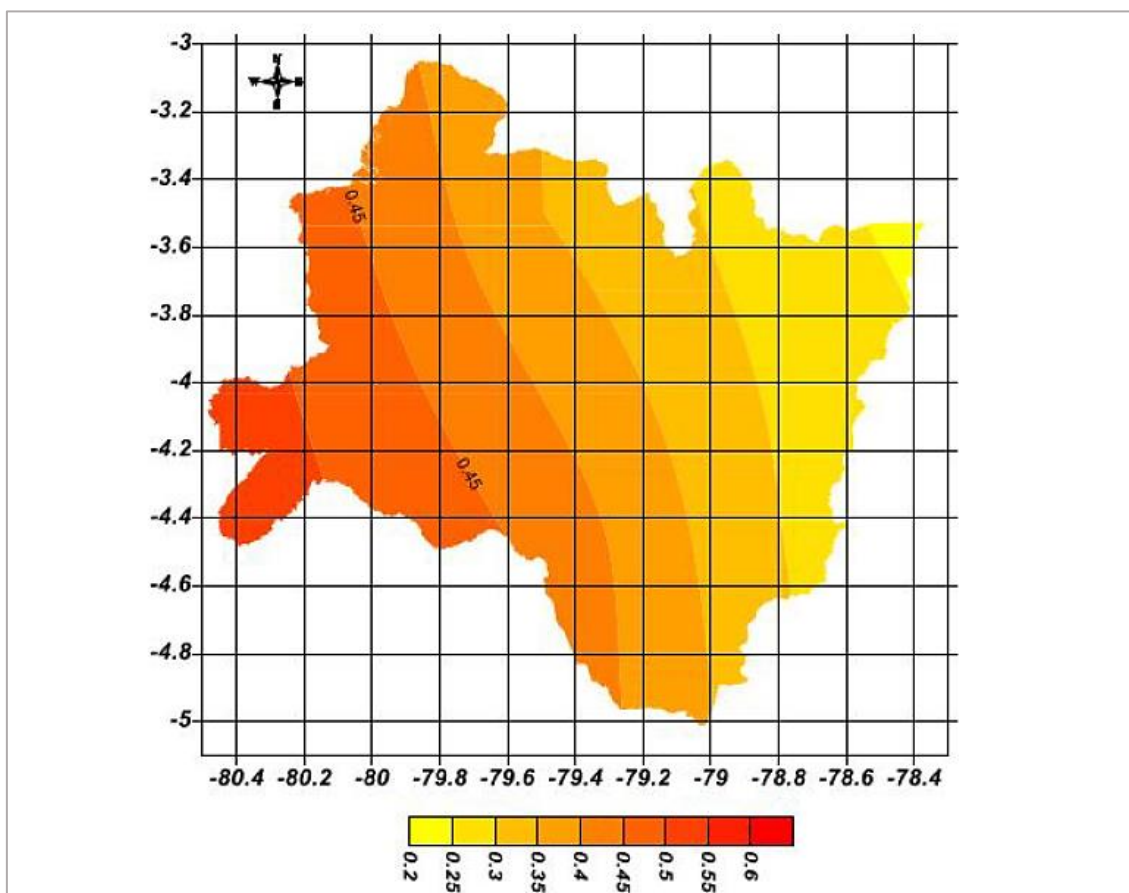


Figura 9: Horas de sol (%), promedio anual.

Fuente: (Hernández, Montaña, & Quentin, 2014)

Tal y como se muestra en la Figura 9 la región sur del Ecuador y en especial la provincia de Loja cuenta con un alto valor promedio del porcentaje de horas sin

nubosidad, hecho que beneficia la factibilidad de las instalaciones solares en esta región del país, y, por lo tanto, a la zona de estudio que es la ciudad de Loja.

En la Figura 10, se muestra el mapa de irradiación solar global horizontal anual del Ecuador. Se trata de un mapa solar actualizado que, a diferencia del presentado en el Atlas Solar (CONELEC, 2008), emplea un algoritmo para interpolar los datos con una malla más pequeña (4×4 km), notablemente diferenciable de la malla de estimaciones del Atlas Solar (40×40 km).

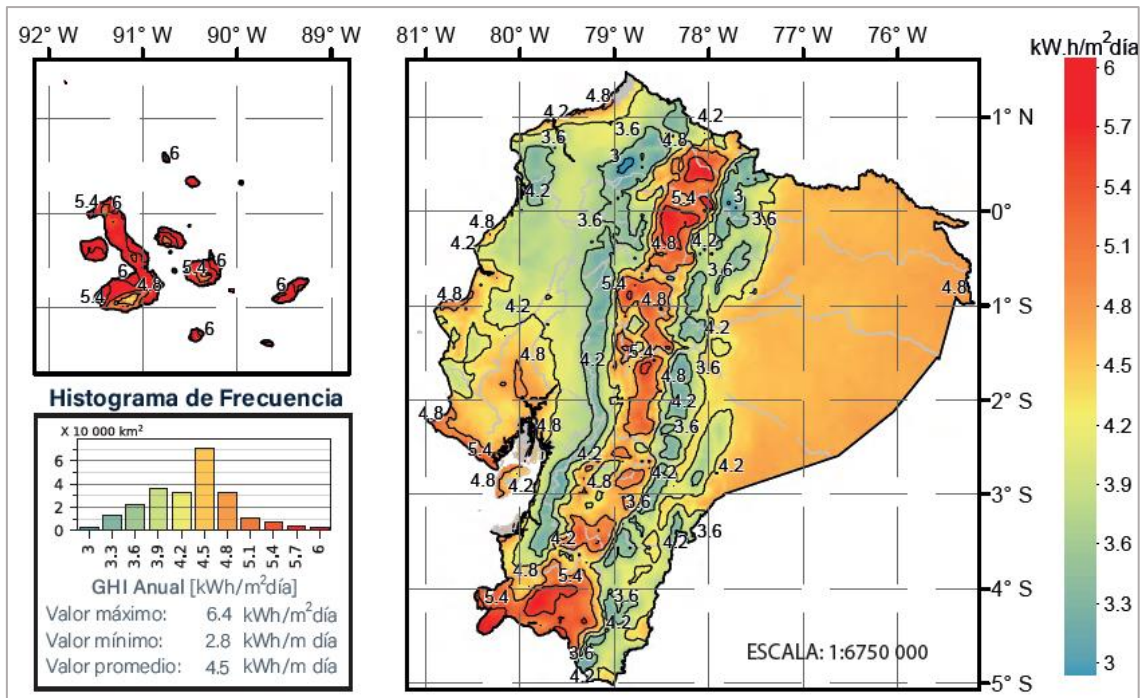


Figura 10: Mapa de irradiación solar global horizontal anual del Ecuador.

Fuente: (Vaca & Ordoñez, 2019)

En este mapa se compara el nuevo modelo de irradiación solar propuesto por el NREL, con mediciones de irradiación global horizontal de 41 estaciones meteorológicas pertenecientes a la Secretaría de Medio Ambiente del Distrito Metropolitano de Quito (DMQ), el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI) y el Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE).

4.3. Energía solar fotovoltaica

El aprovechamiento del recurso solar en el Ecuador avanza a paso lento, denominándose incluso como una fuente proveedora de energía incipiente en el país, ya que, a septiembre del 2019 la potencia nominal en generación de energía eléctrica de fuentes de sistemas fotovoltaicos era del 0.33% (ARCONEL, 2017). La energía solar puede ser transformada en energía eléctrica mediante el uso de células fotovoltaicas. Dicho proceso se fundamenta en la aplicación del efecto fotovoltaico, tal proceso se origina al incidir la radiación solar sobre unos materiales denominados semiconductores, que a su vez provocan un flujo de electrones en el interior del material, para así finalmente generar energía eléctrica (Torres, 2008).

La mayoría de instalaciones de sistemas fotovoltaicos pertenecen a paneles ubicados en techos de hogares o para aplicaciones tecnológicas en sectores aislados, como es el caso del bombeo de agua que emplean este tipo de sistemas. Con las distintas tecnologías de energía solar se empieza a marcar una tendencia de sistemas energéticos descentralizados (Castro, 2011). Las instalaciones de energía solar fotovoltaica se caracterizan por:

- Larga vida útil (aproximadamente 30 años o más)
- Casi no requieren mantenimiento
- Tienen una elevada fiabilidad
- No producen ningún tipo de contaminación ambiental
- Tienen un funcionamiento totalmente silencioso
- Son modulares

4.3.1. Aplicaciones

Los sistemas de energía solar fotovoltaica cuentan con varios campos de aplicación los cuales se pueden dividir en dos grandes grupos que son:

4.3.1.1. Sistemas aislados (sistemas autónomos sin conexión a la red eléctrica)

- Zonas rurales aisladas
- Iluminación de áreas aisladas y carreteras
- Sistemas de comunicación (repetidores de señal, balizas, etc.)
- Sistemas de bombeo de agua

- Suministro eléctrico especial en medios de transporte
- Sistemas ACS eco-amigables

4.3.1.2. Sistemas conectados a la red eléctrica

Su principal función es la de generar energía eléctrica que aporte al abastecimiento de la demanda energética de una región o un determinado consumidor (Torres, 2008). En la ciudad de Loja existen diversos estudios acerca del aprovechamiento de la energía solar, ya sea para iluminación (Pilco P & Jaramillo P, 2011), micro bombeo de agua (Ortega, 2016), entre otros. Además, a nivel provincial ya se han empleado proyectos de abastecimiento de energía con sistemas fotovoltaicos individuales en sectores rurales (EERSSA, 2018).

4.3.2. La célula fotovoltaica

Para poder producir energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico, los paneles o módulos solares emplean células fotovoltaicas, las cuales están compuestas por materiales semiconductores en los que, artificialmente, se ha creado un campo eléctrico (Bayod, 2009). El elemento semiconductor por excelencia es el silicio, dado que es un material muy abundante, el 60% de la corteza terrestre está formada por sílice; el silicio es el material predilecto para la fabricación de células solares.

Sin embargo, se emplean también otros materiales, tales como el arseniuro de galio, el cual posee mejores cualidades para la generación de electricidad que el silicio, pero dado que es un material escaso, posee un elevado precio, lo cual dificulta su utilización. Además, se utilizan otros materiales como el germanio (Ge), selenio (Se), telurio de cadmio (Te Cd), etc. Hay materiales semiconductores en los que el proceso de absorción de la energía lumínica es más que en otros, esta propiedad es cuantificada por un coeficiente que suele medirse en cm^{-1} , en función de la longitud de onda. En la siguiente figura se expone el valor del coeficiente de absorción de varios materiales con respecto a la longitud de onda.

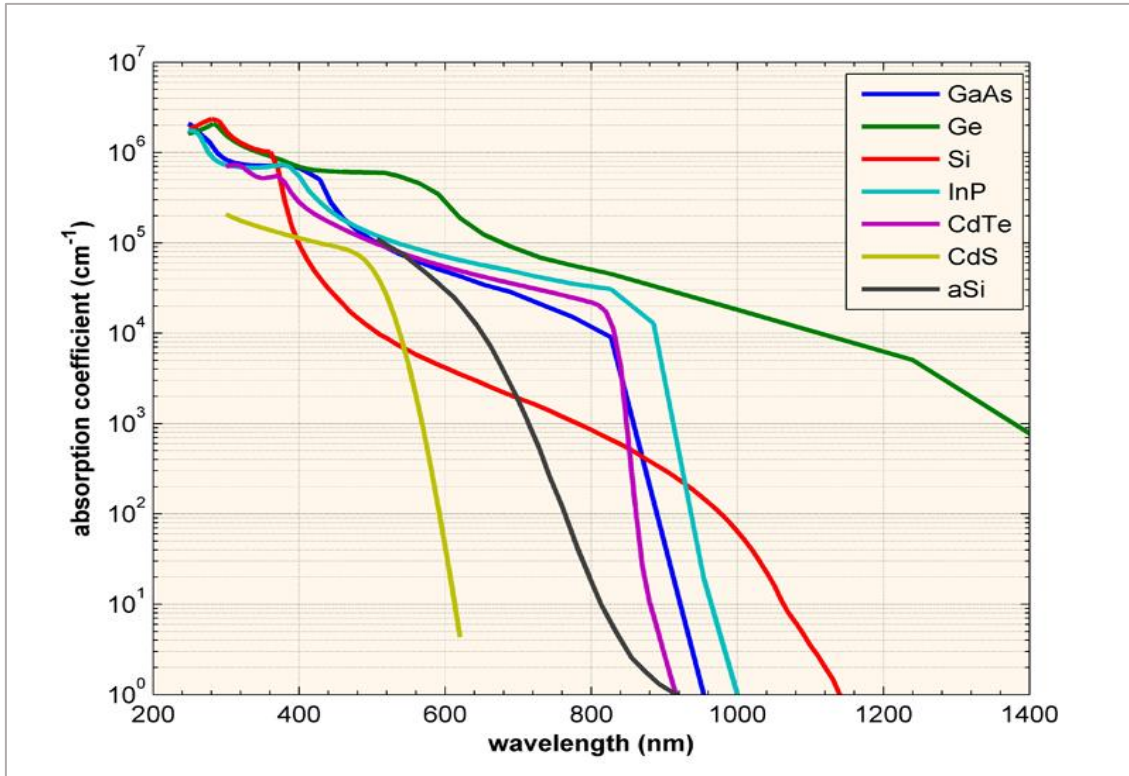


Figura 11: Coeficiente de absorción de algunos materiales semiconductores.

Fuente: (PV Education, 2019)

El valor del coeficiente de absorción del silicio puede tomar valores mayores que cero en un rango de longitudes de onda mayores comparado con las celdas solares compuestas de GaAs o silicio amorfo (Bayod, 2009). Una célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres). Dicho resumidamente, el principio de funcionamiento de la célula fotovoltaica se basa en que, al exponer un material semiconductor a la luz, un fotón de energía desprende a un electrón, provocando así un espacio o “hueco” donde este se encontraba. Los electrones encuentran rápidamente otro espacio que ocupar, mientras la energía proporcionada por el fotón se disipa en forma de calor. De esta forma los electrones y los huecos quedan libres para moverse por el material, avanzando hacia el lado opuesto del mismo, produciendo así, una diferencia de potencial (Perpiñan, 2013).

En las células solares se genera un voltaje de corriente continua gracias al proceso recientemente descrito. Las células solares cristalinas se componen de finos discos de silicio de entre 0.20 mm y 0.30 mm de grosor llamados obleas. A partir de las cuales se

produce una célula solar, produciéndose en estas unidades relativamente pequeñas el verdadero efecto fotovoltaico (Antony, Dürschner, & Remmers, 2006).

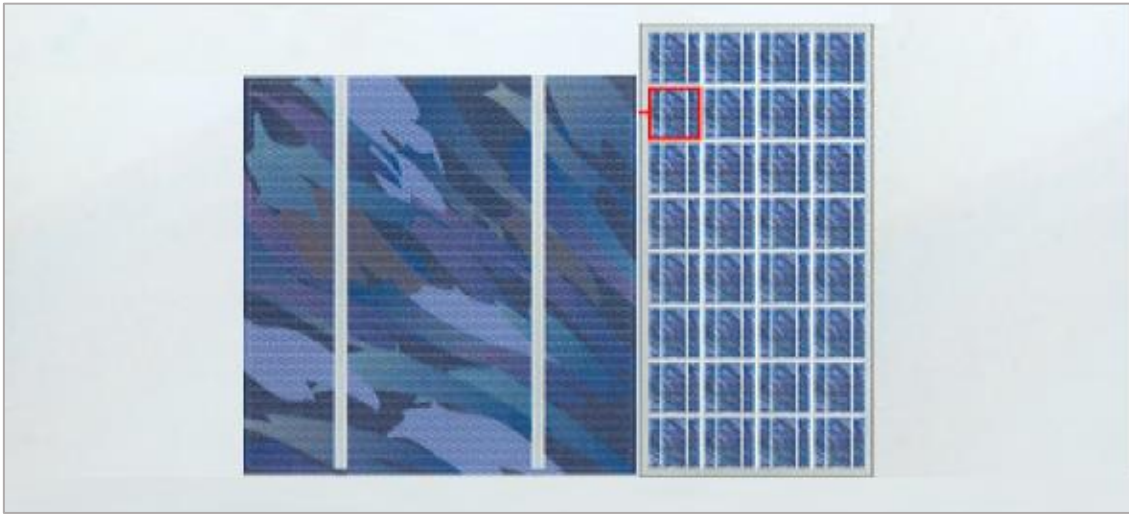


Figura 12: Celda solar fotovoltaica.

Fuente: (Antony et al., 2006)

La diferencia de potencial que se produce en las células solares depende del material semiconductor, en el silicio es de aproximadamente 0.6 Voltios (V). Para que esta diferencia de potencial pueda ser aprovechada, esta debe ser maximizada por medio de la conexión en serie de varias células. El esquema eléctrico equivalente de una célula solar es el siguiente:

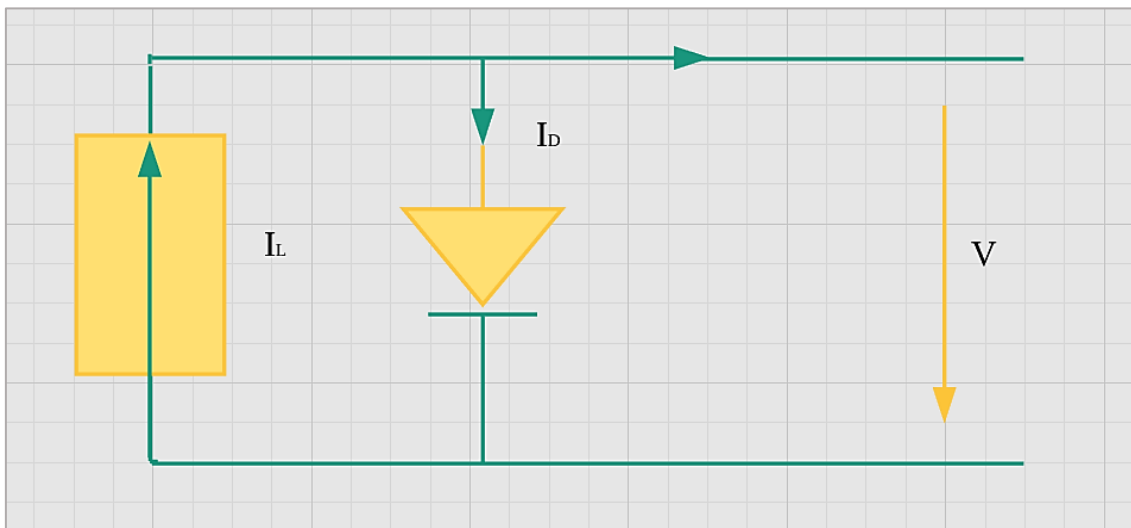


Figura 13: Esquema eléctrico equivalente simplificado de una célula solar.

Fuente: (Antony et al., 2006)

En el estudio de las células solares, se suele cambiar las referencias de polaridad, es decir, se considera a I_L como una cantidad positiva (en lugar de negativa como se muestra en la Figura 13). Si se considera positivas las corrientes de generación, se puede describir la siguiente expresión:

$$I = I_L - I_D(V) \quad \text{Ecuación 3}$$

La Ecuación 3 se puede interpretar como la ecuación característica de una célula solar fotovoltaica, la cual es válida en todos sus rangos de funcionamiento, incluido el rango cuando el dispositivo actúa como un diodo receptor de energía dado que la recombinación excede a la generación.

4.3.2.1. Variación de la curva I-V con respecto a la superficie

Entre más grande sea la superficie de la célula fotovoltaica expuesta a la luz solar mayor es la corriente que se genera para el mismo valor de irradiancia, esto se muestra en la Figura 14. Las características de producción de energía eléctrica de una célula solar en base a la superficie de la misma, suelen variar de un tipo de material a otro.

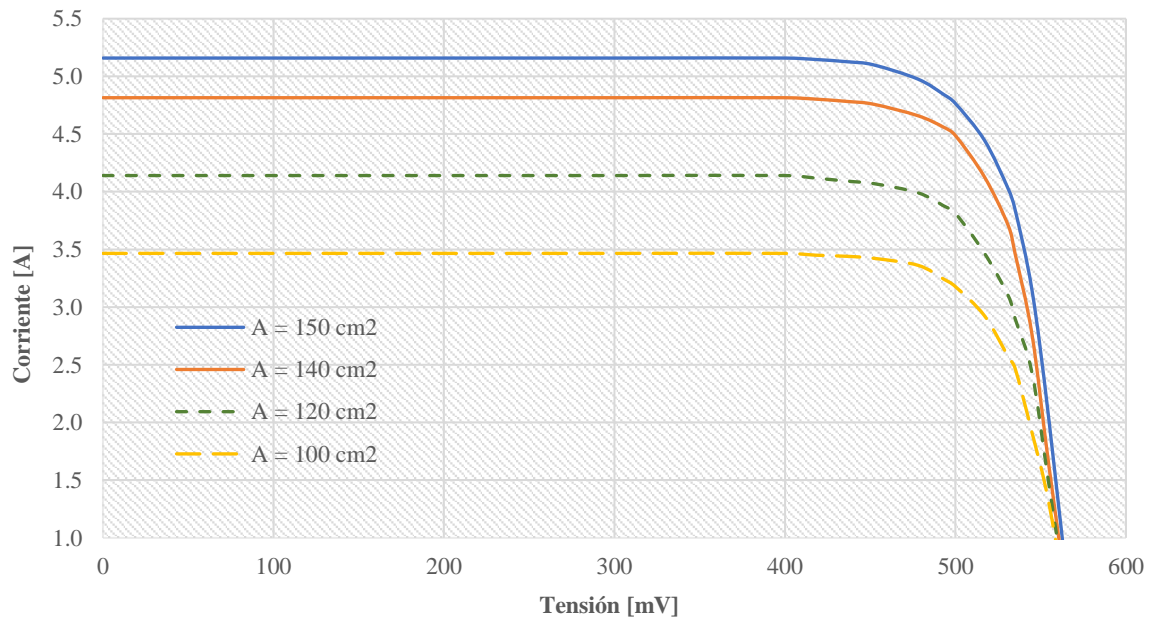


Figura 14: Variación de la curva I-V con el área de una célula solar.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de (Bayod, 2009)

4.3.2.2. Variación de la curva I-V con respecto a la irradiancia

Dentro de un amplio margen de funcionamiento, la corriente de las células solares prácticas es directamente proporcional a la intensidad de la radiación incidente (Bayod, 2009). En la Figura 15 se muestra el comportamiento de la curva V-I con respecto a la variación de la intensidad de la irradiancia.

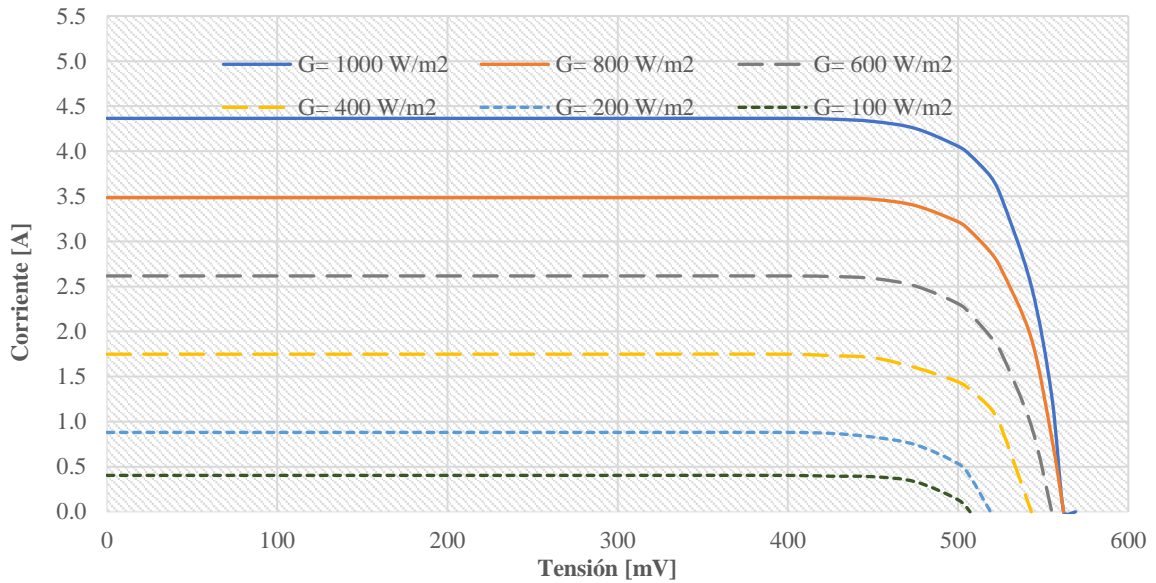


Figura 15: Variación de la curva I-V en base a la irradiancia.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de (Bayod, 2009)

4.3.2.3. El efecto de la temperatura

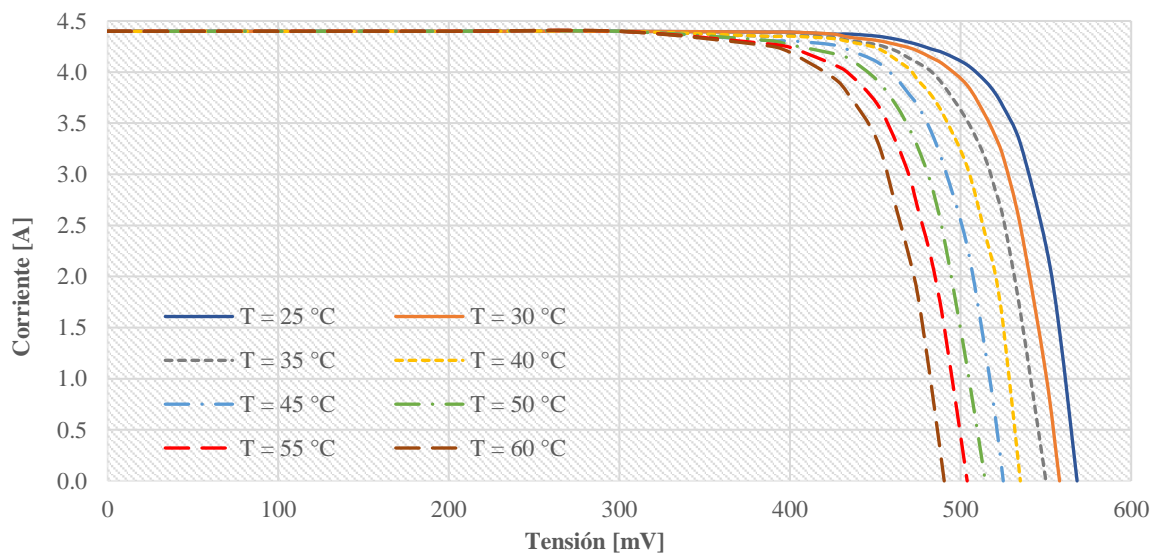


Figura 16: Efecto de la temperatura en la curva I-V de una célula fotovoltaica.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de (Bayod, 2009)

La variación de la tensión de la célula con respecto a la temperatura se puede apreciar en la Figura 16. Las consecuencias por los incrementos de temperatura constituyen una variable importante que se debe tener en cuenta a la hora de estudiar el funcionamiento de una célula solar, ya que, el aumento de temperatura de la célula provoca de forma directa una disminución de su grado de eficiencia, debido a que dicho incremento de temperatura reduce la tensión de circuito abierto (V_{oc}) (Antony et al., 2006). Este valor dependerá de las condiciones de fabricación de la célula solar, sin embargo, para las células de silicio cristalino se suele emplear la siguiente expresión:

$$\frac{dV_{oc}}{dT_c} = -2.3 \frac{mV}{^{\circ}C} \quad \text{Ecuación 4}$$

Las células solares de capa fina presentan una menor sensibilidad en contraste con sus semejantes cristalinas, ante un incremento de temperatura, la potencia de una célula cristalina presenta una disminución del 0.5% por cada grado Celsius de aumento de temperatura, por encima de los 25 °C que comúnmente suele ser la temperatura ambiente en días soleados en regiones cercanas a la línea ecuatorial. Es por esta razón que es importante tener en cuenta que la instalación mantenga un libre acceso a la ventilación natural del viento.

4.3.2.4. Punto de máxima potencia

Como se puede observar en la Figura 15, el mayor valor de corriente en la región de generación se obtiene para las condiciones de cortocircuito, $V=0$. Esta corriente de cortocircuito (I_{sc}) viene dada por la siguiente ecuación:

$$I_{cc} = I(V = 0) = I_L \quad \text{Ecuación 5}$$

Si el dispositivo se mantiene en circuito abierto ($I=0$), este se va a autopolarizar con una tensión determinada, que es la mayor tensión que puede soportar en la zona de generación, esta es la tensión de circuito abierto (V_{oc}) y su valor es tal que la fotocorriente queda completamente compensada por la corriente de polarización. Esto se representa en la siguiente expresión, en condiciones de circuito abierto:

$$I_L = I_D(V_{ca}) \quad \text{Ecuación 6}$$

Para poder tener un modelo más exacto, se tendría que incluir dos elementos importantes que son: la resistencia en serie de la célula solar (R_s) y la resistencia en

paralelo (R_p), que representan una resistencia interna debido a factores como la resistencia del semiconductor con que se fabrica la célula y una resistencia que aparece debido a imperfecciones en la calidad de la unión p-n, respectivamente. Esta última es la responsable de fugas de corriente. Como se había descrito anteriormente, el hecho de considerar positivas las corrientes de generación, implica que el primer cuadrante del plano I-V corresponda al funcionamiento de la célula solar entregando corriente a una carga bajo tensión positiva, es decir, como generador de energía. La región de la curva característica comprendida entre I_{sc} y V_{oc} se corresponde al mismo funcionamiento.

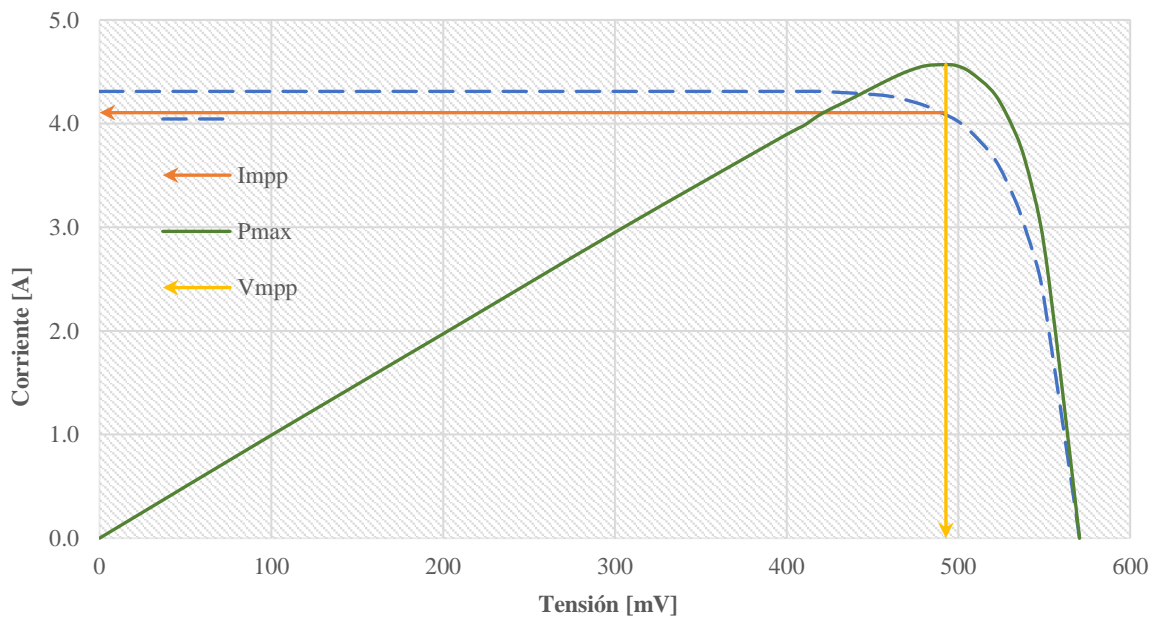


Figura 17: Curva I-V y curva de potencia de una célula solar.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de (Bayod, 2009)

Si se cortocircuita la célula, la corriente en este cuadrante de la curva I-V es máxima, pero la tensión es cero, ergo, la potencia entregada es nula. Similarmente, si la célula se encuentra a circuito abierto (sin carga), la corriente es nula y la potencia es cero, por más alta que sea la tensión. Si la energía es suministrada a una carga con resistencia no nula, la potencia entregada a la resistencia viene dada por el producto $P=IV$. Por lo tanto, existirá un punto de funcionamiento (I_{pmp} , V_{pmp}) para el que la potencia entregada sea máxima, este es el punto de máxima potencia. Los valores de I_{mpp} y V_{mpp} puede obtenerse de la condición de máximo.

4.3.2.5. Células solares monocristalinas

Lo más común es clasificar las células solares en base al material principal del que están compuestas, siendo este material el que utilizan para la conversión de la energía solar en energía eléctrica, es por eso, que a continuación se realizará una breve revisión de los principales tipos de células solares. En primer lugar, tenemos las células de silicio monocristalino, estas cuentan con excelentes características técnicas para climas desfavorables, sin embargo, sufren ante altas temperaturas, debido a que la célula solar monocristalina consigue el máximo rendimiento en bajas temperaturas y es sensible al sobrecalentamiento (AutoSolar, n.d.).

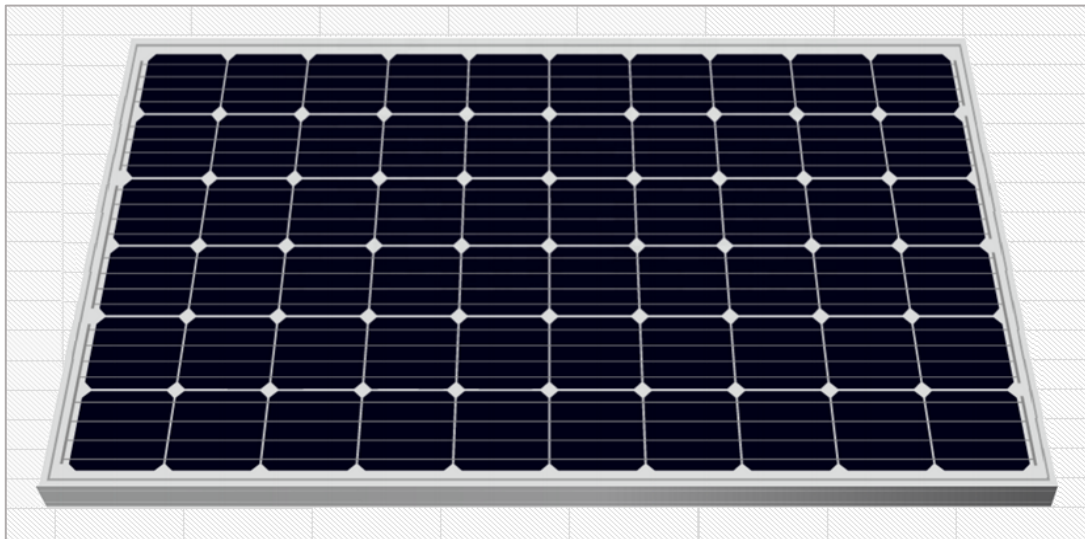


Figura 18: Módulos solares con células monocristalinas.

Fuente: (Antony et al., 2006)

Durante el proceso de fabricación de las células monocristalinas, se consiguen bloques de silicio de sección circular, los cuales son cortados posteriormente en discos de entre 200 y 300 μm de grosor, conocidos como obleas, siendo estas las que constituyen la base de las células monocristalinas. Estos discos dejan un espacio intersticial desaprovechado cuando se disponen las células una al lado de otra, es por eso que se recortan hasta que obtengan una forma más o menos cuadrada (Antony et al., 2006). Complementariamente, pasan por procesos químicos como el dopaje de ambas caras, la añadidura de una capa antireflectante y los contactos anteriores y posteriores. Las células solares monocristalinas fabricadas en serie tienen valores de eficiencia que van del 13% hasta el 17%, dado que ocupan un tiempo de producción más largo y con demanda de

mayores recursos que en la fabricación de otras células; esto les confiere la eficiencia más alta de todas.

4.3.2.6. Células solares policristalinas

El empleo de las células de silicio policristalino está mayormente encaminado en la búsqueda de un abaratamiento de costos. Para su fabricación, el silicio en bruto es calentado a elevadas temperaturas para un posterior enfriamiento en molde, durante este proceso los cristales se orientan de manera irregular, de ahí su apariencia tan característica. Los bloques obtenidos se rebanan en discos de 300 μm de espesor, luego por la capa antireflectante adquieren un aspecto azulado, sin embargo, existen ciertas variaciones en este parámetro.

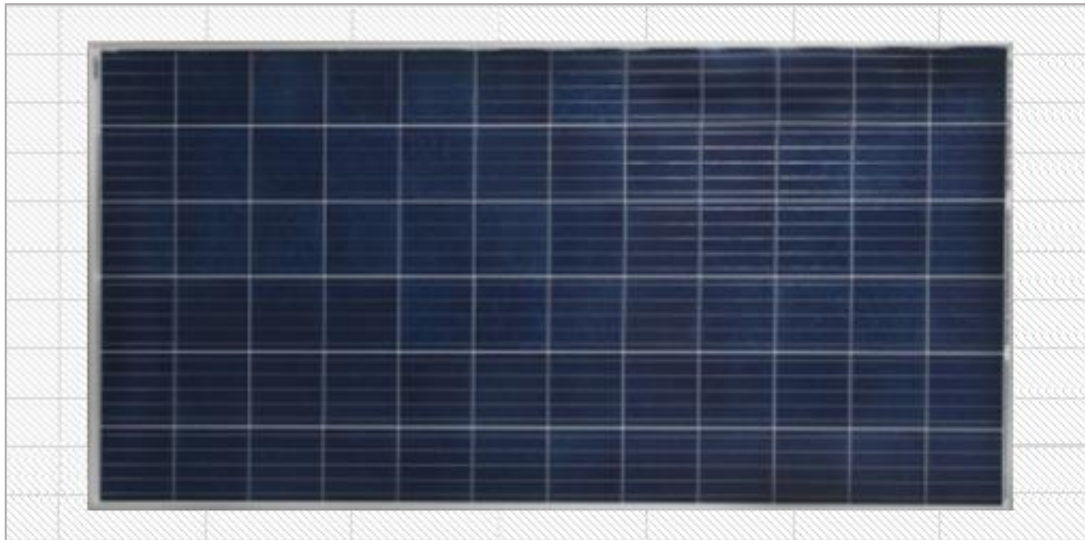


Figura 19: Módulo solar de silicio policristalino.

Fuente: (Antony et al., 2006)

Las células solares policristalinas fabricadas en serie poseen un grado de eficiencia modular de entre el 11% y 15%, un tanto menor que las células monocristalinas, siendo esta una de las razones principales por las que el valor de mercado de los módulos de silicio policristalino es menor.

4.3.2.7. Células solares de capa fina y de silicio amorfo

Las células solares de capa fina poseen un menor grado de eficiencia que las células cristalinas, y por ende poseen una mayor demanda superficial. Se suelen fabricar a partir de diseleniuro de cobre e indio (CIS) o telurio de cadmio (CdTe), a pesar de su baja

eficiencia, poseen ventajas como su mayor tolerancia al sombreado y una menor disminución de la eficiencia con el aumento de la temperatura. Las células solares de silicio amorfo (no cristalino) se emplean comúnmente en calculadoras y relojes de pulsera. Poseen una eficiencia que oscila entre 6% y 8%, a diferencia con las células cristalinas, el material semiconductor es considerablemente más fino. El silicio amorfo presenta una gran variedad de defectos e inconvenientes como el transporte y la recombinación, que lo vuelven inviable para su utilización en aplicaciones fotovoltaicas (Perpiñan, 2013). El espesor requerido por la lámina absorbente en un dispositivo está en dependencia del coeficiente de absorción del material. Un valor alto del coeficiente de absorción simboliza que la luz que absorbe el material tiene que recorrer un menor camino, es decir, es menor la llamada longitud de absorción efectiva y por lo tanto, menor el espesor del material requerido (Bayod, 2009).

4.3.2.8. Eficiencia de las células solares

En la actualidad, existen células fotovoltaicas con eficiencias de hasta el 20%, es importante diferenciar la eficiencia de la célula de la eficiencia del panel fotovoltaico, ya que, la eficiencia del panel suele ser algo menor a la de la célula solar. Así mismo, se suele encontrar el término que hace referencia a la eficiencia de la instalación en general, la cual es aún menor (Antony et al., 2006). Las pérdidas se pueden dar por:

- Sombras y obstáculos en los módulos solares.
- Pérdidas de conducción en el cableado.
- Pérdidas por la conversión de energía en el inversor.
- Resistencia de paso en interruptores y fusibles.

La eficiencia de conversión energética de una célula solar se define como el cociente entre la máxima potencia eléctrica que se puede entregar a la carga y la potencia de la radiación incidente (G) sobre el dispositivo:

$$\eta = P_{m\acute{a}x}/G \qquad \text{Ecuación 7}$$

Actualmente, existe una especie de competencia sana entre instituciones científicas internacionales para conseguir las eficiencias más altas posibles. En distintos laboratorios se han logrado eficiencias incluso mayores al 45%. Sin embargo, aún falta mucho tiempo para que estos innovadores productos con mayor eficiencia se encuentren disponibles en

el mercado a un precio moderado (Delta Volt, 2010). La eficiencia del sistema FV en general depende de la eficiencia de cada uno de sus componentes; se puede estimar en base a la siguiente expresión:

$$0.12(\eta_{\text{módulo}}) \times 0.90(\eta_{\text{inversor}}) \times 0.99(\eta_{\text{cables}}) = 0.10(\eta_{\text{sistema}}) \quad \text{Ecuación 8}$$

Como ya se había señalado anteriormente, el grado de eficiencia de una célula fotovoltaica depende del material del que esté compuesta, además, la curva V-I de la célula solar varía en dependencia del área disponible de la misma, relacionando la superficie necesaria y la eficiencia se presenta la siguiente tabla:

Tabla 4: Clasificación de las células fotovoltaicas según su eficiencia.

Tipo de célula	Eficiencia	Área necesaria para 1 kWp
Monocristalina	11 - 16 %	7 - 9 m ²
Policristalina (EFG)	10 - 14 %	8 - 9 m ²
Policristalina	8 - 10 %	9 - 11 m ²
CIS	6 - 8 %	11 - 13 m ²
Amorfo	4 - 7 %	16 - 20 m ²

Fuente: (Antony et al., 2006)

En la Tabla 4 se presenta una comparación entre la superficie necesaria para lograr un rendimiento de 1 kWp en dependencia del tipo de célula que se utilice. De esta forma se puede apreciar más fácilmente una de las ventajas que se tiene al emplear un tipo de célula con respecto a otro, que tiene que ver con la superficie necesaria para lograr la misma potencia, en la cual destacan las células solares de silicio monocristalino.

4.3.3. El módulo fotovoltaico

El módulo solar fotovoltaico o panel solar, se puede describir como la unión de varias células solares que están interconectadas entre sí, además, cuentan con una serie de protecciones y un marco para contener las células fotovoltaicas. Estas células generalmente no son idénticas, hecho que complica considerablemente el obtener una apreciación exacta de la curva I-V del conjunto, aunque se conozcan a detalle las propiedades individuales de cada célula.



Figura 20: Paneles solares fotovoltaicos.

Fuente: (EcoInvetos, 2019)

Afortunadamente, en la mayoría de las aplicaciones reales no se requiere de una exactitud meticulosa y se puede resolver cualquier problema práctico a partir de las siguientes suposiciones, presentadas en (Bayod, 2009):

- La caída de tensión en los conductores que interconexionan las células es despreciable.
- La corriente generada (I_L) y la corriente de cortocircuito (I_{sc}) son iguales.
- Los efectos de la resistencia paralela son despreciables.

La curva característica I-V de un módulo fotovoltaico, es decir, su comportamiento eléctrico, bajo ciertas condiciones de iluminación y temperatura, se puede describir a partir de la información que proporciona el fabricante, y que, a su vez, está constituida por varios parámetros que se obtienen a partir de unas condiciones específica (Standard Test Conditions, STC).

4.3.3.1. Orientación e inclinación de los módulos solares

Con el fin de conseguir que un módulo solar fotovoltaico capte la máxima cantidad de energía solar, este debe permanecer en una posición perpendicular al Sol, sin embargo, visto desde la Tierra, el Sol no mantiene una posición estática, ya que varía según el horario. La solución a esta problemática incluye un instrumento que facilita al módulo fotovoltaico el seguir al Sol, esto ya se efectúa en instalaciones con aprovechamiento solar máximo (Tobajas, 2012). Para una instalación normal de vivienda aislada o

instalaciones pequeñas fijas, se debe tener algún criterio para dirigir la orientación del módulo. Los rayos inciden con menos radiación a medida que aumenta la latitud del lugar, sabemos que en el Ecuador la latitud es igual a 0° y que un punto en el trópico de cáncer equivale a 23.45° mientras que en el trópico de capricornio es de -23.45° y en el polo norte la latitud será 90°, en cambio, en el polo sur la latitud será de -90°.

Dos de los principales factores que afectan la disponibilidad de la radiación solar son: la orientación (acimut) e inclinación de los paneles solares, autores como (Núñez, Víctor, & Cruz, 2013) señalan que la posición idónea sería con un acimut igual a 0°, por ejemplo, en el caso del hemisferio sur se debe apuntar hacia el norte para que durante el día pueda captar la mayor cantidad de radiación solar posible. A continuación, se muestra una expresión para determinar el ángulo óptimo de inclinación de los módulos solares (Bayod, 2009):

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69\varphi \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde:

φ : Latitud del lugar.

Para la simulación de los sistemas FV en los entornos residenciales que se han considerado en esta tesis, teniendo en cuenta la ubicación geográfica de la ciudad de Loja, se empleará un ángulo de acimut de 0°, es decir, se estimará que los paneles se encuentran orientados hacia el norte, esto con el fin de disminuir el porcentaje de pérdidas asociado a la orientación de los paneles fotovoltaicos (Ortega & Boada, 2013).

4.3.4. Parámetros eléctricos

4.3.4.1. Corriente de corto circuito (I_{sc})

Es el valor de la corriente que circula por la placa solar cuando la tensión en sus terminales es nula ($V=0$), y es la máxima corriente que se podría llegar a obtener (en un caso ideal) del panel solar cuando trabaja como generador.

4.3.4.2. Tensión de circuito abierto (V_{oc})

Es la mayor tensión que puede polarizar al dispositivo cuando trabaja como generador.

4.3.4.3. Punto de máxima potencia (MPP)

Es un punto de trabajo en el que la potencia entregada por el panel solar a la carga externa, es máxima. Se puede decir también que es el punto donde el producto intensidad y tensión es máxima, bajo unas condiciones estándar de medida.

4.3.4.4. Corriente de máxima potencia (I_{mpp})

Es la corriente producida cuando la potencia es máxima, bajo unas condiciones estándar de medida.

4.3.4.5. Tensión de máxima potencia (V_{mpp})

Es la tensión producida cuando la potencia es máxima, bajo unas condiciones estándar de medida.

4.3.4.6. Eficiencia

Este parámetro nos define la eficiencia de conversión, la cantidad de potencia radiación incidente sobre el panel que es capaz de convertirse en potencia eléctrica.

4.3.5. Inversor

La señal de potencia suministrada por un generador fotovoltaico iluminado es en tensión continua, que debe ser acondicionada para permitir el correcto acoplamiento a la red eléctrica (Perpiñan, 2013). El equipo de acondicionamiento de potencia, denominado inversor DC/AC, realiza la conversión de continua a alterna cumpliendo con determinados requisitos de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia y rendimiento, seguridad eléctrica, etc.



Figura 21: Inversor SMA Sunny Boy.

Fuente: (Tobajas, 2012)

4.3.5.1. Inversor central

Un único inversor dedicado a todo el generador (o a un conjunto de ramas). Los inversores centrales son recomendables para instalaciones de medio o gran tamaño. Permiten reducir costes (de adquisición, instalación y mantenimiento) y aumentar fiabilidad y eficiencia.

4.3.5.2. Inversor orientado a rama (string-inverter)

Un inversor dedicado a una rama del generador. Los inversores orientados a rama son particularmente útiles en algunos sistemas de integración arquitectónica, al poder adaptarse mejor a las condiciones de funcionamiento con orientaciones e inclinaciones diversas.

4.3.5.3. “Módulo-AC”

Un inversor dedicado a un módulo del generador. Los inversores “módulo-AC” deben descartarse en cualquier caso (salvo pequeños sistemas demostrativos). La potencia del inversor debe estar en consonancia con la potencia del generador (una planta de 1 MWp debiera contar con 10 inversores de 100 kW o 4 de 250 kW, pero no con 200 de 5 kW). Por otra parte, la salida de un inversor puede ser monofásica o trifásica. En general, un

inversor monofásico no supera la potencia de 5 kW, y son poco comunes los inversores trifásicos de potencia inferior a 10 kW.

4.3.6. Características de un inversor

4.3.6.1. Potencia nominal y máxima

Siendo ésta un porcentaje de sobrecarga que el equipo es capaz de soportar durante un determinado período de tiempo (indicado por el fabricante).

4.3.6.2. Ventana de búsqueda del Punto de Máxima Potencia (MPP en siglas inglesas)

Es el rango de tensiones en las que el inversor aplica un algoritmo de búsqueda del MPP del generador fotovoltaico. Cuando este punto permanece fuera de esta ventana, el inversor fija en el generador FV la tensión correspondiente al valor límite de la ventana. Por tanto, configurar un generador de forma que el MPP recaiga fuera de esta ventana con cierta frecuencia no tiene consecuencias perniciosas para el inversor, pero ocasiona pérdidas energéticas variables según la frecuencia de este hecho.

4.3.6.3. Tensión máxima de entrada

Es la máxima tensión que el inversor puede aguantar sin sufrir una avería. A diferencia de la ventana de tensiones anterior, sobrepasar esta tensión tiene consecuencias importantes sobre algunos componentes de entrada del inversor.

4.3.6.4. Tensión nominal de salida

Es la tensión de red a la que se puede conectar el inversor (habitualmente 230 V_{dc} para equipos monofásicos y 400 V_{ac} para equipos trifásicos).

4.3.6.5. Eficiencia máxima

Máximo valor que toma la relación entre potencia de salida y potencia de entrada. En inversores de calidad la eficiencia es estable en un amplio rango de funcionamiento del equipo y de un valor cercano a la eficiencia máxima.

4.3.6.6. Rendimiento europeo

Es la relación entre la energía entregada por un inversor que recibe una energía producida por un generador fotovoltaico funcionando en unas condiciones de radiación

características de la zona centroeuropea. Este parámetro fue propuesto con el objetivo de poder comparar equipos de diferentes fabricantes con un criterio de calidad energética.

4.3.7. Medidor bidireccional

El medidor bidireccional es un elemento indispensable en un proyecto de energía renovable residencial. Este tipo de medidor tiene la capacidad de diferenciar entre la energía que la empresa de distribución suministra y la energía que entregan los paneles solares cuando no es consumida en su totalidad por el mismo usuario.

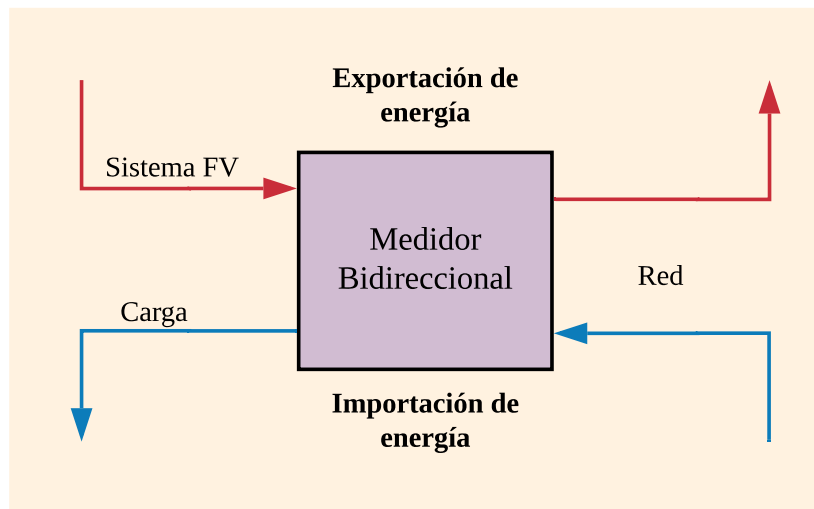


Figura 22: Flujos de energía en el medidor bidireccional.

Fuente: Autor

En la Figura 22 se muestra los flujos de energía del sistema fotovoltaico conectado a la red que son medidos por el contador bidireccional, ya que, este debe registrar tanto la energía que se inyecta a la red cuando existan excedentes, así como la energía que se importe de la red convencional cuando la demanda del usuario no pueda abastecerse solo por medio de los módulos solares.

4.3.8. Sistemas de Almacenamiento

En muchas ocasiones, debido a la variabilidad cíclica de la radiación solar (variabilidad diaria y estacional), la energía instantánea generada en el generador fotovoltaico es distinta de la requerida por el sistema. Se necesita algún dispositivo que acumule energía cuando la generada es mayor que la consumida, y que devuelva esa energía cuando la demanda supere a la producción. El elemento que se encarga de esto es el acumulador (Bayod, 2009). En los sistemas fotovoltaicos se utilizan acumuladores

electroquímicos: baterías recargables. La capacidad nominal de una batería solar es la cantidad de electricidad que puede obtenerse mediante la descarga total, inicialmente, cargada al máximo. La capacidad de un acumulador se mide en Amperios-hora (Ah) para un determinado tiempo de descarga. Se habla del régimen de descarga como el número de horas que la batería puede dar una cierta corriente hasta que se descarga completamente.

4.3.9. Sistemas solares fotovoltaicos conectado a la red

Los sistemas fotovoltaicos en edificios están dimensionados de tal manera que el sistema fotovoltaico cubra la demanda del edificio, ya sea de manera total o parcial y aun así funcionar de manera confiable. En sistemas autónomos e híbridos, las baterías y en ciertos casos, un sistema de respaldo, deben suministrar la electricidad incluso durante largos períodos. En el caso particular de los sistemas conectados a la red, no se suele usar un componente de almacenamiento porque la red actúa como un búfer infinito (Sick, 1996). Factores como el tamaño de la carga, la ubicación y el área disponible, son factores determinantes para el SFV; este tipo de sistemas fotovoltaicos conectados a la red se suelen dimensionar en base a un ahorro de energía proyectado (Enertik, 2019).

En la Figura 23 se puede apreciar un flujograma con los distintos pasos que involucra el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos. En las células de los módulos solares se genera una tensión de corriente continua (CC) por medio del efecto fotovoltaico. La corriente que produce el generador se dirige hacia el inversor por la línea principal de corriente continua, para que este a su vez la transforme en corriente alterna (CA) y sea distribuida para el consumo de las cargas de la vivienda y en caso de haber excedentes, para que suministre íntegramente dicha energía a través de un medidor inteligente a la red pública de energía eléctrica (Antony et al., 2006). Si en el montaje de un sistema FV se conectan eléctricamente en serie varios paneles solares, entonces se tendrá una cadena (string en inglés).

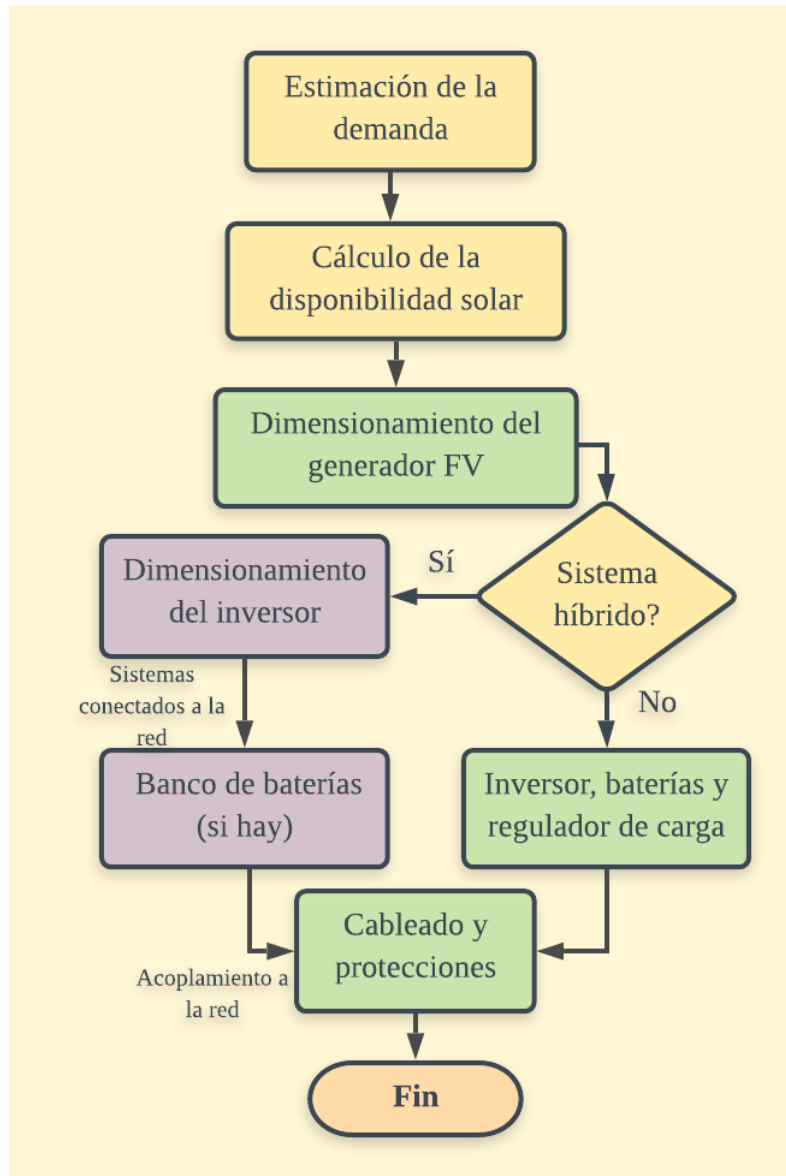


Figura 23: Diagrama de diseño de sistemas FV.

Fuente: (Sick, 1996)

4.3.9.1. Criterios para el dimensionamiento de sistemas FV

El diseño comienza con el reconocimiento del lugar y la vivienda en cuestión para evaluar la aplicabilidad de la energía fotovoltaica para la producción de electricidad, esto implica que la disponibilidad solar debe evaluarse para la región y el edificio en cuestión. Después de haber tomado la decisión sobre la idoneidad de la utilización de energía fotovoltaica, el diseño comienza con un análisis detallado de la carga, esto con el fin de mejorar la eficiencia de utilización de electricidad del edificio y obtener la base para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Después de esto, se puede realizar el dimensionamiento del sistema teniendo en cuenta los parámetros técnicos necesarios para la selección de los componentes del sistema FV. Luego, el propietario de la vivienda puede recurrir a los proveedores solicitando una oferta detallada para el sistema que necesita. Existen también otros parámetros externos que pueden afectar a la instalación, como lo pueden ser: requisitos de la empresa de servicios públicos y los problemas de interconexión, el uso del suelo, las normas de construcción, la seguridad, entre otros (Sick, 1996).

Los aspectos generales del sitio que afectan el diseño del sistema son: la ubicación real del sistema FV, esto implica el área disponible para la instalación, el área de techo o fachada disponible específica y el tamaño máximo de la matriz fotovoltaica. Se debe precisar el libre acceso de la radiación solar en la superficie de instalación de los paneles solares y, además, se puede considerar la eficiencia energética de la vivienda. La ubicación del sistema FV afecta de manera directa la cantidad de energía eléctrica que se estima producir, en caso de haber sombras que perturben la zona de instalación de los paneles, además de afectar el funcionamiento del sistema, dicha situación puede también disminuir la vida útil de los elementos de la instalación.

En los sistemas conectados a la red, el tamaño mínimo del sistema es de aproximadamente 1 kW, porque el precio por kW aumenta rápidamente por debajo de ese rango. Para la instalación en viviendas los módulos más comunes son los monocristalinos y policristalinos, ya que, son los que cuentan con mayor presencia en el mercado y, además, no existen remarcadas diferencias entre ellos, por ejemplo, el peso entre ambos tipos de módulos es similar. Los módulos monocristalinos poseen una ligera mayor eficiencia y su correspondiente demanda superficial, sin embargo, los módulos policristalinos al tener una eficiencia un tanto menor, también son más baratos.

4.4.Regulación para sistemas de energía fotovoltaica en Ecuador

La realización de un análisis económico para una instalación solar fotovoltaica suele presentar una relativa complejidad. Esta dificultad se presenta debido a la incertidumbre que tiene lugar cuando lo que se busca es desarrollar un estudio que pueda ser escalable a cualquier escenario y condición, dado que, cada aplicación presenta características y limitaciones propias. Motivo por el cual, autores como (Rodríguez & Lemes, 2006), aconsejan que la evaluación económica en instalaciones fotovoltaicas se debe llevar a

cabo de manera particular para cada escenario y contexto en específico, teniendo en cuenta diferentes factores, entre los cuales se puede citar: la energía eléctrica que se tendrá que producir, la duración esperada del sistema, los inconvenientes relacionados con el acceso a la red eléctrica convencional, las limitaciones económicas y de espacio, entre otras.

La más grande característica de las instalaciones fotovoltaicas, económicamente hablando, se podría decir que tiene que ver con la gratuidad de su “combustible” principal, la radiación solar. En cuanto a lo que refiere a sistemas fotovoltaicos para viviendas conectados a la red, la viabilidad económica de un proyecto de este tipo se puede describir, por ejemplo, a partir del tiempo de retorno de la inversión inicial (payback time) e incluso por los beneficios financieros que se puedan obtener de él, por medio de la venta de la energía eléctrica producida a las empresas distribuidoras que se encargan de proveer el servicio en la región (López, 2009), teniendo en cuenta las leyes, normativas y regulaciones a las que estos proyectos se encuentren sujetos.

4.4.1. Resolución Nro. ARCONEL-003/18

El objetivo principal de esta regulación es establecer las condiciones para el uso y desarrollo de sistemas de microgeneración fotovoltaica - μ SFV- promoviendo la instalación de este tipo de proyectos en techos, superficies de viviendas, fachadas o en edificaciones para las categorías residencial y general determinados en el pliego tarifario en bajo o medio voltaje. Estableciendo una capacidad nominal instalada de 100 kW como límite máximo. El consumidor que desee contar con un μ SFV, se encontrará sujeto a una serie de disposiciones y condiciones que se establecen en esta regulación. Es importante destacar que, una de las condiciones que se presentan establece que el sistema fotovoltaico simplemente tiene como objeto el reducir el consumo de energía de la red eléctrica convencional.

Uno de los beneficios más destacables que propone este nuevo marco regulatorio a los usuarios que decidan disponer de un μ SFV en sus residencias, tiene que ver con la inyección del excedente de energía eléctrica (en caso de haberlo) a la red pública, ya que este se liquidará a través de un mecanismo de balance neto de energía (ARCONEL, 2018b).

4.4.2. Balance neto

El balance neto, se trata de un mecanismo sencillo, en el cual, en caso de haber un remanente positivo, es decir, que el sistema haya inyectado más energía de la que se importó de la red, esta se considerará como una especie de crédito de energía eléctrica que le será útil al propietario del sistema FV para meses posteriores en los que el remanente sea negativo y le permita reducir el valor de las facturas de energía correspondientes.

La empresa de distribución se dispondrá a realizar un balance económico mensual de la energía entregada y consumida para la facturación al consumidor, teniendo en cuenta el registro de los flujos de energía inyectada y consumida del equipo de medición. En caso de haber un remanente positivo de energía entregada a la red, esta energía se considerará como crédito de energía a favor del consumidor.

4.5. Métodos de análisis de resultados

Son diversas las métricas financieras que existen para la evaluación de proyectos de inversión en energías renovables, pero poder llegar a tal punto, estimar el costo por energía producida es una de las formas más útiles para comparar la eficiencia de estas tecnologías frente al costo del operador de red tanto para sistemas aislados como para sistemas conectados a la red.

4.5.1. Indicadores de rentabilidad

4.5.1.1. LCOE: *Levelized Cost of Energy*

El LCOE es una herramienta que permite analizar distintos proyectos de generación, que pueden ser de distintos tamaños o distintas tecnologías, y llevarlos a una unidad común de comparación. Esta unidad de comparación facilita la toma de decisiones del inversionista, permitiendo evaluar y comparar una cartera de proyectos respecto a sus costos (Heisig & Mohr, 2016).

$$LCOE = \frac{\text{Costo Total Vida Útil}}{\text{Generación Total de Energía}} [USD/kWh] \quad \text{Ecuación 10}$$

El LCOE se calcula teniendo en cuenta todos los costos de vida útil esperados de los sistemas fotovoltaicos, incluida la inversión, operación y mantenimiento (O&M) y el

equilibrio del sistema (estructura de montaje, inversores, cables, etc.), que se dividen para la vida útil esperada de todo el sistema de generación fotovoltaica (Solano, 2018). El LCOE también se puede considerar como el costo mínimo al que se debe vender la electricidad para alcanzar un punto de equilibrio durante la vida útil del proyecto.

$$LCOE = \frac{I_{pv} + \sum_{t=0}^T \frac{C'_{pv_t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E'_{pv}(1+d)^t}{(1+r)^t}} \quad \text{Ecuación 11}$$

La Ecuación 11, es una de las formas más completas de expresar todas las variables que intervienen en el cálculo del LCOE (para proyectos fotovoltaicos). Una vez que se han establecido todos los costos inherentes a la instalación del sistema FV, estos deben ser tratados a través del tiempo de vida útil del sistema o en el tiempo que se considere oportuno, empleando una tasa de interés adecuada para el proyecto. Así mismo, para un correcto análisis de la energía que produce el sistema FV, esta debe ser evaluada teniendo en consideración el porcentaje de degradación propio de las características de fabricación de los módulos solares.

4.5.1.2. Plazo de recuperación de la inversión (Payback Time)

El payback o plazo de recuperación es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión, es un método estático para la evaluación de inversiones (Velayos, n.d.). Dado que, en aplicaciones reales los flujos de caja no suelen ser simétricos, se emplea una metodología que implica estos flujos, además del valor de la inversión inicial teniendo el período en que los flujos dejan de ser negativos.

$$Payback = b + \frac{I_o - a}{F} \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

b = Número del período anterior al que se recupera la inversión.

a = Sumatoria de los flujos hasta el final del período b .

F = Flujo de caja en el año de recuperación de la inversión.

Por medio del payback sabemos el número de periodos (normalmente años) que se tarda en recuperar el dinero desembolsado al comienzo de una inversión. Lo que es crucial a la hora de decidir si embarcarse en un proyecto o no. Sin embargo, el uso del payback puede presentar ciertas desventajas:

- No tiene en cuenta cualquier beneficio o pérdida que pueda surgir posteriormente al periodo de recuperación.
- No tiene en cuenta la diferencia de poder adquisitivo a lo largo del tiempo (inflación).

4.5.1.3. Valor actual neto (VAN)

Para asegurar la rentabilidad de un proyecto se debe considerar una tasa de descuento relevante para el proyecto, así como el valor presente de los beneficios generados. Además, se debe identificar, cuantificar y valorar los costos y beneficios esperados del proyecto, para ello es importante que se defina un flujo adecuado durante el ciclo de vida útil esperado. El VAN es un concepto equivalente del VPN (Valor presente neto), comprende la suma de los beneficios netos futuros del proyecto analizados con respecto a un año común (Cepep, 2017). Para el caso de una evaluación privada se utiliza la tasa de mercado.

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \quad \text{Ecuación 13}$$

4.5.1.4. Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) se entiende como la tasa de rentabilidad propia del proyecto. Dicho de otra manera, representa el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión en función de las cantidades que no se han retirado del proyecto. La TIR se relaciona frecuentemente con el VAN, dado que la TIR es la tasa de descuento que ocasiona que el VAN sea cero, por lo tanto, se puede entender como la tasa máxima que soportaría el proyecto para ser rentable. Cualquier tasa de descuento mayor que la TIR ocasionaría que el VAN del proyecto sea negativo y consecuentemente el proyecto deberá ser rechazado. Por otro lado, una tasa de descuento inferior a la TIR garantizará una rentabilidad positiva para el proyecto.

$$-I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = 0 \quad \text{Ecuación 14}$$

4.5.2. Métodos estadísticos de tendencia central

4.5.2.1. Tamaño de la muestra

Para cualquier tipo de estudio que se lleve a cabo sobre una determinada población habrá de justificarse convenientemente los objetivos y el propósito de la investigación.

$$n = \frac{N \times Z^2 \times p \times q}{d^2(N-1) + Z^2 \times p \times q} \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

N = Tamaño de la población

Z = Nivel de confianza

p = Probabilidad de éxito

q = Probabilidad de fracaso

d = Precisión (error máximo admisible)

Aunque lo ideal sería poder aplicar un estudio sobre toda la población que se quiere evaluar, en aplicaciones reales esto resulta extremadamente difícil por diferentes factores. Una muestra es una selección de un grupo de encuestados que representarán al total de la población, grupo que cumple con las características de la investigación permitiendo así reducir costos y tiempo relacionados con la investigación (Levin & Rubin, 2010).

4.5.2.2. Media aritmética

La media aritmética conocida también como promedio, se emplea con frecuencia para resumir un conjunto de datos numéricos y proveer un valor que represente la tendencia de dicho conjunto de datos. Se trata de un concepto familiar para la mayoría de las personas y es intuitivamente claro (Levin & Rubin, 2010). Sin embargo, aunque la media es confiable en cuanto a que emplea todos los valores del conjunto de datos evaluados, se ve afectada por valores extremos que se alejan considerablemente del resto.

$$\bar{x} = \frac{\sum x}{n} \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

\bar{x} = Media aritmética

$\sum x$ = Suma de los valores de todas las observaciones de la muestra

n = Número de elementos de la muestra

Es importante tener en cuenta si existen valores muy altos o muy bajos notoriamente diferentes a la mayoría del resto de datos, se dice que la media no es representativa.

4.5.2.3. Mediana

La mediana es otra medida de tendencia central, es un valor del conjunto de datos que mide la observación central del conjunto. Cuando se emplea la mediana, la mitad de los elementos están por arriba de este punto y la otra mitad están por debajo.

$$Mediana = \left(\frac{n + 1}{2} \right) \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

n = Tamaño de la muestra

Para hallar la mediana de un conjunto de datos se debe organizar los datos ya sea en orden ascendente o descendente. Si el conjunto de datos contiene un número impar de elementos, el valor medio en el arreglo es la mediana; si hay un número par de observaciones, la mediana es el promedio de los dos elementos de en medio (Levin & Rubin, 2010).

4.5.2.4. Moda

La moda no se calcula por algún proceso aritmético ordinario, dicho en palabras simples, la moda es el valor que más se repite en el conjunto de datos. La moda, se puede utilizar como medida central para datos tanto cuantitativos como cualitativos.

5. MATERIALES Y MÉTODOS

5.1. Materiales

Para la realización del presente trabajo de investigación se dispondrá de la adquisición de datos, manejo y actualización de la información, datos obtenidos en un lapso de tiempo predeterminado. Para la obtención de los datos se dispuso de:

- Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano
- Levantamiento de campo mediante encuestas
- Datos de diferentes empresas eléctricas de distribución de energía
- Software PVsyst
- Mendeley
- AutoCAD
- Matlab
- Catálogos de los componentes
- Google Maps
- Microsoft Office 2016
- Metereonorm
- Power Acces Viewer NASA
- Visor de datos NREL
- Atlas Solar

5.2. Metodología

Para un correcto desarrollo del presente proyecto de investigación se ha empleado métodos empíricos como: Observación, medición, experimentación, entrevista y la encuesta. Además, métodos estadísticos y de análisis de proyectos para determinar los niveles de rentabilidad financiera en los puntos de interés, a fin de garantizar el correcto cumplimiento de los objetivos planteados en esta tesis. Para el diseño del sistema FV y su posterior análisis técnico y económico, se tomará como base la metodología expuesta por (Beltrán Soto, 2017).

5.2.1. Perfil de carga en entornos residenciales de la ciudad de Loja

En esta sección se precisa determinar la dinámica de consumo, para ello, se realiza un análisis de la curva de demanda del sector residencial, el cual es replicable a cualquier nivel, siempre y cuando se cuente con la información suficiente y adecuada.

Para la obtención de un perfil de demanda de energía eléctrica que favorezca un estudio realista del comportamiento de la misma, resulta indispensable contar con datos precisos y con el máximo nivel de confiabilidad, a fin de asegurar la objetividad y precisión de la investigación. Datos tales como consumos de energía mensuales, diarios, horarios o incluso más precisos se manejan bajo una estricta confidencialidad por parte de la empresa de distribución, en la ciudad de Loja, la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA), la cual tiene como finalidad brindar la prestación del servicio público de energía eléctrica al consumidor, así como el servicio de alumbrado público general. La EERSSA cuenta con un sistema SCADA que integra los datos de las subestaciones que se encuentran dentro de su área de concesión. Por medio del estudio de una base de datos correspondiente a la demanda de un alimentador en específico de la subestación Obrapía, se ha llevado a cabo una labor de análisis y procesamiento de valores de demanda de potencia activa y reactiva, los cuales pertenecen al circuito Celi Román, con carga predominantemente residencial.

5.2.1.1. Delimitación del área de estudio

De acuerdo al Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) en el año 2010 la ciudad de Loja contaba con una población aproximada de 170 280 habitantes, de los cuales el 79.3% habitaba en la zona urbana de la misma, con un promedio de 3.78 personas por hogar (INEC, 2010). La cantidad de usuarios residenciales registrados por la EERSSA en el sector urbano de la ciudad de Loja en el año 2015 era de 53 685, de 8 268 usuarios comerciales y 630 usuarios industriales (Ayala, 2018). Por lo tanto, se ha considerado oportuno tomar al sector urbano de la ciudad de Loja como zona de estudio de la demanda de energía a nivel residencial, concretamente, el sector Celi Román.

5.2.1.2. Perfil de carga residencial típico de consumo eléctrico

Los datos que se presentan en la Figura 24, corresponden a mediciones cada 15 minutos (tomadas por el sistema SCADA), los cuales han sido recogidos en el lapso de

un año, más específicamente en el período comprendido entre agosto de 2018 a julio de 2019. Dentro de los valores de demanda de potencia que se han procesado, se encuentran también los valores correspondientes a la carga de alumbrado público, sin embargo, esta funciona solamente en un horario determinado (18:00 a 06:00 aproximadamente) y se trata de una demanda de potencia constante, es decir, que no varía durante su lapso de funcionamiento, por lo tanto, no afecta de manera significativa a la dinámica que obedece la curva de carga.

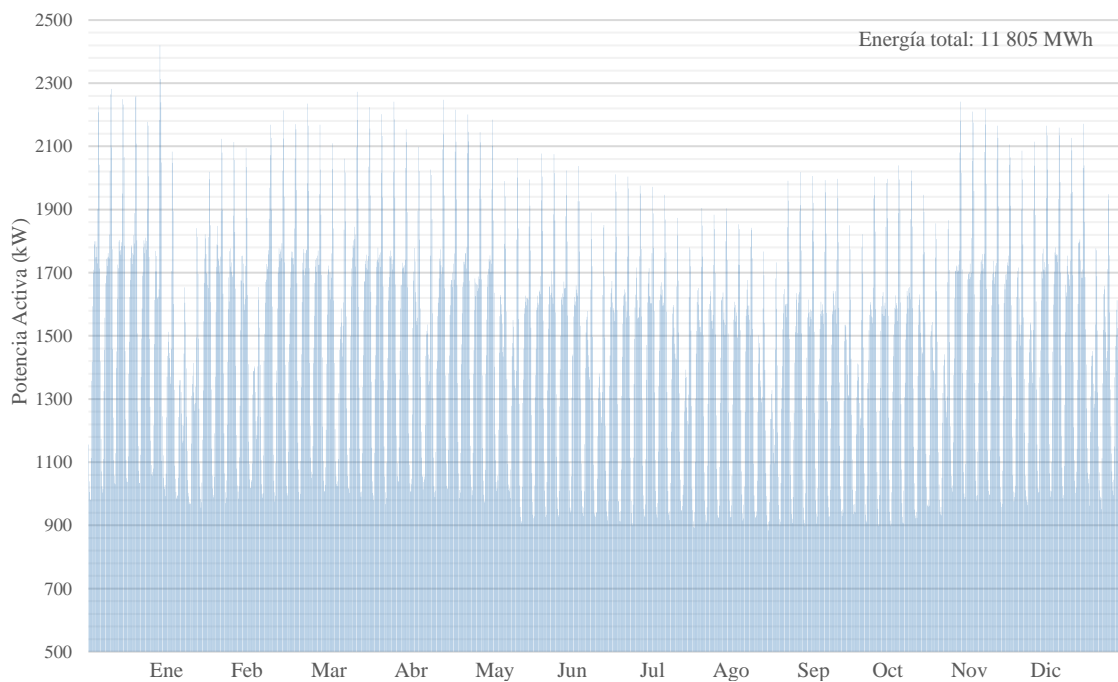


Figura 24: Demanda de potencia anual sector Celi Román.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de EERSSA.

En la Figura 25 se muestra la demanda de potencia mensual del sector Celi Román de la ciudad de Loja en el mes de marzo de 2019. En este mes se presenta un consumo de 1 037 MWh de energía eléctrica y con una potencia activa máxima de 2 235 kW, distinguiendo con un resaltado de color diferente los fines de semana, ya que, en estos días se presentan las demandas más bajas.

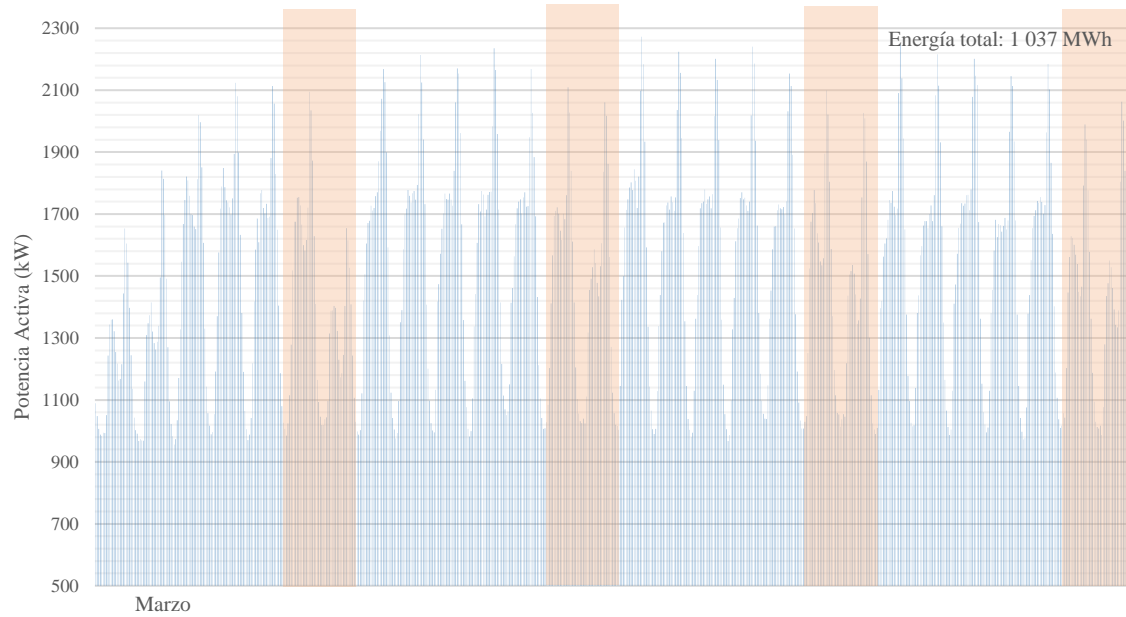


Figura 25: Demanda de potencia mensual (marzo 2019) en el sector Celi Román.
 Fuente: Elaboración propia en base a datos de EERSSA.

En la Figura 26 se muestra la demanda de potencia activa para una semana típica del mes de marzo (2019) en el sector Celi Román, en la cual se ha obtenido un valor de 259 MWh de consumo de energía eléctrica, y, al igual que en la ilustración anterior, se resaltan los fines de semana.

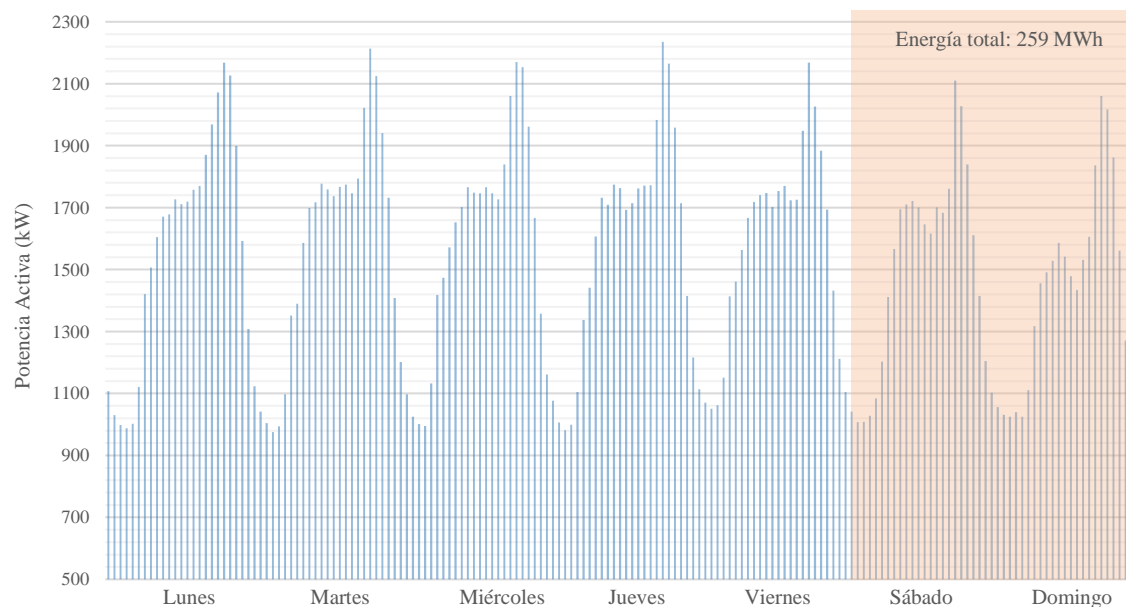


Figura 26: Demanda de potencia semanal (marzo 2019) en el sector Celi Román.
 Fuente: Elaboración propia en base a datos de EERSSA.

5.2.2. Demanda de energía eléctrica del usuario residencial tipo

En el documento “Estadística del sector eléctrico ecuatoriano” (ARCONEL, 2017), la provincia de Loja ocupa el lugar 14 con respecto a las demás provincias en cuanto al consumo de energía de energía eléctrica, con un valor de 269.18 GWh, dando como resultado un valor de 531.93 kWh/hab, como consumo per cápita. Así mismo, se muestra un valor de 80.12 kWh como promedio mensual de consumo de un usuario residencial de la EERSSA (el más bajo de Ecuador); la media de consumo de energía eléctrica en el sector residencial de la ciudad de Loja en mayo de 2015 fue de 110 kWh (Ayala, 2018).

Con el fin de establecer una clasificación de los usuarios residenciales en base a su promedio de consumo mensual de energía eléctrica, se ha realizado una recopilación de datos de dichos consumos. Primeramente, se evaluaron diferentes clases de entornos residenciales, tales como: Viviendas unifamiliares, viviendas para arrendamiento con uno o más medidores, condominios y, finalmente, edificios de departamentos; esto para poder valorar diferentes dinámicas de consumo a fin de favorecer la precisión de los resultados. Una vez identificados los objetos de estudio se determina el número de datos que serán necesarios para la evaluación de la demanda. En el año 2015, la zona urbana de Loja contaba con un total de 53 806 usuarios residenciales registrados (Ayala, 2018); en esta tesis, dicho valor se empleará como la población base sobre la cual se realizará la evaluación correspondiente. Empleando la Ecuación 15 y con un nivel de confianza del 95%, ergo, un margen de error del 5%; tanto la probabilidad de éxito como de fracaso serán del 50%, se procede a calcular el tamaño de la muestra.

$$n = \frac{53\ 806 \times 1.96^2 \times 0.50 \times 0.50}{0.05^2(53\ 806 - 1) + 1.96^2 \times 0.50 \times 0.50}$$

$$n \approx 381$$

El resultado de 381 representa el número de usuarios que habrán de evaluarse, no obstante, una gran cantidad de consumidores finales de energía eléctrica mantienen a su nombre más de un medidor en sus respectivos domicilios, por lo tanto, el tamaño de la muestra de 381 se interpreta como el número de medidores que se emplearán para el análisis.

5.2.2.1. Demanda media mensual

Actualmente, Ecuador no cuenta con la infraestructura eléctrica óptima (medidores inteligentes) para proporcionar una base de datos relacionada a parámetros eléctricos específicos y en tiempo real. Dadas estas condiciones, se ha procedido a realizar el levantamiento de información con respecto a los medidores de forma manual, para así poder llevar a cabo el estudio de los datos de consumo de energía eléctrica a partir de dichos medidores. Primeramente, se ha recopilado los números de registro de los medidores en los diferentes tipos de entornos residenciales especificados anteriormente, para después disponer de los mismos y del sistema de consultas de consumos de energía eléctrica y valores pendientes por el servicio prestado de la EERSSA (Figura 27), en el cual se puede examinar un histórico de datos de consumo en el área de concesión de la empresa distribuidora.

Empresa Eléctrica Regional del Sur S. A.
La energía somos todos!

Consulta de valores PENDIENTES por consumo de energía eléctrica.

Código único eléctrico nacional
1800456323

Nombre: MELVA ROSA GONZALEZ
Cj/Ruc: 1103599289
Dirección de Notificación:

Parroquia: VALLE
Medidor No.: 154768

Seleccione cómo desea realizar la consulta, ingrese el código único nacional, el número de cédula/ruc o el número de medidor y luego haga clic en el botón "Consultar":

- Consultar por código único eléctrico nacional - CUEN
- Consultar por número de cédula
- Consultar por número de medidor

1000426440 Consultar

Figura 27: Sistema de consultas de la EERSSA.

Fuente: (EERSSA, 2019)

Es importante resaltar ciertas particularidades que se han presentado al emplear esta herramienta, por ejemplo, ciertos datos como direcciones o nombres de los propietarios de los medidores no se encuentran actualizados, además, existe una cierta cantidad de medidores que no cuentan con datos de consumo coherentes. Al intentar consultar datos de años anteriores al presente, dicho propósito resulta en una tarea compleja dadas ciertas características del sistema que le impiden proporcionar datos de una manera rápida, resultando incluso imposible en la mayoría de los casos el poder consultar datos correspondientes de años anteriores al 2018. A pesar de estas condiciones, se ha tomado las medidas necesarias a fin de precisar la eficacia de los resultados, verificando y optimizando los procesos que se llevaron a cabo para la estructuración de una base de datos confiable. Para la evaluación de los datos de consumo de energía eléctrica se ha considerado el lapso de tiempo de un año, mismo que está comprendido entre los meses de agosto de 2018 hasta julio de 2019 (Anexo 3).

Tabla 5: Consumo mensual de energía eléctrica de usuarios residenciales.

No. Medidor	Consumo [kWh]											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1238002	Byron Fabián Pasaca - <i>Pablo Palacios y Lincoln</i>											
	097	099	103	092	098	097	082	099	104	100	084	094
1218599	Luis Alfredo Matailo - <i>Av. Eugenio Espejo</i>											
	132	281	105	113	185	203	170	126	126	117	109	440
1000408718	Pablo Ramiro Armijos - <i>Mercadillo 12-24 y Olmedo</i>											
	053	085	073	083	082	071	065	083	088	078	058	053
1000408717	075	060	065	060	081	066	067	073	061	064	071	076

Fuente: Elaboración propia en base a datos de (EERSSA, 2019)

En la Tabla 5 se muestra un ejemplo de la recopilación de datos que se ha desarrollado, especificando tanto el nombre del propietario como la dirección correspondiente, esto a manera de certificar la veracidad de los mismos. Existen usuarios cuyos consumos mes a mes presentan una variación significativa, es decir, su dinámica de consumo no es constante y bien poseen consumos que se encuentran entre los 100 y 200 kWh en un mes específico y en los siguientes pueden superar los 400 kWh.

5.2.3. Evaluación de la base de datos de radiación solar

Es indispensable realizar un estudio del recurso solar en la zona donde se va a implementar un proyecto fotovoltaico para de esta forma llevar a cabo una cuantificación del potencial de energía eléctrica que se puede producir. Este tipo de información se puede obtener a partir de tablas de radiación, software para simular la radiación estimada, equipos de medición, promedios anuales, portales web, entre otros. El potencial de energía que pueda generar un sistema solar depende en gran medida de la información obtenida de radiación solar y temperatura del sitio en evaluación, bajo el caso de aplicación de esta metodología se analizará y mostrará la información obtenida para la ciudad de Loja.

5.2.3.1. Datos de Irradiación Solar INAMHI

El Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI) es el responsable en el Ecuador de la generación y difusión de la información hidrometeorológica que sirva de sustento para la formulación y evaluación de planes de desarrollo nacionales y locales, así mismo, para el desarrollo de proyectos de investigación. La central meteorológica “La Argelia” que funciona bajo la dirección del INAMHI, recolecta, procesa y envía información diaria de diferentes parámetros agrometeorológicos, entre los cuales se encuentran los datos correspondientes de irradiación solar en la zona. Por medio de un piranómetro, en la central meteorológica “La Argelia”, se obtienen datos de irradiación media horaria solar global, los mismos que han sido interpretados y procesados a fin de obtener los promedios de irradiación mensual y anual diario, además, el valor de irradiación solar global anual de la ciudad de Loja. En la Figura 28, se presentan los datos de irradiación media solar global correspondiente al año 2017. Para la obtención de este tipo de datos, entre otros, es necesario realizar un trámite en la institución INAMHI para que por medio de las autoridades correspondientes se conceda el acceso a la base de datos que maneja la central meteorológica.

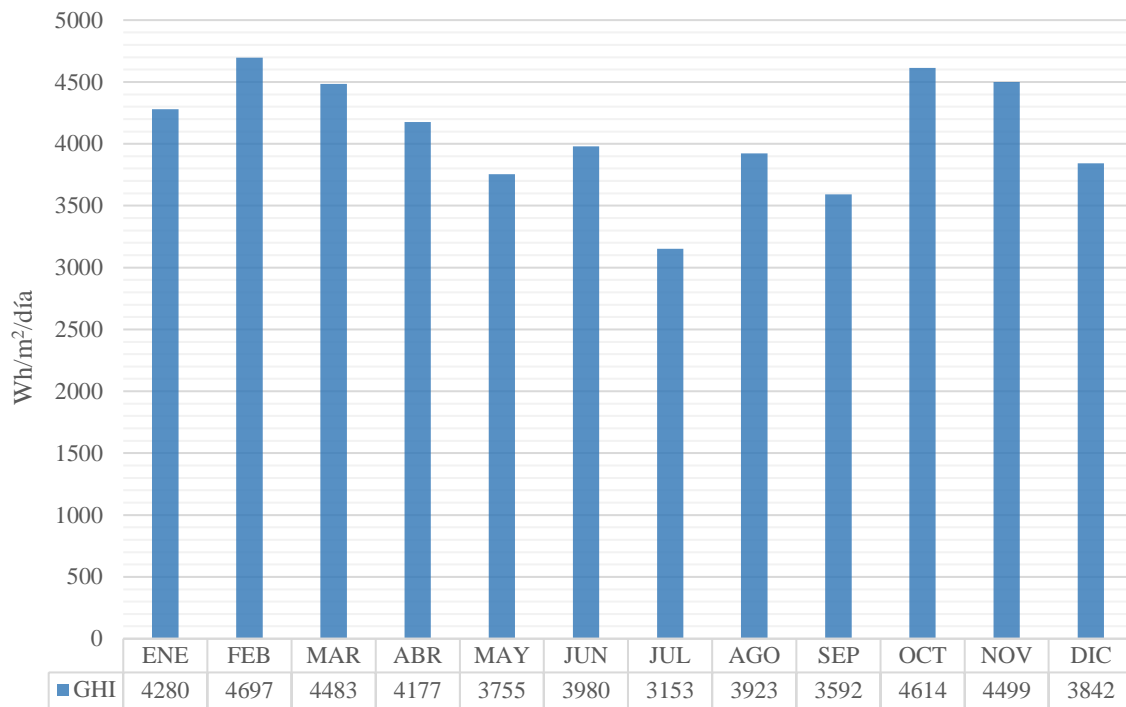


Figura 28: Irradiación media solar global horizontal de Loja (INAMHI).

Fuente: INAMHI

5.2.3.2. Visor de datos NSRDB

El visor de la Base Nacional de Datos de Radiación Solar, NSRDB por sus siglas en inglés, es una aplicación web geoespacial que permite la visualización y la capacidad de descarga de datos. El NSRDB es una colección completa en serie de valores por hora y cada media hora de las tres mediciones más comunes de radiación solar: irradiación horizontal global, radiación directa normal y difusa horizontal, además de datos meteorológicos. Estos datos se han recopilado en un número suficiente de ubicaciones y escalas temporales y espaciales para representar con precisión los climas regionales de radiación solar (NREL, 2012).

Esta herramienta permite descargar datos anuales de los distintos parámetros de radiación solar que se citaron anteriormente, desde el año 1998 hasta el 2018, siendo esto muy valioso a la hora de realizar aproximaciones acertadas de radiación solar, así como proyecciones de la misma. Además, también permite obtener datos meteorológicos como velocidad y dirección predominante del viento, punto de rocío, humedad relativa, temperatura, presión, entre otros. En la siguiente figura, se muestran los datos de

Irradiación Global Horizontal, GHI por sus siglas en inglés, que se obtuvieron a partir de la aplicación geoespacial del NREL.

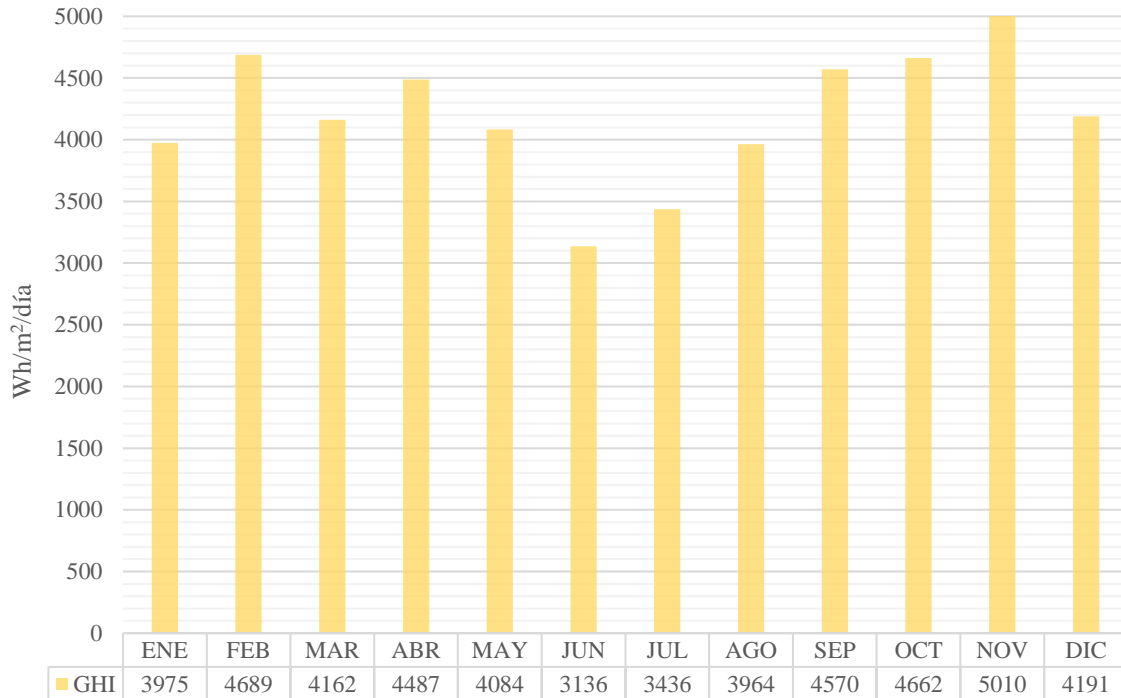


Figura 29: Irradiación media solar global horizontal de Loja (NREL).

Fuente: (NREL, 2012)

El visor de datos NSRDB provee los diferentes datos que se han preseleccionado en una hoja de cálculo en intervalos de 30 minutos, para lo cual se precisa ordenar y realizar los procedimientos correspondientes para obtener los promedios horarios diarios que se utilizarán en esta tesis.

5.2.3.3. Atlas Solar del Ecuador

El Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica es un documento técnico presentado por el CONELEC con el fin de impulsar el uso masivo de la energía solar como fuente energética el cual ha sido elaborado por la Corporación para la Investigación Energética, CIE. Este documento incluye la cuantificación del potencial solar disponible y con posibilidades de generación eléctrica, en base a mapas mensuales de insolación directa, global y difusa y sus correspondientes isohelias, con el fin de ubicar proyectos locales más específicos que permitan utilizar esta tecnología para obtener calor y

electricidad para diversas aplicaciones como fabricar colectores térmicos y módulos fotovoltaicos (CONELEC, 2008).

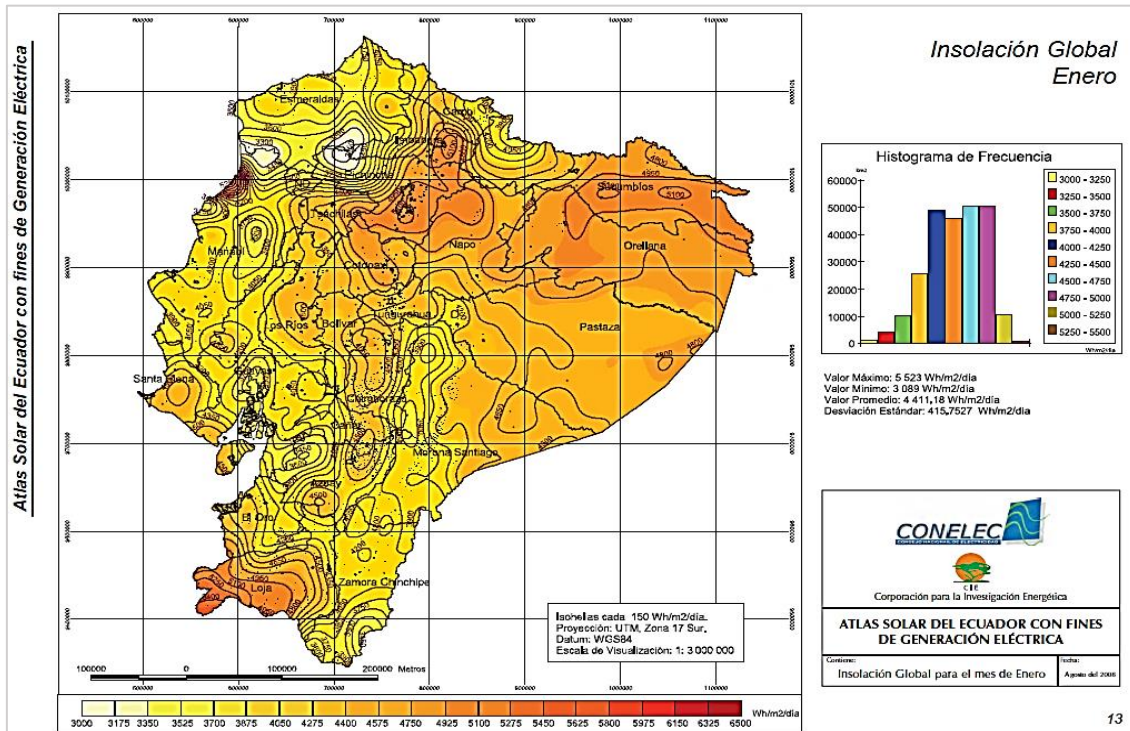


Figura 30: Mapa de insolución global para el mes de enero.

Fuente: (CONELEC, 2008)

En la Figura 30 se muestra uno de los mapas de insolución que se presentan en el Atlas Solar. La información base que se utilizó para el desarrollo del Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica, fue generada por el NREL de los EE.UU. cuya finalidad es favorecer la investigación y desarrollo de energías renovables y eficiencia energética. El NREL desarrolló el modelo CRS (Climatological Solar Radiation Model), que permite conocer la insolución diaria total sobre una superficie horizontal en celdas de aproximadamente 40 km x 40 km alrededor del mundo y cuyos resultados han sido validados a través de la medición de datos efectuados por estaciones, estableciéndose que el error de los datos es del 10%.

La información disponible, corresponde al período entre el 1 de enero de 1985 y el 31 de diciembre de 1991, y fue publicado en Julio del 2006. Los datos representan la energía solar promedio mensual y anual de los valores diarios la insolución total (directa y difusa) e insolución global sobre una superficie horizontal y contiene los promedios mensuales (dentro del período mencionado) de cada una de ellas, expresados en Wh/m²/día. La

Corporación para la Investigación Energética – CIE, utiliza la información generada por el modelo CRS, filtrando en primera instancia el amplio volumen de información proveniente de este modelo, hasta seleccionar aquellos que corresponden únicamente al territorio continental ecuatoriano, y mediante códigos, ser exportados a una base de datos para que sean compatibles con la plataforma de trabajo que se escogió, en este caso, un Sistema de Información Geográfica (SIG) (CONELEC, 2008). A través del SIG se convirtió las referencias geográficas al Sistema de proyección y coordenadas escogidas para el país, en este caso Universal Transverse de Mercator, WGS84, Zona 17 Sur.

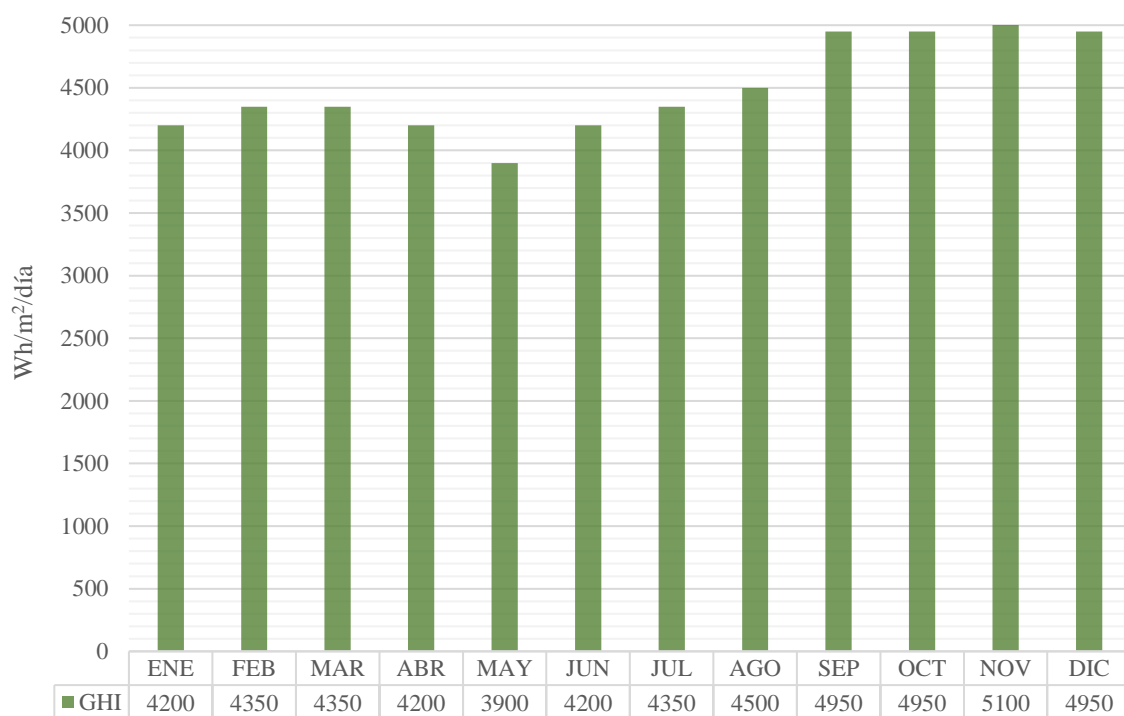


Figura 31: Irradiación media solar global en la ciudad de Loja según el Atlas Solar.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de (CONELEC, 2008)

Para la obtención de los datos simplemente se tiene que observar la isohelia que pasa por la zona en evaluación, en este caso, la isohelia que pasa por la región del cantón Loja, al sur del mapa. Los resultados de radiación horizontal global que se han recuperado del Atlas Solar del Ecuador se presentan en la Figura 31.

5.2.4. Software de simulación PVsyst

PVsyst es un software para el estudio, dimensionamiento y análisis de sistemas fotovoltaicos, diseñado para ser utilizado en distintas ramas profesionales, entre las cuales se encuentra la ingeniería. Permite realizar estudios de sistemas fotovoltaicos autónomos, conectados a la red, de bombeo y de redes de CC (transporte público), contiene además una extensa base de datos de los equipos que componen un sistema FV y datos de meteorología. Proporciona las herramientas adecuadas para explicar los procedimientos que sigue el software y su funcionamiento, además, facilita un enfoque didáctico con una guía sencilla de comprender para el desarrollo de proyectos (PVsyst, n.d.). En esta tesis se empleará la versión PVsyst 6.7 dado que se trata de una versión reciente. A continuación, se presentará las características principales para el estudio de proyectos fotovoltaicos en PVsyst.

5.2.4.1. Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico en PVsyst

PVsyst cuenta con una versión actualizada de Meteonorm que permite extraer datos meteorológicos y valores de radiación solar sobre cualquier ubicación en el mundo. Sin embargo, en este caso en particular será necesario insertar manualmente los valores necesarios en la base de datos del software, para lo cual se utiliza las herramientas que proporciona el programa (Figura 32). Los valores mensuales de radiación solar que se ha empleado, son los valores que se muestran para el cantón Loja en el Atlas Solar. Además, se utilizarán también los valores de temperatura y velocidad del viento mensuales que se ha extraído de la base de datos del NREL.

PVsyst cuenta con una extensa base de datos acerca de los componentes principales de un sistema fotovoltaico, ya sea: módulos, inversores, baterías, reguladores de carga, entre otros. Por lo tanto, es importante proporcionar a la base de datos del programa los correspondientes datos técnicos de los equipos que se vayan a emplear, en caso de que estos no se encuentren en la base de datos mencionada.

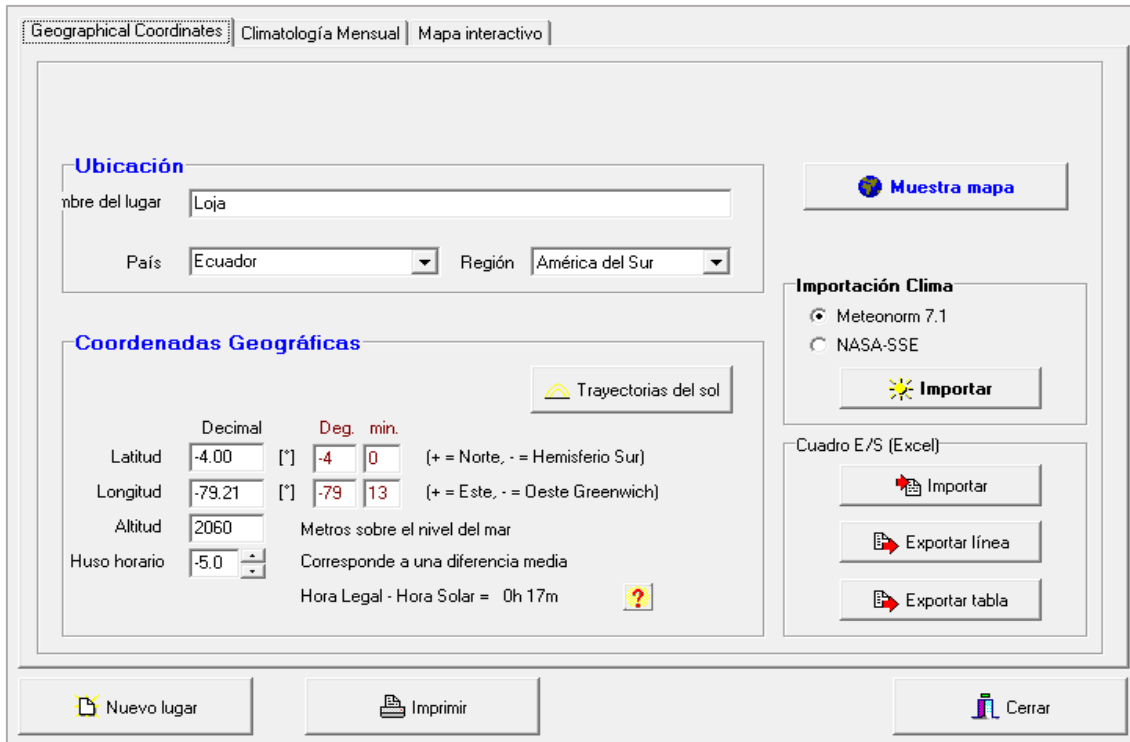


Figura 32: Base de datos para Loja en PVsyst.

Fuente: Autor.

Una vez que en Diseño del Proyecto se ha seleccionado Conectado a la Red, corresponde ahora proveer al programa las especificaciones de la instalación. En primer lugar, se debe definir los ángulos de inclinación y acimut de los paneles solares, los cuales tendrán que ser los valores óptimos a fin de obtener el mayor aprovechamiento del recurso solar (Figura 33). PVsyst mostrará el porcentaje de pérdidas de los módulos si estos se colocaran con los ángulos que se han propuesto con respecto a los valores óptimos; si el porcentaje es de 0% entonces los ángulos asignados serán los correctos.


PVsyst proporciona una gama de gráficas y tablas que muestran la dinámica que siguen valores como la producción de energía, las pérdidas, el factor de rendimiento, además de un informe detallado con todos los aspectos necesarios para describir el comportamiento que presenta el sistema en la simulación.

Tipo de campo Plano Inclinado Fijo

Parámetros del campo

Inclinación plano [°]
 Acimut [°]

Optimización con respecto a

Productiv. irr. anual 
 Verano (Oct-Mar)
 Invierno (Abr-Sep)

Incl. 7°

Acimut 0°

Este Oeste
Norte

Año

Inclinación plano

0.6 0.8 1.0 1.2

0 30 60 90

FTranpos. = 1.01
Pérd/Opt. = 0.0%

Orientación del plano



-90 -60 -30 0 30 60 90

Anular OK

Figura 33: Disposición de los módulos fotovoltaicos. Fuente: Autor.

Configuración global sistema

N° de tipos de sub-campos

  Esquema Simplificado

Resumen sistema global

N° de módulos	14	Potencia nominal FV	1.5 kWp
Superficie módulos	11 m²	Potencia máxima FV	1.6 kWdc
N° de inversores	1	Potencia nominal CA	1.5 kWac

Generador FV

Sub-array name and Orientation


Name
 Orient. **Plano Inclinado Fijo** Inclinación **7°** Acimut **0°**

Ayuda al Dimensionado

No sizing Entrar Pnom deseada kWp
 Resize Superficie disponible(módulos) m²

Selección del módulo FV

Disponibles actualmente Máx. cantidad de mód. **15**




Tensiones de dimensionado: V
 Voc (-10°C) V

Use Optimizer

Selección del inversor


Disponibles actualmente 50 Hz
 60 Hz



N° de inversores Tensión Funciona.: **55-380 V** Pglobal inversor **1.5 kWac**
 Tensión máx de entrada: **400 V**

Diseño del generador FV

N° de módulos y cadenas

Mód. en serie entre 4 y 15
 N° de cadenas única posibilidad 1
 Pérdida sobrecarga **0.0 %** 
 Relación Pnom **1.03**

N° módulos **14** **Superficie** **11 m²**

Cond. de funcionamiento


Vmpp (60°C)	216 V
Vmpp (20°C)	261 V
Voc (-10°C)	353 V

Irradiancia plano **1000 W/m²**

Imp (STC) **6.1 A**
 Isc (STC) **6.5 A**
 Isc (en STC) **6.5 A**

Máx. en bases STC
 Pmáx en funcionamiento **1.4 kW**
 en 1000 W/m² y 50°C

Potencia nom gener. (STC) 1.5 kWp

 System overview

Anular OK

Figura 34: Placa de diseño del sistema en PVsyst. Fuente: Autor.

Para continuar, se debe asignar los elementos principales que conforman el sistema fotovoltaico (inversor y módulos). En esta ventana (Figura 34) se debe especificar la potencia del generador deseada o en su defecto, el área disponible para la instalación del proyecto. Se debe elegir el módulo fotovoltaico y el inversor que se ha decidido utilizar, ya sea que estos hayan sido agregados por el usuario o que se encuentren previamente en la base de datos del programa. De esta forma, PVsyst va a proponer una configuración para el sistema, en caso de presentarse alguna irregularidad, el software contiene un sistema de alerta por medio de mensajes de advertencia los cuales se encuentran regidos a un esquema de colores, por ejemplo, el rojo significa que existe un problema que impide una correcta simulación y este habrá de ser corregido para poder continuar con el estudio. Un mensaje en color naranja representa un problema que puede ser o no corregido, a fin de mejorar las condiciones de funcionamiento del diseño, siendo este tipo de mensaje una especie de sugerencia.

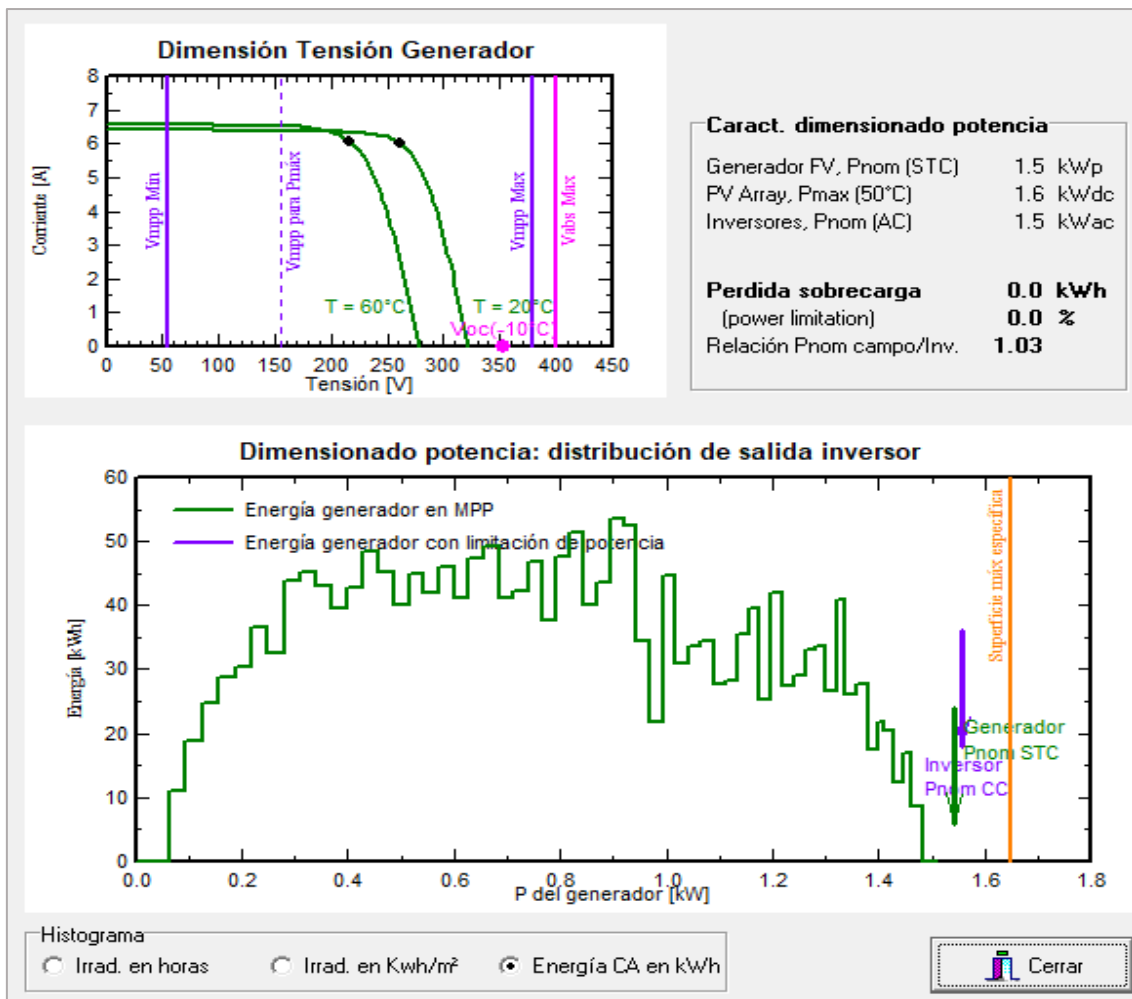


Figura 35: Condiciones del sistema FV en PVsyst. Fuente: Autor.

Seleccionando la herramienta Condiciones del dimensionado, se puede observar en forma gráfica todas las restricciones del dimensionamiento del sistema (Figura 35). Para el número de módulos de una serie, el diagrama superior muestra la curva I/V de la matriz fotovoltaica, junto con el rango MPPT, el voltaje, la potencia y los límites de corriente del inversor (PVsyst, n.d.). El número de módulos en serie determinará la tensión del generador fotovoltaico, mientras que las cadenas en paralelo determinarán la corriente del mismo; ambos valores se deben ajustar a los admitidos por el inversor. Para el diseño del inversor, el segundo diagrama expone la distribución anual de potencia de la matriz fotovoltaica, contra la potencia nominal de la matriz y el inversor. El dimensionamiento óptimo del inversor por parte del software se basa en la pérdida por sobrecarga aceptable en un año.

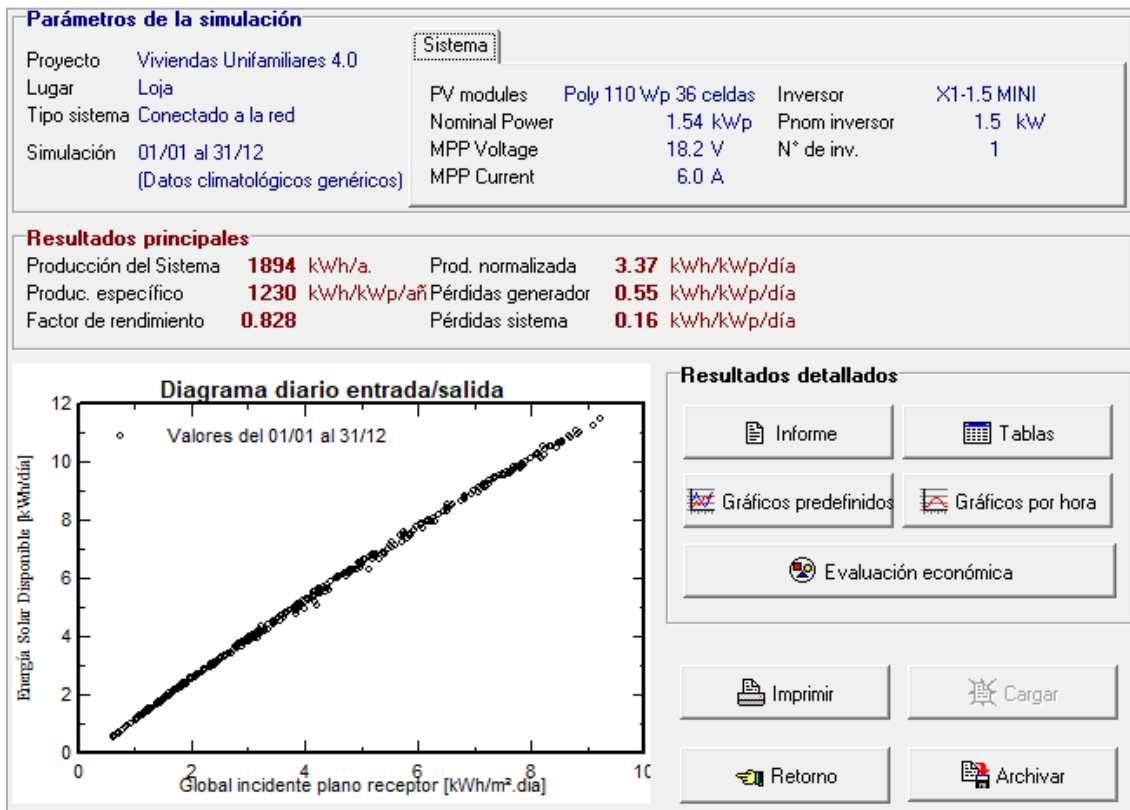


Figura 36: Ventana de resultados PVsyst. Fuente: Autor.

Se pueden definir también otros parámetros como las pérdidas específicas del sistema: pérdidas térmicas, óhmicas, por la calidad de los módulos, polvo y suciedad, entre otros. Además, se puede configurar un perfil de obstáculos, especificar las sombras cercanas a la instalación y las necesidades energéticas del usuario. Una vez que se han especificado todos los valores correspondientes, se puede proceder con la simulación.

6. RESULTADOS

6.1. Perfil de carga del usuario residencial

Con base en el procesamiento de los datos obtenidos, correspondientes a los valores de demanda de potencia activa del sector Celi Román, esta curva resultante se puede escalar a un perfil característico de demanda para el sector residencial de la ciudad de Loja. En la Tabla 6 se muestra los resultados del análisis de las curvas mensuales de demanda de potencia para el sector Celi Román, cuyo abastecimiento proviene de la subestación Obrapía de la EERSSA.

Tabla 6: Demanda horaria promedio de potencia activa del sector Celi Román.

HORA	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
00:00	1093.13	1112.43	1129.32	1135.74	1186.92	1166.30	1161.42
01:00	1011.90	1028.85	1026.94	1034.78	1067.04	1061.18	1066.74
02:00	975.66	980.92	980.07	988.57	1006.57	1003.27	1009.58
03:00	959.32	960.05	957.41	964.18	977.97	979.40	985.46
04:00	963.54	963.24	962.70	972.39	980.59	976.39	975.52
05:00	1067.54	1046.33	1062.36	1056.54	1049.26	997.80	993.13
06:00	1287.13	1241.20	1279.33	1256.04	1217.18	1018.56	982.34
07:00	1370.42	1341.01	1399.13	1392.08	1355.18	1176.99	1067.71
08:00	1504.92	1488.30	1537.33	1541.99	1488.53	1404.83	1243.21
09:00	1596.33	1591.30	1633.35	1647.68	1597.52	1553.18	1368.74
10:00	1622.49	1614.65	1657.93	1671.32	1618.68	1616.17	1410.06
11:00	1665.05	1656.79	1706.93	1712.82	1669.04	1641.15	1458.78
12:00	1672.09	1665.24	1712.18	1699.17	1678.49	1636.86	1471.10
13:00	1634.07	1622.31	1671.33	1658.55	1646.40	1570.31	1415.54
14:00	1645.38	1646.85	1682.49	1677.27	1648.24	1515.02	1347.26
15:00	1629.75	1640.29	1672.78	1675.77	1642.93	1473.06	1289.32
16:00	1622.02	1627.01	1647.48	1667.66	1617.43	1454.78	1295.63
17:00	1655.58	1674.28	1683.85	1673.25	1623.26	1479.05	1363.91
18:00	1894.20	1899.15	1925.74	1903.30	1854.65	1765.27	1666.27
19:00	2073.67	2091.27	2099.03	2100.16	2036.85	1998.72	1913.92
20:00	2013.75	2043.28	2055.36	2048.76	1980.33	1930.15	1904.89
21:00	1858.55	1878.76	1912.11	1881.32	1826.01	1772.35	1766.98
22:00	1588.87	1609.66	1624.37	1633.17	1604.85	1574.43	1524.24
23:00	1309.30	1327.12	1334.39	1369.20	1365.04	1310.01	1266.76

Fuente: Autor.

En la Figura 37 se muestra el perfil de carga promedio obtenido a partir del análisis de los datos de demanda de potencia del sector Celi Román, en el cual la demanda máxima

ocurre el día jueves a las 19:00 horas (2 100.16 kW) y la demanda mínima tiene lugar a las 03:00 del día miércoles (957.41 kW).

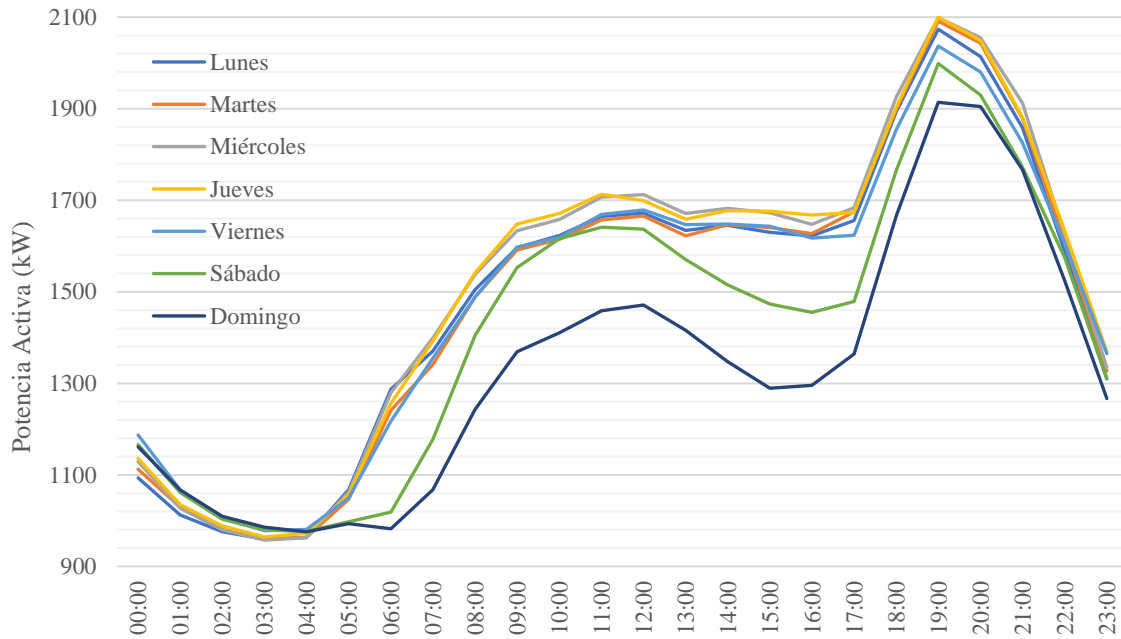


Figura 37: Perfil de carga para el sector Celi Román.

Fuente: Autor.

Para una mejor comprensión del comportamiento de la curva de carga diaria y con el fin de por escalar su dinámica a otros niveles, se lleva todos los valores al sistema “por unidad” (Tabla 7), donde cada uno de estos es función de una potencia base, que, en este caso, se trata de la potencia máxima demandada (2 100 kW). Resulta importante notar como el comportamiento de la curva de demanda de energía eléctrica tiende a presentar una disminución significativa durante los días del fin de semana. Todas estas características se pueden observar más detalladamente en la Figura 38, en la cual se esquematizan los valores expuestos en la Tabla 7.

Tabla 7: Demanda de potencia activa en unidad para el sector residencial.

HORA	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
00:00	0.52	0.53	0.54	0.54	0.57	0.56	0.55
01:00	0.48	0.49	0.49	0.49	0.51	0.51	0.51
02:00	0.46	0.47	0.47	0.47	0.48	0.48	0.48
03:00	0.46	0.46	0.45	0.46	0.47	0.47	0.47
04:00	0.46	0.46	0.46	0.46	0.47	0.46	0.46
05:00	0.51	0.50	0.51	0.50	0.50	0.48	0.47
06:00	0.61	0.59	0.61	0.60	0.58	0.48	0.47
07:00	0.65	0.64	0.67	0.66	0.65	0.56	0.51
08:00	0.72	0.71	0.73	0.73	0.71	0.67	0.59
09:00	0.76	0.76	0.78	0.78	0.76	0.74	0.65
10:00	0.77	0.77	0.79	0.80	0.77	0.77	0.67
11:00	0.79	0.79	0.81	0.82	0.79	0.78	0.69
12:00	0.80	0.79	0.82	0.81	0.80	0.78	0.70
13:00	0.78	0.77	0.80	0.79	0.78	0.75	0.67
14:00	0.78	0.78	0.80	0.80	0.78	0.72	0.64
15:00	0.78	0.78	0.80	0.80	0.78	0.70	0.61
16:00	0.77	0.77	0.78	0.79	0.77	0.69	0.62
17:00	0.79	0.80	0.80	0.80	0.77	0.70	0.65
18:00	0.90	0.90	0.92	0.91	0.88	0.84	0.79
19:00	0.98	0.98	0.99	1.00	0.97	0.95	0.91
20:00	0.96	0.97	0.98	0.98	0.94	0.92	0.91
21:00	0.88	0.89	0.91	0.90	0.87	0.84	0.84
22:00	0.76	0.77	0.77	0.78	0.76	0.75	0.73
23:00	0.62	0.63	0.64	0.65	0.65	0.62	0.60

Fuente: Autor.

Una vez que los valores de potencia han sido llevados al sistema de unidad, en función de la potencia máxima, se puede establecer el perfil de consumo para el sector residencial de la ciudad de Loja. Las curvas diarias que se muestran en la Figura 38 permiten escalar la demanda de cualquier usuario residencial con saber el dato correspondiente a su demanda máxima, cuyo valor puede determinarse por distintos métodos, por inspección o ya sea que el usuario cuente con los recursos necesarios para la obtención de dicho dato.

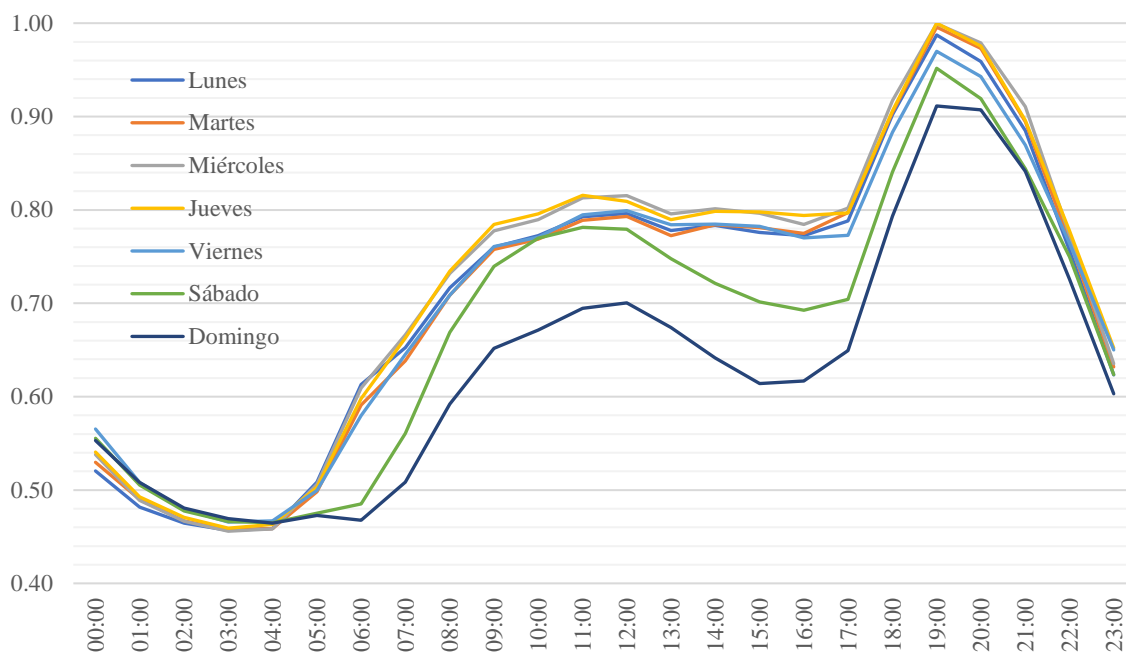


Figura 38: Perfil de carga diario para el sector residencial de la ciudad de Loja.

Fuente: Autor.

6.2. Demanda promedio de energía del usuario residencial

Dada la asimetría de los valores de consumo que puede presentar un usuario en específico y todo los usuarios en conjunto, se ha empleado la mediana como método estadístico de tendencia central, ya que la disparidad que poseen los extremos con respecto al resto de datos desfavorece una apreciación adecuada del valor medio de consumo de energía eléctrica, además, como se observa en la Figura 39, la distribución de los datos presenta un sesgo hacia la derecha y en tal caso, la mediana es el método estadístico recomendado (Levin & Rubin, 2010).

En la Figura 39 se muestra una distribución de frecuencias de los valores correspondientes a los consumos mensuales de los 381 medidores evaluados, es decir, se trata de la distribución de los 4 572 valores que conforman la base de datos. Para la clasificación de los usuarios de acuerdo a sus niveles de consumo, se ha tomado como base los rangos establecidos en el pliego tarifario actual (ARCONEL, 2020).

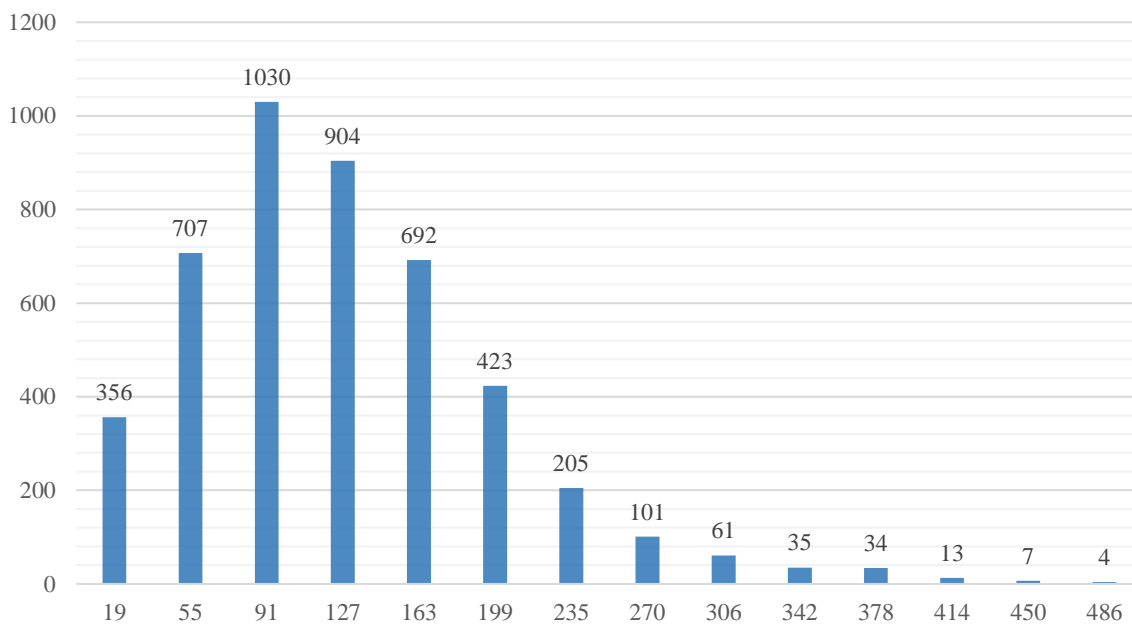


Figura 39: Distribución de frecuencias de los consumos de energía eléctrica evaluados.

Fuente: Autor.

Por medio de una hoja de cálculo se realiza el procesamiento de la base de datos obtenida a partir de los valores mensuales de consumo de energía de los usuarios residenciales evaluados y se procede a clasificar a los usuarios de acuerdo al rango de consumo promedio mensual propio de cada uno.

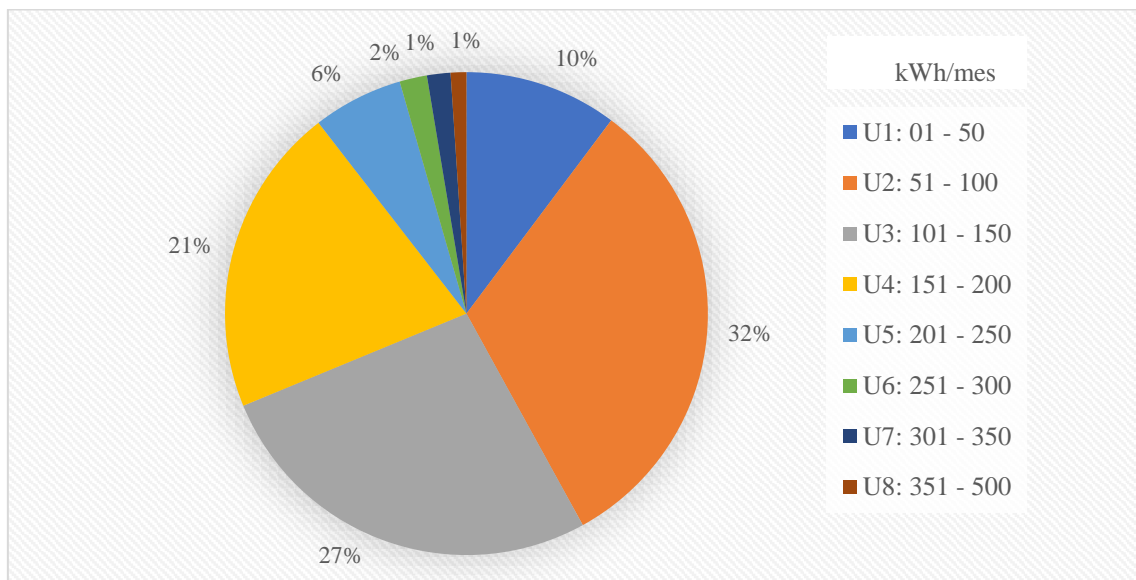


Figura 40: Medianas de consumo mensual de los usuarios residenciales evaluados.

Fuente: Autor.

Aproximadamente el 50% de los usuarios evaluados, mantienen una mediana de consumo mensual por debajo de los 110 kWh. Apenas un 10% de los usuarios evaluados mantienen un promedio de consumo mensual superior a los 200 kWh. Empleando una hoja de cálculo se determina que la mediana de consumo de energía eléctrica del usuario residencial tipo corresponde al valor de 114 kWh/mes y el valor que más se repite, es decir, la moda, es de 103 kWh/mes.

6.3. Contraste de los datos de radiación solar

Una vez que se han recopilado los datos necesarios, es decir, los valores anuales de irradiación global para la ciudad de Loja, resulta oportuno presentar un contraste entre los datos recopilados en las distintas fuentes que se han evaluado (Figura 41), los valores correspondientes de irradiación global horizontal obtenidos de INAMHI, NREL y Atlas Solar, así como los valores máximos, mínimos y el promedio de los mismos, se presentan en la Tabla 8. De esta forma se puede observar que el rango de los valores de irradiación solar global está entre 3000 y 5000 Wh/m² aproximadamente. Siendo el mes de julio el que presenta la menor radiación solar en promedio y el mes de noviembre la más alta.

Tabla 8: Datos de irradiación solar global en Wh/m²/día de diferentes fuentes.

MES	INAMHI	NREL	Atlas Solar	Máx	Min	Promedio
ENE	4280	3975	4200	4280	3975	4183
FEB	4697	4689	4350	4697	4350	4516
MAR	4483	4162	4350	4483	4162	4272
ABR	4177	4487	4200	4487	4177	4163
MAY	3755	4084	3900	4084	3755	3878
JUN	3980	3136	4200	4200	3136	3664
JUL	3153	3436	4350	4350	3153	3657
AGO	3923	3964	4200	4200	3923	4083
SEP	3592	4570	4950	4950	3592	4329
OCT	4614	4662	4950	4950	4614	4751
NOV	4499	5010	5100	5100	4499	4948
DIC	3842	4191	4950	4950	3842	4489

Fuente: Autor.

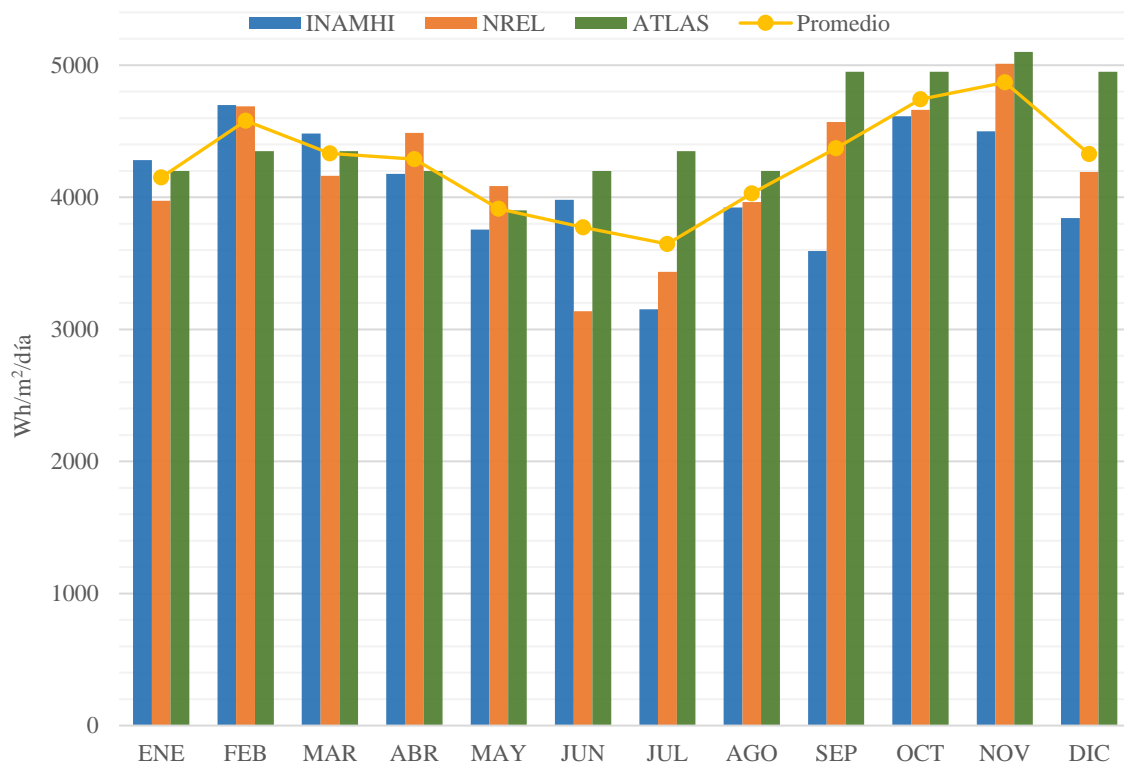


Figura 41: Comparación de valores de irradiación global horizontal para la ciudad de Loja.

Fuente: Autor.

Para el desarrollo de esta tesis se ha considerado emplear los valores de irradiación solar global presentados en el Atlas Solar, ya que, entre varias de sus características, los datos que se muestran han sido elaborados en base a varios años de mediciones que mejoran y precisan los resultados, ya sea para la estimación de la radiación solar en el presente o para una proyección.

6.4. Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica

Una vez que se han establecido los valores de irradiación solar correspondientes, la ubicación geográfica y se ha determinado los ángulos óptimos de orientación e inclinación, se procede con la especificación de los módulos solares y el inversor para la instalación. Los valores necesarios para las pérdidas detalladas de los equipos se extraen de las fichas técnicas proporcionadas por los fabricantes. En total, se ha llevado a cabo 8 simulaciones, una para cada grupo de consumidores de acuerdo a lo expuesto en la Figura 40, suponiendo un consumo anual de energía eléctrica de acuerdo al máximo valor de consumo correspondiente a cada grupo en específico, por ejemplo, para el tipo de consumidor U1 (01-50 kWh/mes) el consumo anual es de 600 kWh.

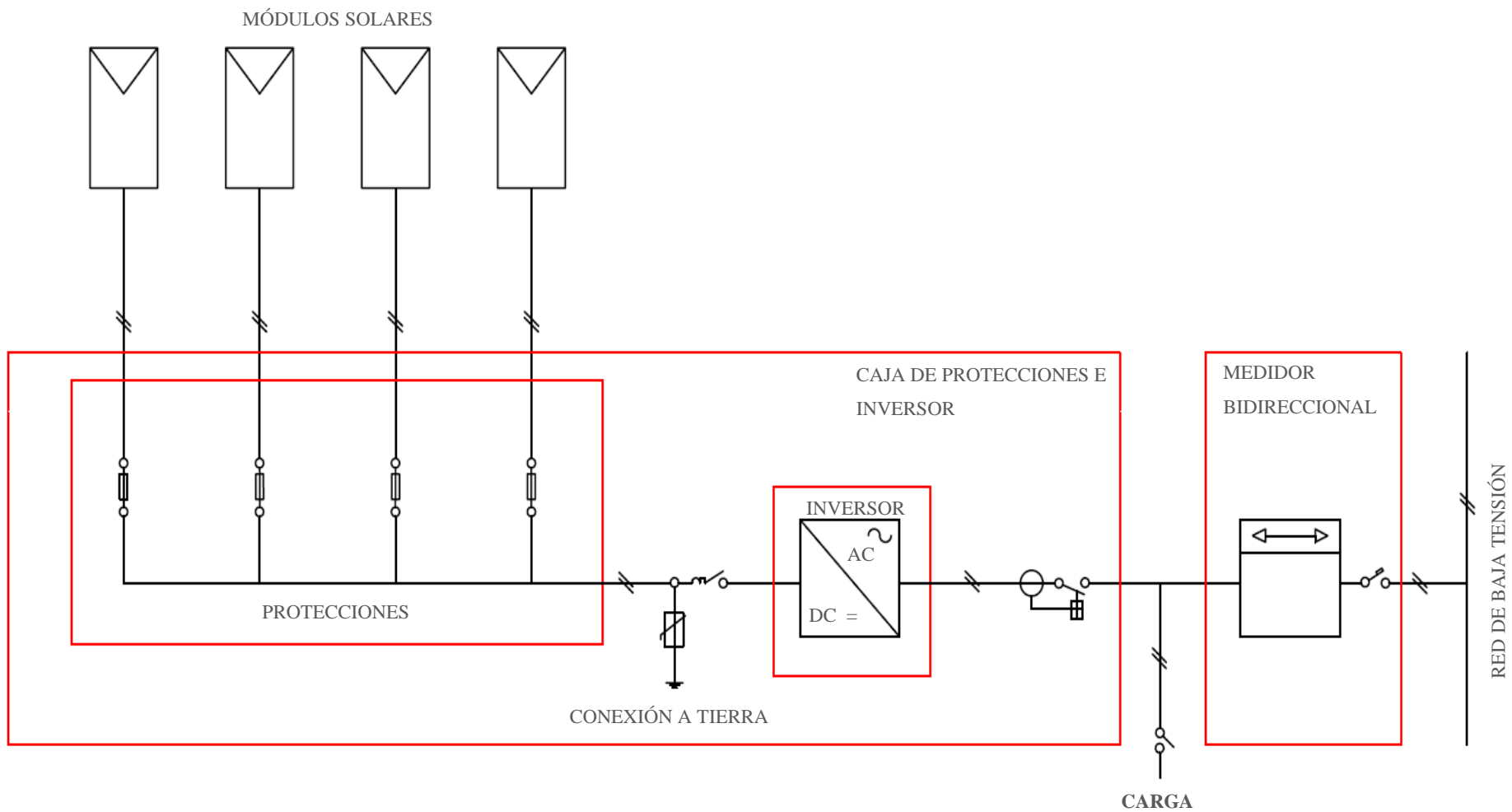


Figura 42: Diagrama unifilar para una instalación fotovoltaica conectada a la red.

Fuente: Autor.

Anteriormente, se había señalado que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se dimensionan en base a un ahorro de energía preestablecido, por lo tanto, para los 8 tipos de usuarios resultantes, se ha establecido un dimensionamiento que procura un valor aproximado de 75% como ahorro de energía anual. Todos los dimensionamientos han sido desarrollados en el software PVsyst, empleando las herramientas que proporciona el mismo para conseguir una instalación con los niveles de pérdidas más bajo y con la mayor eficiencia posible. El esquema esencial de una instalación fotovoltaica conectada a la red se muestra en la Figura 42. A continuación, en la Tabla 9 se muestra tanto el tipo de módulo solar como el inversor dimensionados para el usuario U2.

Tabla 9: Elementos del sistema fotovoltaico para el tipo de usuario U2.

Módulos Fotovoltaicos			
Modelo	Poly 110 Wp 36	Isc	6.46 A
Tecnología	Policristalino	Imp	5.95 A
Fabricante	Eco Green Energy	Voc	22.58 V
Potencia nominal	110 Wp	Vmpp	18.49 V
Nº células	36 en serie	Dimensiones	1 120×670×30 mm
Peso	8.40 kg	Eficiencia	14.66%
Inversor			
Modelo	X1 – 0.7 Mini	Fabricante	SOLAX Power
Eficiencia	99.9% MPPT	96% Euro	97.1% Máx.
Entrada (CC)		Salida (CA)	
Máx. Potencia	840 W	Monofásico 50 - 60 Hz	
Máx. Voltaje	400 V	Tensión de red	220 V
Máx. Corriente	10 A	Potencia nominal	700 VA
Rango Voltaje MPP	50 - 380 V	Máx. Corriente	3.5 A

Fuente: Autor

En PVsyst, el criterio para el dimensionamiento del inversor se basa en una pérdida por sobrecarga aceptable durante el funcionamiento del mismo, lo cual implica estimaciones de las condiciones reales de operación, además de una evaluación de pérdidas que implica una diferencia entre la potencia MPP y el límite de la potencia nominal del lado de CC. En las instalaciones reales, se debe procurar un equilibrio entre las pérdidas por sobrecarga y la potencia del inversor a utilizar, ya que, el aspecto económico influye significativamente y conduce a la selección de inversores con una

menor potencia a la recomendada, lo cual disminuye la inversión inicial requerida para la instalación, pero afectará la vida útil del inversor. En la Tabla 10 se muestra los resultados más importantes de la simulación desarrollada en PVsyst para el usuario tipo U2; tanto los dimensionamientos como los resultados obtenidos para los otros tipos de usuarios se muestran en el Anexo 1.

Tabla 10: Parámetros y resultados de la simulación del sistema FV para el tipo de usuario U2.

Parámetros principales del sistema FV			
Generador FV	7 módulos en serie	Potencia nominal	770 Wp
Inclinación	7°	Acimut	0°
Superficie	5.3 m ²	Demanda - Usuario	1200 kWh/año
Resultados de la Simulación			
Energía producida	932 kWh/año	Produc. Específico	1 210 kWh/kWp/año
Factor de rendimiento	81.43 %	Ahorro de Energía	77 %

Fuente: Autor

A continuación, en la Figura 43 se muestra la suma de los valores mensuales de producción de energía eléctrica que provee el sistema fotovoltaico, permitiendo notar las doce horas de operación del sistema, esta energía corresponde a la energía útil a la salida del inversor; el mes de septiembre posee el mayor valor de producción (87 kWh).

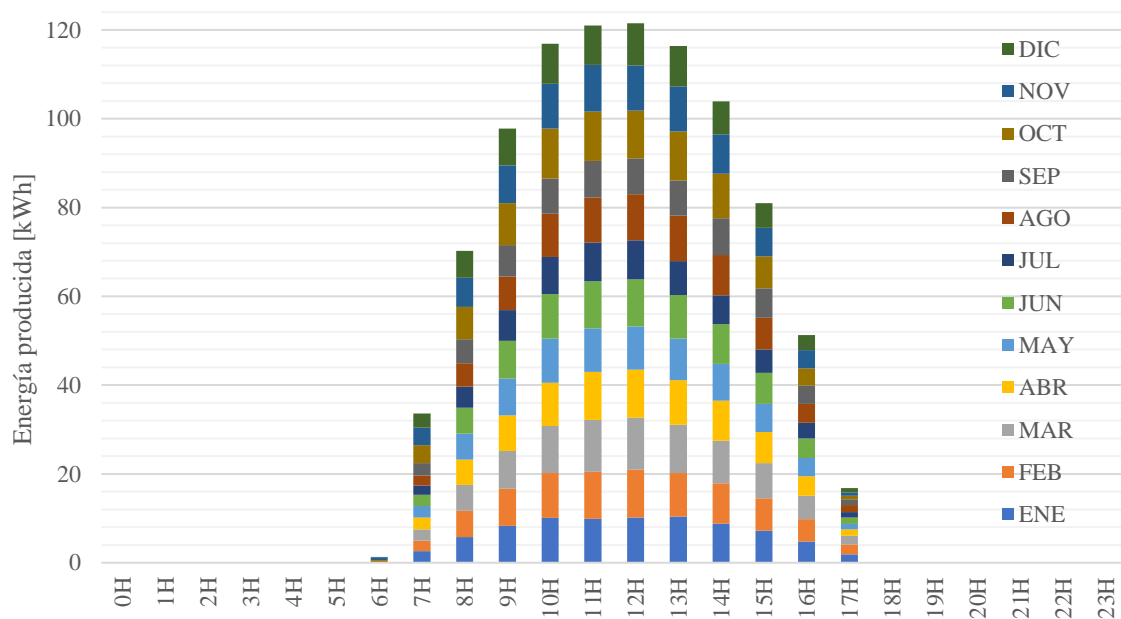


Figura 43: Valores mensuales horarios de producción de energía eléctrica del sistema FV para el usuario tipo U2. Fuente: Autor.

6.5. Análisis económico

La realización de un análisis económico para una instalación solar fotovoltaica suele presentar una relativa complejidad debido a la incertidumbre que se presenta cuando lo que se busca es desarrollar un estudio que pueda ser escalable a cualquier escenario y condición, dado que, cada aplicación presenta características y limitaciones propias. Motivo por el cual, autores como (Rodríguez & Lemes, 2006), aconsejan que la evaluación económica en instalaciones fotovoltaicas se debe llevar a cabo de manera particular para cada escenario y contexto en específico, teniendo en cuenta diferentes factores, entre los cuales se puede citar: la energía eléctrica que se tendrá que producir, la duración esperada del sistema, los inconvenientes relacionados con el acceso a la red eléctrica convencional, las limitaciones económicas, de espacio, entre otras. En cuanto a lo que refiere a sistemas fotovoltaicos para viviendas conectados a la red, la viabilidad económica de un proyecto de este tipo se puede describir, por ejemplo, a partir del tiempo de retorno de la inversión inicial (payback time) e incluso por los beneficios financieros que se puedan obtener de él, por medio de la venta de la energía eléctrica producida a las empresas distribuidoras que se encargan de proveer el servicio en la región (López, 2009), teniendo en cuenta las leyes, normativas y regulaciones a las que estos proyectos se encuentren sujetos.

Para el estudio financiero de los sistemas fotovoltaicos dimensionados se emplean los métodos de análisis de proyectos descritos en la revisión de literatura: VAN, TIR, Payback (período de recuperación) y LCOE, para lo cual se dispondrá de sus ecuaciones características. El análisis financiero se lleva a cabo teniendo en cuenta una tasa de descuento del 12%, un valor estimado del 2% de crecimiento anual de demanda de energía, 1% en el crecimiento anual del precio de la energía eléctrica y finalmente, 1% de aumento del valor anual de operación y mantenimiento (O&M), el cual es a su vez el 1% del valor de la inversión inicial. Para el costo total de la instalación se ha tomado como base los valores presentados en (Muñoz, Rojas, & Barreto, 2018) que, establecen un valor de 1.11 USD/Wp como costo medio de importación de los módulos solares, de 0.32 USD/Wp para los inversores y un valor de 0.27 USD/Wp para componentes tales como: soportes, conductores, protecciones y mano de obra nacional, dando como resultado un valor de 1.70 USD/Wp como costo total de inversión para la generación fotovoltaica.

Tabla 11: Análisis financiero del sistema fotovoltaico para el usuario tipo U2.

Año	Degrad.	Energía Producida [kWh]	Consumo de Energía [kWh]	Balace de Energía [kWh]	Costo de la Energía [USD/kWh]	Facturación sin SFVCR [USD]	Facturación con SFVCR [USD]	Ahorro [USD]	O&M [USD]	Flujo de Caja	Flujo Acumulado
0	0.0%	0.00	1200.00	1200.00	0.093	111.60	0.00	0.00	0	-1309.00	
1	0.8%	924.64	1224.00	299.36	0.094	114.97	28.12	86.85	13.09	73.76	-1235.24
2	1.6%	917.19	1248.48	331.29	0.095	118.44	31.43	87.01	13.22	73.79	-1161.45
3	2.4%	909.73	1273.45	363.72	0.096	122.02	34.85	87.17	13.35	73.82	-1087.63
4	3.2%	902.27	1298.92	396.65	0.097	125.70	38.39	87.32	13.49	73.83	-1013.80
5	4.0%	894.82	1324.90	430.08	0.098	129.50	42.04	87.46	13.62	73.84	-939.96
6	4.8%	887.36	1351.39	464.04	0.099	133.41	45.81	87.60	13.76	73.84	-866.11
7	5.6%	879.90	1378.42	498.52	0.100	137.44	49.71	87.73	13.90	73.84	-792.28
8	6.4%	872.45	1405.99	533.55	0.101	141.59	53.73	87.86	14.03	73.83	-718.45
9	7.2%	864.99	1434.11	569.12	0.102	145.87	57.89	87.98	14.17	73.81	-644.64
10	8.0%	857.53	1462.79	605.26	0.103	150.27	62.18	88.09	14.32	73.78	-570.87
11	8.8%	850.08	1492.05	641.97	0.104	154.81	66.61	88.20	14.46	73.74	-497.12
12	9.6%	842.62	1521.89	679.27	0.105	159.49	71.18	88.30	14.60	73.70	-423.43
13	10.4%	835.16	1552.33	717.17	0.106	164.30	75.91	88.40	14.75	73.65	-349.78
14	11.2%	827.70	1583.37	755.67	0.107	169.26	80.78	88.48	14.90	73.58	-276.20
15	12.0%	820.25	1615.04	794.79	0.108	174.38	85.81	88.56	15.05	73.52	-202.68
16	12.8%	812.79	1647.34	834.55	0.109	179.64	91.01	88.63	15.20	73.44	-129.24
17	13.6%	805.33	1680.29	874.96	0.110	185.07	96.37	88.70	15.35	73.35	-55.89
18	14.4%	797.88	1713.90	916.02	0.111	190.66	101.90	88.76	15.50	73.25	17.36
19	15.2%	790.42	1748.17	957.75	0.112	196.41	107.61	88.81	15.66	73.15	90.51
20	16.0%	782.96	1783.14	1000.17	0.113	202.35	113.50	88.85	15.81	73.03	163.55

Fuente: Autor

En la Tabla 11 se muestra todas las variables implicadas en el análisis económico de los dimensionamientos desarrollados. Se considera 20 años en el análisis dado que, en la Resolución 003/18 se establece este tiempo para el contrato que se suscribe entre el usuario residencial y la empresa eléctrica de distribución. Los módulos solares no pueden mantener el mismo nivel de producción de energía a lo largo de su vida útil, debido a diversos factores que contribuyen a la degradación de los mismos, es por eso que, se ha empleado el valor de 0.8% de degradación anual que, es un valor estimado por la empresa de fabricación de este tipo de módulos fotovoltaicos. Empleando las Ecuaciones 11, 12, 13 y 14, se calcula el LCOE, Payback, VAN y TIR, respectivamente.

Tabla 12: Indicadores financieros de los sistemas FV para los usuarios residenciales evaluados.

Indicadores Financieros				
Tipos	VAN	TIR	Payback [años]	LCOE [USD/kWh]
U1	-663.99	0.85%	18.32	0.215
U2	-758.22	1.15%	17.76	0.215
U3	-1 058.45	1.46%	17.22	0.214
U4	-1 466.83	1.51%	17.13	0.217
U5	-1 907.69	1.83%	16.60	0.216
U6	-2 156.98	1.77%	16.71	0.221
U7	-2 569.04	2.09%	16.19	0.220
U8	-3 226.73	2.79%	15.16	0.212

Fuente: Autor

Los análisis económicos detallados para los demás tipos de usuarios se muestran en el Anexo 2.

6.5.1. Análisis de un sistema FV con baterías conectado a la red

En la Tabla 13 se puede observar los resultados obtenidos a partir del análisis económico desarrollado para usuario tipo U2, siguiendo el mismo modelo de análisis de la Tabla 11. Se muestran los flujos económicos (con sus respectivos ahorros) para dos escenarios: para una instalación con un sistema FV conectado a la red sin baterías y otro con banco de baterías.

Tabla 13: Informe general de la evaluación económica para sistemas FV con y sin baterías.

Con SFV		Con SFV y Baterías	
	USD / kWh		USD / kWh
LCOE_total	0.215	LCOE_total	0.332
LCOE_FV	0.215	LCOE_FV	0.215
	USD		USD
Inversión	1 309	Inversión	1 990
VAN	-758.22	VAN	-1454.30
TIR	1.15%	TIR	0.28%
Payback	17.76 años	Payback	> 20 años

Fuente: Autor

7. DISCUSIÓN

Ecuador es un país líder en la promoción del uso de energías limpias, el cambio de la matriz energética es un objetivo que se persigue constantemente. Por este motivo, estudios relacionados con la implementación de métodos no convencionales de generación de energía son de gran importancia.

El primer paso para la evaluación de viabilidad de instalar sistemas fotovoltaicos conectados a la red en entornos residenciales, es determinar la demanda de energía eléctrica del usuario que busca disponer de un medio propio para el abastecimiento de sus necesidades energéticas. Cada aplicación presenta condiciones y limitaciones propias, sin embargo, se ha elaborado un perfil de carga para el sector residencial de la ciudad de Loja que puede ser escalable a cualquier usuario de este grupo de consumo. Los valores de la demanda que dan lugar a la curva característica de potencia, pertenecen a valores propios de la subestación Obrapía, específicamente del circuito de alimentación del sector Celi Román, una zona con carga predominantemente residencial. Tomando como referencia la demanda de potencia máxima, que tiene lugar entre las 19h00 y 20h00 del día jueves, se ha establecido el perfil de carga. Por medio de esta curva característica de demanda, se ha identificado una demanda similar durante los días laborables, en cambio, los fines de semana presentan valores relativamente más bajos.

De igual manera que identificar la demanda de energía del consumidor es de vital importancia para el dimensionamiento de un sistema FV, el conocimiento del recurso solar disponible es trascendental para la obtención de un diseño eficiente. Actualmente, existe una gran cantidad de fuentes para obtener información acerca de los niveles de irradiación solar, como plataformas web que manejan una base de datos creadas a partir de imágenes satelitales geoestacionarias. En este estudio, se ha evaluado la base de datos NREL que, ofrece una serie de valores horarios de temperatura, irradiación horizontal global, velocidad del viento, entre otras variables de utilidad para la instalación de sistemas FV. Adicionalmente, se ha considerado analizar los datos provistos por la estación meteorológica “La Argelia” del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI). Finalmente, se ha presentado los datos presentados en el Atlas Solar (CONELEC, 2008) y se ha optado por utilizar estos valores en los dimensionamientos, dado que, este documento fue desarrollado con el propósito de brindar la información

necesaria para instalaciones con fines de generación eléctrica, y, los datos presentados se corresponden a promedios anuales a partir de varias mediciones.

La estimación de la producción mensual y anual de energía de los sistemas FV dimensionados, se ha realizado por medio del software PVSyst. Para el análisis económico, se ha empleado varios indicadores financieros para determinar la rentabilidad de los proyectos evaluados, con un valor de 1.70 USD/kWh como costo de referencia para la instalación de sistemas fotovoltaicos, este valor comprende los costos relacionados a la importación y adquisición de módulos solares, inversor, estructuras de soporte, conductores, protecciones y mano de obra nacional. Así mismo, se ha empleado un porcentaje de 12% para la tasa de descuento y se ha considerado los porcentajes de crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica y para los precios de la misma. Finalmente, se ha evaluado económicamente uno de los dimensionamientos tomando en cuenta una adición de un banco de baterías, teniendo en cuenta que este incrementará el nivel de autosuficiencia del usuario, pero implicará mayores gastos al momento del desembolso inicial y durante la vida útil de la instalación.

8. CONCLUSIONES

Por medio del análisis de valores de demanda de potencia de un alimentador de la subestación Obrapía, se ha establecido un perfil de carga típico para el sector residencial de la ciudad de Loja, el cual se compone de curvas diarias de demanda de potencia activa en forma unitaria tomando como valor base a la máxima demanda de potencia que, ocurre a las 19:00 horas del día jueves; complementariamente, la demanda más baja ocurre a las 03:00 horas del día miércoles.

Mediante la evaluación de una base de datos creada a partir de valores mensuales de consumo de energía eléctrica correspondiente a consumidores residenciales (viviendas unifamiliares con un medidor, viviendas con varios medidores, condominios y edificios de departamentos) de la ciudad de Loja, se estableció una mediana de 114 kWh/mes de consumo de energía.

Con base en diferentes fuentes de información y métodos para la obtención de valores de irradiación solar, se determinó que el Atlas Solar (CONELEC, 2008) ofrece los valores con mayor grado de confiabilidad para instalaciones con fines de generación eléctrica; adicionalmente, se obtuvo un valor promedio de irradiación global para la ciudad de Loja de 4 500 Wh/m²/día, lo cual significa que la región presta óptimas condiciones para la instalación de sistemas fotovoltaicos en cuanto al apartado de irradiación solar se refiere.

Mediante el análisis financiero desarrollado para los ocho tipos de usuarios establecidos, se ha obtenido un valor promedio de 0.216 USD/kWh de LCOE y un tiempo promedio de 17 años de recuperación de inversión, además, para todas las evaluaciones los valores de VAN fueron negativos y las TIR presentaron valores menores a la tasa de descuento establecida. En vista de los resultados obtenidos y teniendo en cuenta que el valor promedio actual de la energía eléctrica en Ecuador para los diferentes usuarios residenciales que se ha evaluado es de 0.098 USD/kWh, se concluye que la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red en entornos residenciales es económicamente inviable.

9. RECOMENDACIONES

Promover la realización de un estudio que permita establecer un valor fijo de Operación y Mantenimiento de sistemas fotovoltaicos en Ecuador, de igual manera, instaurar un valor referencial para la instalación de sistemas fotovoltaicos, que relacione los costos que se derivan de la importación, transporte y puesta en marcha de todos los equipos que componen un sistema fotovoltaico y la potencia nominal de la instalación.

Fomentar la implementación de otros tipos de sistemas para el tratamiento comercial de los excedentes de energía eléctrica, con el fin de favorecer la instalación de sistemas fotovoltaicos con altos niveles de producción por parte de los usuarios finales, contribuyendo así con la disminución del uso de combustibles fósiles en la generación de electricidad.

Realizar un estudio de viabilidad técnica y económica para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, destinado a usuarios comerciales e industriales, dadas las condiciones especiales que se presentan en estos grupos de consumo, así mismo, desarrollar un estudio relacionado con la calidad de energía pronosticada en caso de una acogida masiva de sistemas fotovoltaicos.

Facilitar el acceso a bases datos relacionadas con la generación eléctrica, de forma que se conceda un libre acceso a este tipo de información, como lo puede ser: valores de demanda, dinámicas de consumo o datos de irradiación solar tomados en centrales meteorológicas; así mismo, promover la instalación de un mayor número de este tipo de centrales, de forma que, se pueda crear una base de datos más completa y precisa.

Favorecer la generación distribuida por medio de nuevos mecanismos de producción y distribución de la energía eléctrica. Tomando como ejemplo modelos exitosos como el español, en el que se permite una comercialización de terceros y un autoconsumo compartido. O incluso, el mecanismo financiero Power Purchase Agreements (PPA) de Estados Unidos, que permite a un inversor asumir el diseño y financiamiento del sistema fotovoltaico en la propiedad de un cliente, a un bajo costo y cobrando después la energía generada al mismo cliente a un precio predeterminado.

10. BIBLIOGRAFÍA

- Acciona. (n.d.). Energía solar fotovoltaica. Retrieved from <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica/>
- Álvarez, J. C. (2017). *Metodología para la estimación de curva de carga diaria para un circuito de media tensión (13.2 kV) a partir de técnicas inteligentes*. Universidad Nacional de Colombia.
- Antony, F., Dürschner, C., & Remmers, K.-H. (2006). *Fotovoltaica para Profesionales*. España: CENSOLAR.
- ARCONEL. (2017). Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano. Retrieved from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/10/estadistica-reducida.pdf>
- ARCONEL. (2018a). Micro generación fotovoltaica permitirá el autoabastecimiento de energía eléctrica BOLETÍN DE PRENSA Quito D.M., 26 de octubre de 2018. Retrieved from <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/10/Micro-generacion-fotovoltaica-permitira-el-autoabastecimiento-de-energia-electrica.pdf>
- ARCONEL. Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica. RESOLUCIÓN Nro. ARCONEL-003/18 (2018).
- ARCONEL. (2020). *Pliego Tarifario Para las Empresas Eléctricas de Distribución*. Quito. Retrieved from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/resoluciones-pliegos-tarifarios/>
- Ariza, A. (2013). *Métodos Utilizados para el Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica en Sistemas de Distribución*. Universidad Tecnológica de Pereira.
- AutoSolar. (n.d.). Paneles Solares Monocristalinos. Retrieved from <https://autosolar.es/paneles-solares/paneles-solares-monocristalinos>
- Ayala, M. (2018). *Consumos eléctricos de la ciudad de Loja -Ecuador- y la incidencia del parque eólico Villonaco*. Universidad Politécnica de Cataluña. Retrieved from <https://www.tesisred.net/handle/10803/663822>

- Bayas, L., Jaramillo, M., Betancourt, E., & Reinoso, J. P. (2009). La tarifa horaria en el Ecuador como incentivo de eficiencia energética. Retrieved from <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/5519%5Cnhttp://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/5519/1/Luis-Bayas.pdf>
- Bayod, Á. (2009). *Sistemas Fotovoltaicos* (Energías R). Zaragoza: Prensas Universitarias de Zaragoza.
- Beltrán Soto, J. M. (2017). Metodología de diseño para instalaciones solares residenciales en la ciudad de Medellín., 1–90.
- Castro, M. (2011). *Hacia una matriz energética diversificada en Ecuador*. CEDA Centro Ecuatoriano de desarrollo Ambiental. Quito: CEDA. Retrieved from www.ceda.org.ec
- Cepep. (2017). *Indicadores de Rentabilidad* (Vol. V). México. Retrieved from https://www.cepep.gob.mx/work/models/CEPEP/metodologias/boletines/indicadores_rentabilidad.pdf
- Conchado, A., & Linares, P. (2008). Gestión activa de la demanda eléctrica doméstica : beneficios y costes, 1–21.
- CONELEC. (2008). *Atlas solar del Ecuador*. Quito.
- CONELEC. (2013). PME 2013-2022 Vol.2.- Estudio y gestión de la demanda eléctrica.
- CONELEC. (2018). Balance Nacional de Energía. Retrieved from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/balance-nacional/>
- Delta Volt. (2010). Paneles solares, tipos y eficiencias. Retrieved from <https://deltavolt.pe/energia-renovable/energia-solar/paneles-solares>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (Fourth Edi). New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., Hoboken.
- EcoInvetos. (2019). Solarbloc, un nuevo soporte para paneles solares. Retrieved from <https://ecoinventos.com/solarbloc/>
- EERSSA. (2019). No Title. Retrieved from <http://www.eerssa.gob.ec/>

- Egido, M. Á., & Caamaño, E. (n.d.). *La Radiación Solar*. Madrid.
- Enertik. (2019). Blog-Enertik: Energías Solar y Renovables. Retrieved from <https://blog.enertik.com.ar/>
- Espejo, C. (1983). La Energía Solar Fotovoltaica en España. *Universidad de Murcia*, 13–14.
- González, O., Pavas, A., & Sánchez, S. (2017). Cuantificación del ahorro de energía eléctrica en clientes residenciales mediante acciones de gestión de demanda, *16*(2), 217–225.
- Heisig, F., & Mohr, A. (2016). *Costo de abatimiento de nueva energía (LACE) y costo de desarrollo de la energía (LCOE): La nueva forma de determinar la entrada de nuevas tecnologías al sistema*. Pontificia Universidad Católica de Chile. Retrieved from [hрудnick.sitios.ing.uc.cl/alumno16/abatim/Entrega final LCOE LACE.htm](http://hрудnick.sitios.ing.uc.cl/alumno16/abatim/Entrega%20final%20LCOE%20LACE.htm)
- Hernández, O. H. Á., Montaña, T., & Quentin, E. (2014). La radiación solar global en las provincias El Oro , Loja y Zamora Chinchipe , Ecuador . Utilización de datos de reanálisis de la nubosidad diurna ., *14*, 25–33.
- INEC. (2010). Resultados del Censo 2010 de Población y Vivienda. Retrieved from <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/censo-de-poblacion-y-vivienda/>
- Iqbal, M. (1983). *An Introduction to Solar Radiation* (Vol. 1). Toronto: Academic Press.
- Jamasb, T., & Rahmatallah, P. (2013). Distributed Generation , Storage , Demand Response , and Energy Efficiency as Alternatives to Grid Capacity Enhancement. *Energy Policy, Vol 67*.
- Lamaison, R. (2004). *Radiación Solar*. Ciudad de México.
- Levin, R., & Rubin, D. (2010). *Estadística para Administración y Economía* (7ma ed.). México: PEARSON EDUCATION.
- López, E. (2009). *Estudio Técnico-Económico de una Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red de 5kW*. Universidad Carlos III de Madrid.
- Mallo González, C. (n.d.). Predicción de la demanda eléctrica horaria mediante redes neuronales artificiales, 5–28.

- Mendoza, V. (2017, April 18). Los combustibles fósiles y sus consecuencias. Retrieved from <https://www.eltelegrafo.com.ec/noticias/68/1/los-combustibles-fosiles-y-sus-consecuencias>
- Muñoz, J. P., Rojas, M. V., & Barreto, C. R. (2018). Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador. *Ingenius*, *N° 19*, 60–68. Retrieved from <https://retos.ups.edu.ec/index.php/alteridad/issue/current/index.php/retos/issue/view/160/n17/index.php/retos/article/view/17.2019.07/3243/index.php/retos/article/view/17.2019.07/3244/index.php/retos/article/view/17.2019.06/3242/index.php/retos/about/editorialTeam/index.php/retos/article/view/17.2019.10/3197/index.php/retos/issue/view/160/n17/index.php/ingenius/article/view/19.2018.06>
- NREL. (2012). National Solar Radiation Database. Retrieved from <https://nsrdb.nrel.gov/>
- Núñez, T., Víctor, Z., & Cruz, M. (2013). FOTOVOLTAICA- APLICACIÓN EN EL PERÚ, 3, 160–170.
- Ortega, I., & Boada, A. (2013). *Procedimiento técnico para la implementación de microcentrales eléctricas utilizando paneles fotovoltaicos*. Universidad Politécnica Salesiana Quito.
- Pacheco, M. (2019). Aumento de la Demanda de Energía Eléctrica. Retrieved from <https://www.revistalideres.ec/lideres/demanda-energia-electrica-informe-produccion.html>
- Peláez, M., & Espinoza, J. L. (2015). *Energías Renovables en el Ecuador. Universidad de Cuenca* (Vol. 1).
- Perpiñan, O. (2013). *Energía Solar Fotovoltaica*. España.
- Poveda-Burgos, G., Ruiz, K., & González, J. (2017). Desarrollo de Energías Renovables en el Ecuador del siglo XXI, Optimización de Recursos Económicos y Conservación del Medio Ambiente. *Revista Observatorio de La Economía Latinoamericana*, 1–16. Retrieved from <http://www.eumed.net/coursecon/ecolat/ec/2017/energias-renovables-ecuador.html>
- PV Education. (2019). Coeficiente de absorción. Retrieved from <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/dispositivos->

semiconductores/coeficiente-de-absorción

PVsyst. (n.d.). PVsyst Photovoltaic Software. Retrieved from <https://www.pvsyst.com/>

Rodríguez, E., & Lemes, P. (2006). *Análisis económico y de rentabilidad de la producción de energía fotovoltaica conectada a la red eléctrica para la isla de Lanzarote*. Lanzarote.

Salazar, G., & Panchi, B. (2014). Análisis de la Evolución de la Demanda Eléctrica en el Ecuador Considerando el Ingreso de Proyectos de Eficiencia Energética, 33(3).

SENPLADES. (2013). *Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017*. Quito. Retrieved from <http://www.buenvivir.gob.ec/versiones-plan-nacional>

Sick, F. (1996). *Photovoltaics in Buildings*. (F. Sick & T. Erge, Eds.). París: XYZ Publishing Company.

Simbaña, F. (2010). *Evaluación del modelo de mercado eléctrico vigente en el Ecuador a partir de 1999 y planteamiento de un nuevo modelo*. Escuela Politécnica Nacional.

Solano, J. C. (2018). *Energy and economic optimization of PV hybrid systems to supply buildings HVAC demand: battery modeling and control strategies*. Universidad Politécnica de Madrid.

Tobajas, C. (2012). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Murcia: Cano Pina, Ceysa. Retrieved from <http://ebookcentral.proquest.com/lib/inacapsp/detail.action?docID=3226868>

Torres, M. D. (2008). *Energías renovables y eficiencia energética ISLAS CANARIAS ESPAÑA Torres, Mercedes Díaz*. Canarias. <https://doi.org/10.1684/epd.2018.0960>

Vaca, D., & Ordoñez, F. (2019). *Mapa Solar del Ecuador 2019*. Quito.

Velayos, V. (n.d.). Payback o plazo de recuperación. Retrieved from <https://economipedia.com/definiciones/payback.html>

11. ANEXOS

Anexo 1: Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos y resultados para los usuarios evaluados.

Usuario Tipo U1

Módulos Fotovoltaicos			
Modelo	Poly 110 Wp 36	Isc	6.46 A
Tecnología	Policristalino	Imp	5.95 A
Fabricante	Eco Green Energy	Voc	22.58 V
Potencia nominal	110 Wp	Vmpp	18.49 V
N° células	36 en serie	Dimensiones	1 120×670×30 mm
Peso	8.40 kg	Eficiencia	14.66%
Inversor			
Modelo	X1 – 0.7 Mini	Fabricante	SOLAX Power
Eficiencia	99.9% MPPT	96% Euro	97.1% Máx.
Entrada (CC)		Salida (CA)	
Máx. Potencia	840 W	Monofásico 50 - 60 Hz	
Máx. Voltaje	400 V	Tensión de red	220 V
Máx. Corriente	10 A	Potencia nominal	700 VA
Rango Voltaje MPP	50 - 380 V	Máx. Corriente	3.5 A

Parámetros principales del sistema FV			
Generador FV	6 módulos en serie	Potencia nominal	660 Wp
Inclinación	7°	Acimut	0°
Superficie	4.5 m ²	Demanda - Usuario	600 kWh/año
Resultados de la Simulación			
Energía producida	796 kWh/año	Produc. Específico	1 206 kWh/kWp/año
Factor de rendimiento	81.43 %	Ahorro de Energía	100 %

Fuente: Autor

Usuario Tipo U3

Módulos Fotovoltaicos			
Modelo	Poly 110 Wp 36	Isc	6.46 A
Tecnología	Policristalino	Imp	5.95 A
Fabricante	Eco Green Energy	Voc	22.58 V
Potencia nominal	110 Wp	Vmpp	18.49 V
Nº células	36 en serie	Dimensiones	1 120×670×30 mm
Peso	8.40 kg	Eficiencia	14.66%
Inversor			
Modelo	X1 – 1.1 Mini	Fabricante	SOLAX Power
Eficiencia	99.9% MPPT	96% Euro	97.1% Máx.
Entrada (CC)		Salida (CA)	
Máx. Potencia	1 250 W	Monofásico 50 - 60 Hz	
Máx. Voltaje	400 V	Tensión de red	220 V
Máx. Corriente	10 A	Potencia nominal	1 100 VA
Rango Voltaje MPP	50 - 380 V	Máx. Corriente	5.5 A

Parámetros principales del sistema FV			
Generador FV	10 módulos en serie	Potencia nominal	1 100 Wp
Inclinación	7°	Acimut	0°
Superficie	7.5 m ²	Demanda - Usuario	1 800 kWh/año
Resultados de la Simulación			
Energía producida	1 338 kWh/año	Produc. Específico	1 217 kWh/kWp/año
Factor de rendimiento	81.43 %	Ahorro de Energía	75 %

Fuente: Autor

Usuario Tipo U4

Módulos Fotovoltaicos			
Modelo	Poly 255 Wp 36	Isc	8.76 A
Tecnología	Policristalino	Imp	8.29 A
Fabricante	Eco Green Energy	Voc	37.82 V
Potencia nominal	255 Wp	Vmpp	30.77 V
Nº células	60 en serie	Dimensiones	1 640×992×40 mm
Peso	18.8 kg	Eficiencia	15.67%
Inversor			
Modelo	X1 - 1.5 Mini	Fabricante	SOLAX Power
Eficiencia	99.9% MPPT	96% Euro	97.1% Máx.
Entrada (CC)		Salida (CA)	
Máx. Potencia	1 650 W	Monofásico 50 - 60 Hz	
Máx. Voltaje	400 V	Tensión de red	220 V
Máx. Corriente	10 A	Potencia nominal	1 500 W
Rango Voltaje MPP	55 - 380 V	Máx. Corriente	7.5 A

Parámetros principales del sistema FV			
Generador FV	6 módulos en serie	Potencia nominal	1 530 Wp
Inclinación	7°	Acimut	0°
Superficie	9.8 m ²	Demanda - Usuario	2 400 kWh/año
Resultados de la Simulación			
Energía producida	1 830 kWh/año	Produc. Específico	1 196 kWh/kWp/año
Factor de rendimiento	80.45 %	Ahorro de Energía	76 %

Fuente: Autor

Usuario Tipo U5

Módulos Fotovoltaicos			
Modelo	Poly 255 Wp 36	Isc	8.76 A
Tecnología	Policristalino	Imp	8.29 A
Fabricante	Eco Green Energy	Voc	37.82 V
Potencia nominal	255 Wp	Vmpp	30.77 V
Nº células	60 en serie	Dimensiones	1 640×992×40 mm
Peso	18.8 kg	Eficiencia	15.67%
Inversor			
Modelo	X1 – 2.0 Mini	Fabricante	SOLAX Power
Eficiencia	99.9% MPPT	96.5% Euro	97.1% Máx.
Entrada (CC)		Salida (CA)	
Máx. Potencia	2 200 W	Monofásico 50 - 60 Hz	
Máx. Voltaje	400 V	Tensión de red	220 V
Máx. Corriente	10 A	Potencia nominal	2 000 W
Rango Voltaje MPP	55 - 380 V	Máx. Corriente	9.5 A

Parámetros principales del sistema FV			
Generador FV	8 módulos en serie	Potencia nominal	2 040 Wp
Inclinación	7°	Acimut	0°
Superficie	13 m ²	Demanda - Usuario	3 000 kWh/año
Resultados de la Simulación			
Energía producida	2 455 kWh/año	Produc. Específico	1 203 kWh/kWp/año
Factor de rendimiento	80.95 %	Ahorro de Energía	81 %

Fuente: Autor

Usuario Tipo U6

Módulos Fotovoltaicos			
Modelo	Poly 255 Wp 36	Isc	8.76 A
Tecnología	Policristalino	Imp	8.29 A
Fabricante	Eco Green Energy	Voc	37.82 V
Potencia nominal	255 Wp	Vmpp	30.77 V
Nº células	60 en serie	Dimensiones	1 640×992×40 mm
Peso	18.8 kg	Eficiencia	15.67%
Inversor			
Modelo	SMA SB 2500VL	Fabricante	SMA
Eficiencia		96% CEC	97% Máx.
Entrada (CC)		Salida (CA)	
Máx. Potencia	2 500 W	Monofásico 60 Hz	
Máx. Voltaje	750 V	Tensión de red	220 V
Máx. Corriente	15 A	Potencia nominal	2 500 VA
Rango Voltaje MPP	260 - 500 V	Máx. Corriente	10.9 A

Parámetros principales del sistema FV			
Generador FV	9 módulos en serie	Potencia nominal	2 295 Wp
Inclinación	7°	Acimut	0°
Superficie	14.6 m ²	Demanda - Usuario	3 600 kWh/año
Resultados de la Simulación			
Energía producida	2 693 kWh/año	Produc. Específico	1 173 kWh/kWp/año
Factor de rendimiento	78.94 %	Ahorro de Energía	75 %

Fuente: Autor

Usuario Tipo U7

Módulos Fotovoltaicos			
Modelo	Poly 255 Wp 36	Isc	8.76 A
Tecnología	Policristalino	Imp	8.29 A
Fabricante	Eco Green Energy	Voc	37.82 V
Potencia nominal	255 Wp	Vmpp	30.77 V
N° células	60 en serie	Dimensiones	1 640×992×40 mm
Peso	18.8 kg	Eficiencia	15.67%
Inversor			
Modelo	SMA SB 2500VL	Fabricante	SMA
Eficiencia		96% CEC	97% Máx.
Entrada (CC)		Salida (CA)	
Máx. Potencia	2 500 W	Monofásico 60 Hz	
Máx. Voltaje	750 V	Tensión de red	220 V
Máx. Corriente	15 A	Potencia nominal	2 500 VA
Rango Voltaje MPP	260 - 500 V	Máx. Corriente	10.9 A

Parámetros principales del sistema FV			
Generador FV	11 módulos en serie	Potencia nominal	2 805 Wp
Inclinación	7°	Acimut	0°
Superficie	17.9 m ²	Demanda - Usuario	4 200 kWh/año
Resultados de la Simulación			
Energía producida	3 314 kWh/año	Produc. Específico	1 210 kWh/kWp/año
Factor de rendimiento	79.49 %	Ahorro de Energía	79 %

Fuente: Autor

Usuario Tipo U8

Módulos Fotovoltaicos			
Modelo	Poly 110 Wp 36	Isc	6.46 A
Tecnología	Policristalino	Imp	5.95 A
Fabricante	Eco Green Energy	Voc	22.58 V
Potencia nominal	110 Wp	Vmpp	18.49 V
N° células	36 en serie	Dimensiones	1 120×670×30 mm
Peso	8.40 kg	Eficiencia	14.66%
Inversor			
Modelo	SB 3500 JP	Fabricante	SMA
Eficiencia		97% CEC	96% Máx.
Entrada (CC)		Salida (CA)	
Máx. Potencia	3 200 W	Monofásico 50/60 Hz	
Máx. Voltaje	750 V	Tensión de red	220 V
Máx. Corriente	15 A	Potencia nominal	3 000 VA
Rango Voltaje MPP	175 - 500 V	Máx. Corriente	16 A

Parámetros principales del sistema FV			
Generador FV	2 cadenas de 17 módulos en serie	Potencia nominal	3 740 Wp
Inclinación	7°	Acimut	0°
Superficie	25.5 m ²	Demanda - Usuario	6 000 kWh/año
Resultados de la Simulación			
Energía producida	4 585 kWh/año	Produc. Específico	1 210 kWh/kWp/año
Factor de rendimiento	82.47 %	Ahorro de Energía	76 %

Fuente: Autor

Anexo 2: Análisis financieros sistemas fotovoltaicos

Usuario Tipo U1

Año	Degrad.	Energía Producida [kWh]	Consumo de Energía [kWh]	Balace de Energía [kWh]	Costo de la Energía [USD/kWh]	Facturación sin SFVCR [USD]	Facturación con SFVCR [USD]	Ahorro [USD]	O&M [USD]	Flujo de Caja	Flujo Acumulado
0	0.0%	0.00	600.00	600.00	0.091	54.60	0.00	0.00	0	-1122.00	
1	0.8%	789.63	612.00	-177.63	0.092	56.25	-16.33	72.58	11.22	61.36	-1060.64
2	1.6%	783.26	624.24	-159.02	0.093	57.95	-14.76	72.71	11.33	61.38	-999.27
3	2.4%	776.90	636.72	-140.17	0.094	59.70	-13.14	72.84	11.45	61.39	-937.87
4	3.2%	770.53	649.46	-121.07	0.095	61.50	-11.46	72.97	11.56	61.41	-876.47
5	4.0%	764.16	662.45	-101.71	0.096	63.36	-9.73	73.09	11.68	61.41	-815.06
6	4.8%	757.79	675.70	-82.09	0.097	65.27	-7.93	73.20	11.79	61.41	-753.65
7	5.6%	751.42	689.21	-62.21	0.098	67.24	-6.07	73.31	11.91	61.40	-692.25
8	6.4%	745.06	703.00	-42.06	0.099	69.27	-4.14	73.42	12.03	61.39	-630.86
9	7.2%	738.69	717.06	-21.63	0.100	71.37	-2.15	73.52	12.15	61.37	-569.49
10	8.0%	732.32	731.40	-0.92	0.101	73.52	-0.09	73.61	12.27	61.34	-508.15
11	8.8%	725.95	746.02	20.07	0.102	75.74	2.04	73.70	12.39	61.31	-446.84
12	9.6%	719.58	760.95	41.36	0.103	78.03	4.24	73.79	12.52	61.27	-385.57
13	10.4%	713.22	776.16	62.95	0.104	80.38	6.52	73.87	12.64	61.22	-324.35
14	11.2%	706.85	791.69	84.84	0.105	82.81	8.87	73.94	12.77	61.17	-263.18
15	12.0%	700.48	807.52	107.04	0.106	85.31	11.31	74.00	12.90	61.11	-202.07
16	12.8%	694.11	823.67	129.56	0.107	87.89	13.82	74.06	13.03	61.04	-141.03
17	13.6%	687.74	840.14	152.40	0.108	90.54	16.42	74.12	13.16	60.96	-80.07
18	14.4%	681.38	856.95	175.57	0.109	93.28	19.11	74.17	13.29	60.88	-19.19
19	15.2%	675.01	874.09	199.08	0.110	96.10	21.89	74.21	13.42	60.79	41.60
20	16.0%	668.64	891.57	222.93	0.111	99.00	24.75	74.24	13.55	60.69	102.29

Fuente: Autor

Usuario Tipo U3

Año	Degrad.	Energía Producida [kWh]	Consumo de Energía [kWh]	Balace de Energía [kWh]	Costo de la Energía [USD/kWh]	Facturación sin SFVCR [USD]	Facturación con SFVCR [USD]	Ahorro [USD]	O&M [USD]	Flujo de Caja	Flujo Acumulado
0	0.0%	0.00	1800.00	1800.00	0.095	171.00	0.00	0.00	0	-1870.00	
1	0.8%	1327.30	1836.00	508.70	0.096	176.16	48.81	127.35	18.70	108.65	-1761.35
2	1.6%	1316.59	1872.72	556.13	0.097	181.48	53.89	127.59	18.89	108.70	-1652.64
3	2.4%	1305.89	1910.17	604.29	0.098	186.97	59.15	127.82	19.08	108.74	-1543.90
4	3.2%	1295.18	1948.38	653.19	0.099	192.61	64.57	128.04	19.27	108.77	-1435.13
5	4.0%	1284.48	1987.35	702.87	0.100	198.43	70.18	128.25	19.46	108.79	-1326.34
6	4.8%	1273.78	2027.09	753.32	0.101	204.42	75.97	128.45	19.65	108.80	-1217.54
7	5.6%	1263.07	2067.63	804.56	0.102	210.59	81.95	128.65	19.85	108.80	-1108.74
8	6.4%	1252.37	2108.99	856.62	0.103	216.95	88.12	128.83	20.05	108.78	-999.96
9	7.2%	1241.66	2151.17	909.50	0.104	223.51	94.50	129.01	20.25	108.76	-891.20
10	8.0%	1230.96	2194.19	963.23	0.105	230.26	101.08	129.18	20.45	108.72	-782.47
11	8.8%	1220.26	2238.07	1017.82	0.106	237.21	107.88	129.33	20.66	108.68	-673.80
12	9.6%	1209.55	2282.84	1073.28	0.107	244.37	114.89	129.48	20.86	108.62	-565.18
13	10.4%	1198.85	2328.49	1129.64	0.108	251.75	122.14	129.62	21.07	108.55	-456.63
14	11.2%	1188.14	2375.06	1186.92	0.109	259.36	129.61	129.75	21.28	108.46	-348.17
15	12.0%	1177.44	2422.56	1245.12	0.110	267.19	137.33	129.86	21.50	108.37	-239.80
16	12.8%	1166.74	2471.01	1304.28	0.111	275.26	145.29	129.97	21.71	108.26	-131.54
17	13.6%	1156.03	2520.43	1364.40	0.113	283.57	153.51	130.06	21.93	108.14	-23.41
18	14.4%	1145.33	2570.84	1425.52	0.114	292.14	161.99	130.15	22.15	108.00	84.59
19	15.2%	1134.62	2622.26	1487.64	0.115	300.96	170.74	130.22	22.37	107.85	192.45
20	16.0%	1123.92	2674.71	1550.79	0.116	310.05	179.76	130.28	22.59	107.69	300.14

Fuente: Autor

Usuario Tipo U4

Año	Degrad.	Energía Producida [kWh]	Consumo de Energía [kWh]	Balace de Energía [kWh]	Costo de la Energía [USD/kWh]	Facturación sin SFVCR [USD]	Facturación con SFVCR [USD]	Ahorro [USD]	O&M [USD]	Flujo de Caja	Flujo Acumulado
0	0.0%	0.00	2400.00	2400.00	0.097	232.80	0.00	0.00	0	-2601.00	
1	0.8%	1815.36	2448.00	632.64	0.098	239.83	61.98	177.85	26.01	151.84	-2449.16
2	1.6%	1800.72	2496.96	696.24	0.099	247.07	68.89	178.18	26.27	151.91	-2297.25
3	2.4%	1786.08	2546.90	760.82	0.100	254.54	76.04	178.50	26.53	151.97	-2145.28
4	3.2%	1771.44	2597.84	826.40	0.101	262.22	83.42	178.81	26.80	152.01	-1993.27
5	4.0%	1756.80	2649.79	892.99	0.102	270.14	91.04	179.10	27.07	152.04	-1841.24
6	4.8%	1742.16	2702.79	960.63	0.103	278.30	98.91	179.39	27.34	152.05	-1689.19
7	5.6%	1727.52	2756.85	1029.33	0.104	286.70	107.05	179.66	27.61	152.05	-1537.14
8	6.4%	1712.88	2811.98	1099.10	0.105	295.36	115.45	179.92	27.89	152.03	-1385.11
9	7.2%	1698.24	2868.22	1169.98	0.106	304.28	124.12	180.16	28.17	152.00	-1233.11
10	8.0%	1683.60	2925.59	1241.99	0.107	313.47	133.08	180.39	28.45	151.95	-1081.17
11	8.8%	1668.96	2984.10	1315.14	0.108	322.94	142.32	180.61	28.73	151.88	-929.28
12	9.6%	1654.32	3043.78	1389.46	0.109	332.69	151.87	180.82	29.02	151.80	-777.48
13	10.4%	1639.68	3104.66	1464.98	0.110	342.74	161.73	181.01	29.31	151.70	-625.78
14	11.2%	1625.04	3166.75	1541.71	0.111	353.09	171.90	181.19	29.60	151.59	-474.19
15	12.0%	1610.40	3230.08	1619.68	0.113	363.75	182.40	181.35	29.90	151.46	-322.73
16	12.8%	1595.76	3294.69	1698.93	0.114	374.74	193.24	181.50	30.20	151.31	-171.43
17	13.6%	1581.12	3360.58	1779.46	0.115	386.06	204.42	181.64	30.50	151.14	-20.29
18	14.4%	1566.48	3427.79	1861.31	0.116	397.71	215.96	181.75	30.80	150.95	130.66
19	15.2%	1551.84	3496.35	1944.51	0.117	409.72	227.87	181.85	31.11	150.74	281.40
20	16.0%	1537.20	3566.27	2029.07	0.118	422.10	240.16	181.94	31.42	150.52	431.92

Fuente: Autor

Usuario Tipo U5

Año	Degrad.	Energía Producida [kWh]	Consumo de Energía [kWh]	Balace de Energía [kWh]	Costo de la Energía [USD/kWh]	Facturación sin SFVCR [USD]	Facturación con SFVCR [USD]	Ahorro [USD]	O&M [USD]	Flujo de Caja	Flujo Acumulado
0	0.0%	0.00	3000.00	3000.00	0.099	297.00	0.00	0.00	0	-3468.00	
1	0.8%	2435.36	3060.00	624.64	0.100	305.97	62.46	243.51	34.68	208.83	-3259.17
2	1.6%	2415.72	3121.20	705.48	0.101	315.21	71.25	243.96	35.03	208.94	-3050.23
3	2.4%	2396.08	3183.62	787.54	0.102	324.73	80.33	244.40	35.38	209.02	-2841.21
4	3.2%	2376.44	3247.30	870.86	0.103	334.54	89.72	244.82	35.73	209.09	-2632.12
5	4.0%	2356.80	3312.24	955.44	0.104	344.64	99.41	245.23	36.09	209.14	-2422.98
6	4.8%	2337.16	3378.49	1041.33	0.105	355.05	109.43	245.61	36.45	209.16	-2213.82
7	5.6%	2317.52	3446.06	1128.54	0.106	365.77	119.78	245.98	36.81	209.17	-2004.65
8	6.4%	2297.88	3514.98	1217.10	0.107	376.82	130.48	246.34	37.18	209.16	-1795.49
9	7.2%	2278.24	3585.28	1307.04	0.108	388.20	141.52	246.68	37.55	209.12	-1586.37
10	8.0%	2258.60	3656.98	1398.38	0.109	399.92	152.92	247.00	37.93	209.07	-1377.30
11	8.8%	2238.96	3730.12	1491.16	0.110	412.00	164.70	247.30	38.31	208.99	-1168.31
12	9.6%	2219.32	3804.73	1585.41	0.112	424.44	176.86	247.58	38.69	208.89	-959.43
13	10.4%	2199.68	3880.82	1681.14	0.113	437.26	189.42	247.84	39.08	208.76	-750.66
14	11.2%	2180.04	3958.44	1778.40	0.114	450.46	202.38	248.08	39.47	208.62	-542.05
15	12.0%	2160.40	4037.61	1877.21	0.115	464.07	215.76	248.31	39.86	208.44	-333.61
16	12.8%	2140.76	4118.36	1977.60	0.116	478.08	229.57	248.51	40.26	208.25	-125.36
17	13.6%	2121.12	4200.72	2079.60	0.117	492.52	243.83	248.69	40.67	208.03	82.67
18	14.4%	2101.48	4284.74	2183.26	0.118	507.39	258.54	248.85	41.07	207.78	290.45
19	15.2%	2081.84	4370.43	2288.59	0.120	522.72	273.72	248.99	41.48	207.51	497.96
20	16.0%	2062.20	4457.84	2395.64	0.121	538.50	289.39	249.11	41.90	207.21	705.18

Fuente: Autor

Usuario Tipo U6

Año	Degrad.	Energía Producida [kWh]	Consumo de Energía [kWh]	Balace de Energía [kWh]	Costo de la Energía [USD/kWh]	Facturación sin SFVCR [USD]	Facturación con SFVCR [USD]	Ahorro [USD]	O&M [USD]	Flujo de Caja	Flujo Acumulado
0	0.0%	0.00	3600.00	3600.00	0.101	363.60	0.00	0.00	0	-3901.50	
1	0.8%	2671.46	3672.00	1000.54	0.102	374.58	102.07	272.52	39.02	233.50	-3668.00
2	1.6%	2649.91	3745.44	1095.53	0.103	385.89	112.87	273.02	39.41	233.62	-3434.38
3	2.4%	2628.37	3820.35	1191.98	0.104	397.55	124.04	273.51	39.80	233.71	-3200.67
4	3.2%	2606.82	3896.76	1289.93	0.105	409.55	135.57	273.98	40.20	233.78	-2966.89
5	4.0%	2585.28	3974.69	1389.41	0.106	421.92	147.49	274.43	40.60	233.83	-2733.06
6	4.8%	2563.74	4054.18	1490.45	0.107	434.66	159.80	274.87	41.01	233.86	-2499.20
7	5.6%	2542.19	4135.27	1593.08	0.108	447.79	172.51	275.28	41.42	233.87	-2265.33
8	6.4%	2520.65	4217.97	1697.33	0.109	461.31	185.63	275.68	41.83	233.85	-2031.48
9	7.2%	2499.10	4302.33	1803.23	0.110	475.25	199.19	276.06	42.25	233.81	-1797.67
10	8.0%	2477.56	4388.38	1910.82	0.112	489.60	213.18	276.41	42.67	233.74	-1563.93
11	8.8%	2456.02	4476.15	2020.13	0.113	504.38	227.63	276.75	43.10	233.65	-1330.27
12	9.6%	2434.47	4565.67	2131.20	0.114	519.62	242.55	277.07	43.53	233.54	-1096.73
13	10.4%	2412.93	4656.98	2244.06	0.115	535.31	257.95	277.36	43.96	233.40	-863.34
14	11.2%	2391.38	4750.12	2358.74	0.116	551.47	273.84	277.63	44.40	233.23	-630.11
15	12.0%	2369.84	4845.13	2475.29	0.117	568.13	290.25	277.88	44.85	233.04	-397.07
16	12.8%	2348.30	4942.03	2593.73	0.118	585.29	307.18	278.11	45.30	232.81	-164.26
17	13.6%	2326.75	5040.87	2714.12	0.120	602.96	324.65	278.31	45.75	232.57	68.31
18	14.4%	2305.21	5141.69	2836.48	0.121	621.17	342.68	278.49	46.21	232.29	300.60
19	15.2%	2283.66	5244.52	2960.86	0.122	639.93	361.28	278.65	46.67	231.98	532.58
20	16.0%	2262.12	5349.41	3087.29	0.123	659.26	380.48	278.78	47.13	231.65	764.23

Fuente: Autor

Usuario Tipo U7

Año	Degrad.	Energía Producida [kWh]	Consumo de Energía [kWh]	Balace de Energía [kWh]	Costo de la Energía [USD/kWh]	Facturación sin SFVCR [USD]	Facturación con SFVCR [USD]	Ahorro [USD]	O&M [USD]	Flujo de Caja	Flujo Acumulado
0	0.0%	0.00	4200.00	4200.00	0.103	432.60	0.00	0.00	0	-4768.50	
1	0.8%	3287.49	4284.00	996.51	0.104	445.66	103.67	342.00	47.69	294.31	-4474.19
2	1.6%	3260.98	4369.68	1108.70	0.105	459.12	116.49	342.63	48.16	294.47	-4179.72
3	2.4%	3234.46	4457.07	1222.61	0.106	472.99	129.74	343.24	48.64	294.60	-3885.12
4	3.2%	3207.95	4546.22	1338.26	0.107	487.27	143.44	343.84	49.13	294.71	-3590.41
5	4.0%	3181.44	4637.14	1455.70	0.108	501.99	157.59	344.40	49.62	294.78	-3295.63
6	4.8%	3154.93	4729.88	1574.95	0.109	517.15	172.20	344.95	50.12	294.83	-3000.80
7	5.6%	3128.42	4824.48	1696.06	0.110	532.77	187.30	345.47	50.62	294.85	-2705.94
8	6.4%	3101.90	4920.97	1819.07	0.112	548.86	202.89	345.97	51.12	294.84	-2411.10
9	7.2%	3075.39	5019.39	1944.00	0.113	565.43	218.99	346.44	51.64	294.81	-2116.30
10	8.0%	3048.88	5119.78	2070.90	0.114	582.51	235.62	346.89	52.15	294.74	-1821.56
11	8.8%	3022.37	5222.17	2199.80	0.115	600.10	252.79	347.31	52.67	294.64	-1526.92
12	9.6%	2995.86	5326.62	2330.76	0.116	618.22	270.51	347.71	53.20	294.51	-1232.41
13	10.4%	2969.34	5433.15	2463.80	0.117	636.89	288.82	348.08	53.73	294.34	-938.07
14	11.2%	2942.83	5541.81	2598.98	0.118	656.13	307.71	348.42	54.27	294.15	-643.92
15	12.0%	2916.32	5652.65	2736.33	0.120	675.94	327.21	348.73	54.81	293.92	-350.00
16	12.8%	2889.81	5765.70	2875.89	0.121	696.36	347.34	349.02	55.36	293.66	-56.34
17	13.6%	2863.30	5881.01	3017.72	0.122	717.39	368.11	349.27	55.91	293.36	237.02
18	14.4%	2836.78	5998.63	3161.85	0.123	739.05	389.55	349.50	56.47	293.03	530.05
19	15.2%	2810.27	6118.61	3308.33	0.124	761.37	411.67	349.70	57.04	292.66	822.70
20	16.0%	2783.76	6240.98	3457.22	0.126	784.36	434.50	349.86	57.61	292.25	1114.96

Fuente: Autor

Usuario Tipo U8

Año	Degrad.	Energía Producida [kWh]	Consumo de Energía [kWh]	Balance de Energía [kWh]	Costo de la Energía [USD/kWh]	Facturación sin SFVCR [USD]	Facturación con SFVCR [USD]	Ahorro [USD]	O&M [USD]	Flujo de Caja	Flujo Acumulado
0	0.0%	0.00	6000.00	6000.00	0.105	630.00	0.00	0.00	0	-6358.00	
1	0.8%	4548.32	6120.00	1571.68	0.106	649.03	166.68	482.35	63.58	418.77	-5939.23
2	1.6%	4511.64	6242.40	1730.76	0.107	668.63	185.38	483.24	64.22	419.03	-5520.20
3	2.4%	4474.96	6367.25	1892.29	0.108	688.82	204.71	484.11	64.86	419.25	-5100.95
4	3.2%	4438.28	6494.59	2056.31	0.109	709.62	224.68	484.94	65.51	419.44	-4681.52
5	4.0%	4401.60	6624.48	2222.88	0.110	731.05	245.31	485.74	66.16	419.58	-4261.94
6	4.8%	4364.92	6756.97	2392.05	0.111	753.13	266.62	486.51	66.82	419.69	-3842.25
7	5.6%	4328.24	6892.11	2563.87	0.113	775.87	288.63	487.25	67.49	419.76	-3422.49
8	6.4%	4291.56	7029.96	2738.40	0.114	799.31	311.36	487.95	68.17	419.78	-3002.71
9	7.2%	4254.88	7170.56	2915.68	0.115	823.44	334.83	488.62	68.85	419.77	-2582.94
10	8.0%	4218.20	7313.97	3095.77	0.116	848.31	359.06	489.25	69.54	419.71	-2163.22
11	8.8%	4181.52	7460.25	3278.73	0.117	873.93	384.09	489.84	70.23	419.61	-1743.61
12	9.6%	4144.84	7609.45	3464.61	0.118	900.32	409.92	490.40	70.93	419.47	-1324.14
13	10.4%	4108.16	7761.64	3653.48	0.119	927.51	436.59	490.92	71.64	419.28	-904.86
14	11.2%	4071.48	7916.87	3845.39	0.121	955.53	464.12	491.41	72.36	419.05	-485.81
15	12.0%	4034.80	8075.21	4040.41	0.122	984.38	492.53	491.85	73.08	418.77	-67.05
16	12.8%	3998.12	8236.71	4238.59	0.123	1014.11	521.86	492.25	73.81	418.44	351.39
17	13.6%	3961.44	8401.45	4440.01	0.124	1044.74	552.12	492.61	74.55	418.06	769.45
18	14.4%	3924.76	8569.48	4644.72	0.126	1076.29	583.36	492.93	75.30	417.63	1187.08
19	15.2%	3888.08	8740.87	4852.79	0.127	1108.79	615.58	493.21	76.05	417.16	1604.24
20	16.0%	3851.40	8915.68	5064.28	0.128	1142.28	648.84	493.44	76.81	416.63	2020.87

Fuente: Autor

Anexo 3: Tablas de datos de consumos finales de energía eléctrica

VIVIENDAS CON UN MEDIDOR													
No. Medidor	Propietario y Dirección	Consumo [kWh]											
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1238002	Byron Fabián Pasaca - <i>Pablo Palacios y Lincoln</i>	097	099	103	092	098	097	082	099	104	100	084	094
1218599	Luis Alfredo Matailo - <i>Eugenio Espejo</i>	132	281	105	113	185	203	170	126	126	117	109	440
220578	Olga Lidia Brito - <i>Santiago de Veraguas y La Palma</i>	134	142	164	114	149	142	124	127	167	180	168	132
207907	Rosa Ibelia Velez - <i>Obrapia</i>	049	058	106	055	077	074	059	146	029	071	066	057
122616	Mariana Espinoza Narváez - <i>Diamantina</i>	111	168	152	133	145	154	118	104	123	136	127	159
1296096	Franco Estuardo Soto - <i>Cbo. Alfredo Angulo y Cbo. Wilson Cueva</i>	096	096	091	071	089	090	074	316	143	412	114	119
1000357234	Wilmer Estalin Pinta - <i>Belén</i>	075	097	087	075	096	086	085	080	086	095	089	091
1000357236	Segundo Manuel Puchaicela - <i>La Habana y Maturin</i>	081	119	117	103	121	120	124	091	109	112	095	102
1000376310	Ena Regina Soria - <i>Lauro Guerrero 12-56 y Mercadillo</i>	057	074	078	077	081	073	056	044	034	008	046	068
1000362561	Víctor Hugo Samaniego - <i>Juan José Peña 14-22 y Catacocha</i>	141	197	154	176	182	149	133	257	323	213	159	142

214422	Marco Antonio Placencia - <i>24 de Mayo 13-05 y Lourdes Esquina</i>	140	164	144	130	159	138	131	124	140	136	144	140
1000424764	Luis Vicente Cuenca - <i>24 de Mayo 213-15 y Lourdes</i>	170	197	174	161	193	156	161	143	156	162	098	170
1000428935	Miguel Francisco Jiménez - <i>Catacocha 10-39 y Juan José Peña</i>	179	153	187	156	195	153	155	180	192	186	187	179
1000395222	Norman Manuel Bravo - <i>Catacocha 10-23 y 24 de Mayo</i>	183	205	184	194	196	135	131	186	190	162	209	184
1000412695	Tania Lorena Carrión - <i>24 de Mayo 13-23 y Catacocha</i>	068	104	086	077	084	090	083	096	089	087	078	068
1000373016	Julio César Sánchez - <i>24 de Mayo 13-16 y Leopoldo Palacios</i>	090	086	095	081	104	088	090	093	095	091	090	090
1000397345	Melida Marieta González - <i>Macará 10-04 y Miguel Riofrío</i>	140	153	129	137	172	144	166	169	150	151	125	139
1000412568	Manuel Antonio Acosta - <i>24 de Mayo 13-26 y Lourdes</i>	102	084	093	078	093	082	075	099	095	095	107	103
1216109	José Euclides Coronel - <i>Azuay 09-27, 24 de Mayo y Macará</i>	154	231	194	160	191	177	197	168	185	179	172	170
1000362574	Antonio Galán Cueva - <i>Macará 12-47 y Mercadillo</i>	168	048	090	068	083	073	062	127	166	143	161	169
1000412786	Consuelo Maldonado Valdivieso - <i>Simón Bolívar 10-69 y Azuay</i>	110	138	109	088	102	090	090	110	111	106	109	124

1000412788	Gustavo Alonso Guaricela - <i>Emiliano Ortega 08-75 y 10 de Agosto</i>	167	170	130	100	142	131	122	116	120	134	114	122
1000426440	Hernán Ramiro Rivera - <i>Belén Av. Isidro Ayora</i>	086	102	114	115	124	107	092	097	097	104	107	117
1273538	Manuel Asturgio Arteaga - <i>Maximiliano Rodríguez 12-98</i>	023	031	025	022	035	034	030	024	026	024	025	022
1000391025	Rosa Margarita Solano - <i>Catacocha 10-17 y 24 de Mayo</i>	222	186	224	180	220	196	183	226	188	215	232	222
1000417740	Patricio Iván Cueva - <i>Macará entre Azuay y Mercadillo</i>	166	222	084	022	024	248	018	323	124	131	020	162
1218403	Víctor Hugo González - <i>Macará 11-49 y Azuay</i>	038	052	051	062	090	089	084	094	043	059	009	038
237500	Segundo Leopoldo León - <i>Pío Jaramillo Alvarado y la Condamine</i>	133	196	199	174	209	174	193	145	171	183	166	133
237499	Nardela Noemi Aguirre - <i>Pío Jaramillo Alvarado y la Condamine</i>	133	190	173	125	162	133	144	162	161	182	165	157
22496	Mario Fabián Benavides - <i>Pío Jaramillo Alvarado y L. Reanult</i>	016	215	204	158	199	169	160	180	180	203	174	193
205419	Franco Alberto Libiapoma - <i>Pío Jaramillo Alvarado y La Condamine</i>	052	082	087	062	073	074	062	037	073	078	070	067
1216859	Edwin William Salcedo - <i>Pío Jaramillo y La Condamine</i>	070	115	091	078	099	082	090	092	072	092	083	085

1216867	Edyta del Rocío Castillo - <i>Pío Jaramillo Alvarado y Reanult</i>	165	218	220	139	195	191	165	196	166	182	165	212
1270130	Roy Yogi Poma - <i>Alexander Von Humbolt y Faraday</i>	103	147	129	090	124	103	118	127	122	113	102	103
237735	Angelita Romelia Guayllas - <i>Teodoro Wolf y Faraday</i>	188	268	260	190	209	204	229	196	200	193	175	145
237734	Nelson Jimenez Ocampo - <i>Teodoro Wolf y Faraday</i>	126	130	159	124	123	103	145	110	128	150	104	163
1261667	Gilber Hernán Montalván - <i>Von Humbolt y Renault</i>	157	100	118	108	138	125	124	135	131	127	115	130
1259869	Wilmar Adalberto Casierra - <i>Von Humbolt y Faraday</i>	108	147	136	104	140	114	111	116	113	122	111	122
1000405494	Gloria Marina Ordoñez - <i>Von Humbolt y Renault</i>	064	083	076	063	080	077	072	066	078	077	069	102
1251849	Alejandro Stalin Hurtado - <i>San Isidro</i>	110	145	139	103	128	108	117	126	148	156	141	111
231617	Ángel Benigno Pucha - <i>Von Humbolt y Faraday</i>	073	042	044	035	050	033	034	092	110	101	092	100
1260605	Mauricio Patricio Artieda - <i>Von Humbolt y Faraday</i>	079	074	067	062	086	080	065	095	094	046	041	129
201454	Daniel Gregorio Cuenca - <i>Faraday y Von Humbolt</i>	198	251	222	184	234	194	199	193	201	185	168	192

200676	José Germán Tapia - Humbolt y Faraday	175	237	237	155	177	196	275	189	215	194	176	196
237502	Magdalena Ramírez Paz - <i>Faraday y Pío Jaramillo</i>	099	114	131	108	132	109	111	094	067	086	078	135
1299363	Víctor Guillermo Sagbay - <i>Pío Jaramillo y Francisco de Caldas</i>	143	127	144	119	161	129	123	153	209	169	153	150
237494	Rafael Enrique Gonzalez - <i>Pío Jaramillo y Faraday</i>	150	127	193	160	130	161	206	192	163	183	166	214
237496	Mercedez Noemi Peralta - <i>Francisco de Caldas y Pío Jaramillo</i>	090	115	120	089	118	099	104	125	150	131	119	102
237495	Luis Fabián Maldonado - <i>Francisco de Caldas y Von Humbolt</i>	083	115	105	087	103	086	091	101	115	110	099	086
27029	Petrona María Peralta - <i>Von Humbolt y Francisco de Caldas</i>	124	127	123	078	107	083	088	096	102	098	089	109
201685	Vanner Fabián Peña - <i>Von Humbolt y Francisco de Caldas</i>	222	202	260	195	223	206	197	256	237	255	231	231
1295243	Luis Alfredo Herrera - <i>Von Humbolt y Faraday</i>	085	118	091	070	097	091	092	111	098	111	100	095
237592	Manuel Ignacio Aguirre - <i>Albert Einstein y Teodoro Wolf</i>	191	269	280	188	212	202	210	196	244	230	209	168
1209889	Gloria Eugenia Roa - <i>Teodoro Wolf y Albert Einstein</i>	159	194	213	135	154	157	159	227	255	199	180	154

237590	Rosa Albina Correa - <i>Teodoro Wolf y Francisco de Caldas</i>	094	110	100	082	104	091	087	092	092	103	093	134
1295797	Juventino Rivera Galvez - <i>Teodoro Wolf y Francisco de Caldas</i>	133	172	166	151	160	136	155	168	156	185	168	122
1295790	Rosa Amada SanMartín - <i>Teodoro Wolf y Galileo Galilei</i>	066	157	152	036	084	102	096	065	121	093	084	039
1000421771	Alicia del Cisne Perez - <i>Teodoro Wolf y Thomas Edison</i>	135	207	183	206	201	170	178	166	179	175	159	155
1228021	José Marcelo Mazón - <i>Teodoro Wolf y Thomas Edison</i>	135	146	129	119	190	174	158	125	130	135	122	134
1228019	María Magdalena Olmedo - <i>Teodoro Wolf y Thomas Edison</i>	108	140	124	183	161	134	140	129	118	133	120	126
1214354	Horacio Raimundo Torres - <i>Teodoro Wolf y Galileo Galilei</i>	121	167	147	084	158	131	133	150	142	145	131	136
1216382	Silvio Gustavo Cueva - <i>Alexander Von Humbolt</i>	089	124	109	077	104	096	101	111	121	123	111	094
1000365927	Rosa Benigna Salinas - <i>Teodoro Wolf</i>	017	024	021	020	023	020	025	061	062	053	048	056
1228017	Miguel Ángel Samaniego - <i>Von Humbolt y Teodoro Wolf</i>	172	218	193	193	258	207	240	123	123	134	121	035
226514	Juan Carlos Ávila - <i>Teodoro Wolf 32-40 y Thomas Edison</i>	012	014	039	075	029	038	045	218	197	146	132	182

207436	Max Fernando Loaiza - <i>Teodoro Wolf y Thomas Edison</i>	107	105	093	098	115	100	102	127	114	120	109	107
1248463	Wilson Paúl Torres - <i>Theodoro Wolf y Thomas Edison</i>	139	216	191	092	189	143	131	173	159	163	148	151
1000417740	Patricio Iván Cueva - <i>Macará entre Azuay y Mercadillo</i>	162	222	084	022	024	248	018	323	124	131	020	162
1229603	Jorge Ramiro Galvez - <i>Albert Einstein y Von Humbolt</i>	075	064	062	046	055	085	086	084	085	071	064	102
1217214	Carlos Aurelio Macas - <i>Bolívar Bailón 15-45 y Av. Cuxibamba</i>	135	195	224	152	170	174	161	232	190	167	179	180
139138	Celia Benitez Cajamarca - <i>Domingo de Agurto y Bolívar Bailón</i>	084	115	151	118	146	133	109	112	110	126	144	128
1204892	Eleuterio Pineda Quezada - <i>Francisco Costa M/Jorge Bailón</i>	055	091	056	033	108	110	103	084	049	069	068	069
148398	Jorge Alfredo Campoverde - <i>Eduardo Mora Moreno</i>	155	269	243	165	218	208	221	173	186	176	183	190
1247710	Rosa Elena Cabrera - <i>Eduardo Mora y Bolívar Bailón</i>	108	158	151	114	140	138	136	137	144	137	147	133
1247720	José María Peña - <i>El Retorno Buganvillas y G. de Mainas</i>	074	109	140	086	101	102	095	009	009	009	041	090
1247708	Karla Brigitte Cartuche - <i>Eduardo Mora y Bolívar Bailón</i>	185	222	192	148	165	175	149	168	180	200	234	216

1232422	Jenny Marlene Guayguacundo - <i>Eduardo Mora y Bolívar Bailón</i>	081	096	095	072	093	085	086	085	083	091	097	088
23845	Mercy Vilma Hurtado - <i>Eduardo Mora 06-86 e Ibarra</i>	069	106	094	076	097	092	087	089	101	086	090	094
155351	Martha Patricia Orellana - <i>Manuel Vivanco 03-15 y Bolívar Bailón</i>	111	179	157	118	141	141	139	148	147	144	136	138
1222351	Fredy Leonardo Gozalez - <i>Eduardo Mora e Ibarra</i>	087	145	134	161	080	119	107	205	225	206	226	221
231355	Rolando Francisco Bravo Tamayo - <i>Eduardo Mora 04-42 y D. de Agurto</i>	130	194	157	137	151	149	132	153	197	165	155	151
29358	César Augusto Rojas - <i>Eduardo Mora y José Miguel Mora</i>	102	147	139	119	123	128	164	122	066	138	156	146
1253693	Libia María Marquez - <i>Eduardo Mora e Ibarra</i>	065	075	082	063	068	069	071	079	087	092	104	088
198026	Fredy Leonardo Gonzalez - <i>Eduardo Mora e Ibarra</i>	087	145	134	161	080	119	107	103	162	171	134	123
190031	Marlon Patricio Escudero - <i>Eduardo Mora y Eduardo Unda</i>	145	179	167	136	161	171	168	164	147	161	171	178
199779	Juan Francisco Jirón - <i>Eduardo Unda y Eduardo Mora</i>	096	123	124	110	130	124	108	111	108	131	123	115
1000022552	Oscar Leonardo Ruíz - <i>Albert Einstein y Von Humbolt</i>	212	219	292	194	267	208	195	192	165	305	277	141

193012	Yuri Luis Loaiza - <i>Eduardo Mora y Eduardo Unda</i>	115	160	165	120	149	142	156	154	125	143	147	132
26832	Karina Ximena Pineda - <i>Eduardo Mora y José Miguel Mora</i>	084	121	110	093	112	109	102	111	116	109	110	103
1226149	Raúl Vicente Zárate - <i>Manuel Valverde 04-81 y Manuel Vivanco</i>	060	101	085	073	073	057	081	082	077	072	080	069
1000430256	Olga Granda Jimenez - <i>Catacocha 10-70 y 24 de Mayo</i>	060	071	068	056	068	060	064	065	074	062	069	066
193017	Manuel Enrique Velasquez - <i>Manuel Valverde 04-81 y Manuel Vivanco</i>	114	167	177	128	150	120	104	113	146	099	098	091
194812	Richard Stalin Gonzalez - <i>Jorge H. Rengel y Eduardo Unda</i>	155	207	190	155	196	163	159	185	197	185	185	175
25316	Jorge Vicente Enriquez - <i>Celica 156-02 Simón Bolívar</i>	146	217	166	112	138	137	181	153	132	182	165	178
VIVIENDAS CON MÁS DE UN MEDIDOR													
No. Medidor	Propietario y Dirección	Consumo [kWh]											
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1000408718	Pablo Ramiro Armijos - <i>Mercadillo 12-24 y Olmedo</i>	053	085	073	083	082	071	065	083	088	078	058	053
1000408717		075	060	065	060	081	066	067	073	061	064	071	076
1000393625	Luz Victoria Ordoñez - <i>Mercadillo 12-10 y Olmedo</i>	183	167	184	173	200	185	171	177	185	194	188	184
1000393626		239	158	106	057	065	057	053	199	215	214	267	239

1000393627		114	139	128	120	136	111	140	115	123	116	124	114
1000393634		042	046	040	032	051	046	028	060	062	055	055	042
1293107	Amilcar Leonardo León - <i>España</i>	088	091	095	085	108	104	080	084	095	094	091	091
1291739	<i>entre Chile y Argentina</i>	172	177	167	160	212	184	177	187	202	179	178	177
1291732		126	131	091	136	143	153	138	104	107	128	131	131
220748	Walter José Carrión - <i>Leopoldo</i>	117	111	109	085	108	095	098	115	089	092	110	117
220749	<i>Palacios 164-35 y Juan José Peña</i>	099	174	120	018	152	053	119	070	131	103	065	100
223940		078	100	095	084	100	104	094	068	070	080	086	078
1283160	Segundo Dávila Cuesta - <i>Leopoldo</i>	069	046	076	040	051	045	043	098	045	016	044	070
1283167	<i>Palacios 10-63 y Juan José Peña</i>	147	162	158	135	169	139	155	148	156	140	147	148
1000420192	Rosa María Loaiza - <i>Leopoldo 14-08 y</i>	086	099	085	079	093	093	088	092	085	084	086	086
1000421793	<i>J.J. Peña</i>	048	058	055	048	060	055	048	063	062	049	050	049
1000429273	Ángel Leopoldo Loján - <i>Juan José</i>	216	164	190	218	287	210	254	205	209	167	246	217
1000429274	<i>Peña y Leopoldo Palacios</i>	027	036	035	041	037	043	040	020	023	025	026	028
1000429275		134	124	160	122	156	135	139	132	139	128	141	134
222230	Esperanza Estherlina Carpio -	159	151	161	155	174	135	133	147	163	159	160	159
222233	<i>Leopoldo Palacios 10-24 y 24 de</i>	072	074	076	070	077	071	073	058	073	077	081	073
205407	<i>Mayo</i>	116	088	122	080	084	074	040	130	061	088	059	116
209944		045	054	056	045	073	042	052	047	048	055	045	045
222231	Angelito Elifaxs Jara	093	114	108	099	110	098	112	115	113	102	095	093
222232	Jhonny Vicente Jara	089	127	124	101	140	124	090	083	086	091	080	089

225409	Manuel de Jesús Guachisaca	159	209	191	157	194	164	150	132	122	189	152	209
1000422909	Soledad Sonia Torrez - <i>Leopoldo</i>	066	014	013	013	014	014	014	073	068	070	152	067
1000422911	<i>Palacios 10-54 y 24 de Mayo</i>	147	139	159	151	169	132	110	202	223	175	167	148
1000422914		164	218	214	178	215	172	102	155	240	279	161	164
1000422915		116	122	123	108	121	096	102	087	112	129	128	116
1000422916		024	097	046	049	012	001	032	055	055	055	018	025
1000422917		123	130	141	146	181	122	123	097	109	142	157	123
1000417659	Rafael Augusto Soria - <i>Juan José</i>	128	127	115	105	118	072	101	100	178	148	109	108
1000394869	<i>Peña 14-10 y Catacocha</i>	074	081	077	057	074	072	072	104	122	112	111	113
1000373192		032	054	039	022	025	027	042	041	052	046	044	037
1000377793		188	196	209	164	257	207	204	182	184	195	185	179
1000429181	Carlos María Pucha - <i>Catacocha 10-38 y Juan José Peña</i>	091	124	108	089	113	090	090	102	113	106	100	103
1000429182	Miguel Alfonso Pucha	079	108	099	097	104	092	095	089	094	048	102	097
1000429183	Polonia Bernardina Pucha	057	067	075	059	077	066	069	065	074	063	069	065
1000429184	Flavio Pucha Pucha	166	209	181	197	221	184	178	204	267	269	251	209
1000429186	Teresa de Jesús Torres	169	248	190	189	225	189	175	193	189	192	196	185
1000429187	Sabia Florencia Pucha	069	094	083	073	088	082	079	082	093	085	082	079
1000429188	Efraín Podalirio Yauri	158	199	177	160	192	179	162	185	196	174	178	175
1000429189	Jorge Enrique Pucha	021	056	034	029	032	031	030	031	036	033	033	029
1000419212		207	256	204	162	230	205	196	186	186	190	198	208

1000419210	Luis Gabriel Maldonado - <i>Catacocha 164-24 y 24 de Mayo</i>	146	233	180	161	203	163	180	186	183	186	161	146
225887	Wilson Eugenio Idrovo - <i>24 de Mayo 13-09 y Leopoldo Palacios</i>	108	127	011	110	123	103	104	114	106	109	113	109
226317		290	068	179	170	206	182	192	161	276	298	375	290
226316		099	107	110	103	130	126	118	218	272	103	103	100
226312		126	141	129	115	137	125	121	127	131	126	129	127
226313		108	193	169	154	180	147	173	130	131	124	129	108
1000363063		Delia Vicenta Aguirre - <i>Macará 10-72 entre Azuay y Miguel Riofrío</i>	119	116	079	067	083	070	074	014	052	008	059
1000386071	037		111	150	111	158	134	155	150	167	161	088	032
1000026800	111		071	126	071	148	143	102	089	030	075	095	117
1000355684	075		093	083	071	100	080	082	036	038	001	057	087
1000023386	072		104	112	070	105	093	089	108	127	125	094	097
218828	Lupe Marlene Jimenez - <i>Macará 09-68 y Vicente Rocafuerte</i>	118	017	097	096	045	096	094	140	012	151	143	152
218822		129	180	169	134	164	148	128	179	178	178	157	155
221856	José Antonio Delgado - <i>24 de Mayo 09-30 y Rocafuerte</i>	212	295	287	230	290	271	260	216	243	233	214	258
1000412942		014	039	082	080	080	039	065	016	021	005	010	014
200617	Jorge Eduardo Aguirre - <i>Lourdes y 24 de Mayo Esq.</i>	261	265	258	231	266	181	178	261	278	414	382	262
1212382		041	020	036	041	039	030	027	083	103	101	054	041
1000417531	Bolívar Edmundo Guerrero - <i>24 de Mayo 12-98 y Lourdes</i>	156	140	149	147	184	156	155	178	182	142	169	157
1000417537		182	234	186	154	195	180	186	190	265	251	189	182
1000407571		128	147	148	115	150	136	127	114	121	123	137	128

1000407573	Linda Mery Torres - <i>Lourdes 09-23 y</i>	159	227	181	160	174	176	162	157	162	149	171	159
1000407575	<i>Macará</i>	302	389	342	314	352	336	291	406	418	324	314	302
1000412291	Carmen María Quezada - <i>Macará y</i>	171	377	218	205	228	191	182	216	181	217	239	171
1000412292	<i>Lourdes</i>	134	121	127	115	131	117	107	124	108	123	142	134
1000412293		140	112	138	122	158	139	133	141	153	165	155	140
1000382345	Laura María Guzman - <i>Macará entre</i>	108	180	103	054	104	186	196	074	063	005	062	108
1000382346	<i>Lourdes y Olmedo</i>	054	071	051	042	042	060	069	046	056	050	063	054
1000382347		068	086	057	066	087	035	012	056	079	067	074	068
231852		274	302	316	321	334	275	295	371	379	381	321	334
1000411001	Arturo Vicente Jimenez - <i>Macará 11-25 entre Azuay y Mercadillo</i>	180	247	208	163	214	168	183	144	223	171	184	181
1000411002	Roberto Vinicio Jimenez	122	100	128	103	193	240	283	096	170	132	144	122
1000411005	Ángel Jamil Ramón	374	369	402	335	427	302	237	332	463	377	387	374
1000411007	Arturo René Jimenez	098	137	117	075	109	089	103	099	119	103	117	098
1000417741	Jorge Darwin Peralta - <i>Macará 10-76 y Azuay</i>	064	080	081	066	082	066	069	070	072	077	067	074
1000417742	Edda Odila Peralta	098	132	124	113	125	113	115	116	112	119	107	107
1000417743	Pablo Augusto Peralta	109	173	170	134	168	162	148	151	158	151	138	150
1000412951	Silvia Rene Simancas - <i>Emiliano Ortega y 10 de Agosto</i>	258	315	344	253	326	273	282	374	387	391	299	289
1000412952	Martha Alicia Paz	106	132	115	103	130	103	099	117	124	133	116	129

1291499	Alonso Vinicio Bravo - <i>Nicolás García y Tnte. Maximiliano Rodríguez</i>	060	083	079	074	090	092	074	090	095	086	086	079
1291500		091	128	128	105	125	117	103	110	105	113	123	109
1291501		059	071	087	082	085	072	078	069	073	083	069	064
210916		020	029	027	020	022	018	016	040	023	023	024	021
210917		082	121	109	098	104	101	096	085	094	090	097	096
210918		058	065	060	063	051	054	051	074	076	073	068	060
1000356452	José Miguel Cordova - <i>Azuay 13-26 y Bernardo Valdivieso</i>	430	471	465	423	479	323	352	314	331	346	286	380
1000356453		090	120	135	100	066	076	072	123	112	132	076	076
1000356454		204	247	251	215	257	225	236	241	249	239	207	244
1000356455		246	264	213	263	153	238	228	331	341	362	262	376
1281923	Luis Polivio Peñarreta - <i>Portugal 17-69 y Quebec</i>	108	148	153	151	182	132	117	056	001	001	030	145
1281922		069	096	089	070	110	086	077	068	056	082	072	078
1281927		057	072	125	159	045	039	081	078	103	139	065	057
1281920		025	029	064	054	061	081	065	127	186	157	060	028
1262029		069	189	231	169	201	216	203	114	119	116	085	094
1262030		369	502	504	377	422	386	451	336	371	379	338	377
1268793	Manuel Oswaldo Montesinos - <i>Bolivia y España</i>	150	230	195	166	183	148	154	169	169	184	166	173
1268794		249	316	293	252	279	239	243	269	236	283	271	308
1274247	Jaime Alberto Herrera - <i>Pío Jaramillo y La Condamine</i>	077	102	091	084	109	212	170	087	080	084	073	083
1274972		109	142	128	104	117	088	093	142	142	144	127	123
1324801		094	126	118	106	149	128	112	002	104	112	102	114

1301054	Trotsky Ilya Guerrero - <i>Pío Jaramillo</i>	008	136	092	204	154	120	116	106	101	112	101	001
1324724	36-145 y <i>La Condamine</i>	002	007	020	030	015	024	023	012	007	010	009	014
1252958		035	049	047	034	048	043	044	001	001	038	034	056
24050	Socrates Gustavo Gaibor - <i>Miguel</i>	158	201	191	160	176	149	150	193	187	202	183	217
237497	<i>Riofrío y 18 de Noviembre</i>	177	337	262	195	235	211	228	228	256	296	269	153
1216848	Danny Vicente Castillo	053	063	061	048	072	060	067	059	056	069	062	044
1229020	Jonny Beatriz Perez	066	080	077	081	081	072	078	074	083	074	067	088
1216877	Carmen María Camacho	040	052	050	037	023	041	036	035	039	031	028	069
1216798	Zulay Margareth Pinzon - <i>Pío Jaramillo y La Condamine</i>	001	028	039	049	044	044	039	113	116	132	120	066
1000428333	Julio Enrique Guzman - <i>Teodoro Wolf</i>	088	097	111	082	124	130	104	114	094	085	077	094
1298791	<i>y Francisco de Caldas</i>	154	216	179	126	170	184	174	241	247	182	165	171
50399467	Segundo Salvador Samaniego -	215	242	163	108	188	186	192	170	275	244	221	159
50399468	<i>Teodoro Wolf y Luis Renault</i>	201	282	280	208	296	264	314	222	256	243	220	190
1295595	Isidro Modesto Yunga - <i>Teodoro Wolf</i>	130	233	165	133	182	135	142	151	160	158	143	150
1295242	<i>y Faraday</i>	118	296	201	126	153	214	181	227	311	178	161	121
237508	Sandra Marisol Vega - <i>Faraday y</i>	190	219	226	156	146	175	176	224	272	257	233	017
1000425721	<i>Teodoro Wolf</i>	129	082	005	045	055	041	037	124	125	115	104	100
29224	José Ernesto Ojeda - <i>Von Humbolt y Faraday</i>	109	155	135	109	141	120	128	139	140	134	121	124
29222	Silvania del Cisne Tinoco	134	186	170	131	159	112	084	140	167	122	111	141

1216404	Miriam Margoth Mortaleza	145	197	196	145	184	163	158	155	166	158	143	180
237756	Ricardo Javier Villavicencio	052	065	061	049	068	055	055	050	060	057	051	059
1216403	Víctor Hugo Calle	164	233	171	128	174	158	152	195	224	193	175	115
1254797	Nedezda Esperanza Ojeda	115	153	137	099	159	153	120	131	131	121	110	128
1285621	Rotman Clotario Córdova	195	235	220	179	224	194	190	215	217	230	209	213
1285625	Luz Clara Gonzaga	125	181	179	138	166	172	162	164	166	156	141	146
1285626	Danny Andrés Córdova	086	116	103	088	118	083	098	088	077	094	085	107
201214	Ligia Marina Peralta	147	192	163	133	166	155	112	164	176	188	171	162
201215	José Agustín Peralta - <i>Von Humbolt y</i>	212	255	228	181	224	244	243	263	286	303	275	247
1253049	<i>Albert Einstein</i>	042	028	024	024	028	021	080	060	008	072	065	049
1285159	Elena María Roa - <i>Alexander Von</i>	025	026	028	018	014	019	009	029	032	031	028	015
1285166	<i>Humbolt y Albert Einstein</i>	155	234	227	182	236	186	183	174	190	223	202	215
1297186		218	244	233	181	186	149	166	115	125	135	122	180
231806	Andrea del Rocío Riofrío - <i>Von</i>	084	109	153	093	092	112	134	064	070	072	065	066
231807	<i>Humbolt y Faraday</i>	048	065	072	029	029	049	058	101	103	028	025	066
231808		063	086	076	059	075	069	018	052	120	141	128	052
1273828	Francisco Elvio Riofrío	009	023	010	006	008	013	009	058	063	022	020	005
1273827		054	056	072	050	033	053	057	061	063	057	051	046
1301056	Rodrigo Alberto Rivera - <i>Faraday y</i>	022	025	026	013	016	018	018	033	029	018	016	026
1300907	<i>Pío Jaramillo</i>	240	277	271	180	226	225	181	271	238	230	209	250
1000357229		034	051	060	048	050	050	046	016	015	013	011	030

1000357230	Vicente Yaguachi - <i>Av. Pío Jaramillo</i>	319	381	398	295	286	255	243	394	400	389	353	210
1000357231	<i>35-75 y Faraday</i>	084	105	095	076	099	074	075	114	128	134	121	065
1000357232		205	250	246	179	207	184	184	217	205	222	201	241
210484	Luz Guillerme Peralta - <i>Von Humbolt y</i>	046	057	059	044	078	074	067	051	058	047	042	082
210485	<i>Francisco José de Caldas</i>	071	096	114	051	090	095	094	136	135	104	094	067
207434	Olivia Permitiva Peralta - <i>Francisco</i>	137	194	174	126	158	149	145	148	140	161	146	126
207432	<i>de Caldas 19-16 y Pío Jaramillo</i>	015	018	018	024	028	034	037	043	044	035	031	030
1000422434	Mercedez Noemi Peralta - <i>Francisco</i>	050	056	054	018	025	057	043	055	056	066	060	032
1259016	<i>de Caldas y Pío Jaramillo</i>	070	077	057	037	040	059	069	040	040	042	038	061
1000385376	María Esther Jara - <i>Faraday y</i>	218	263	240	134	178	227	326	357	322	272	247	223
1000385377	<i>Alexander Von Humbolt</i>	087	111	139	078	112	104	108	222	138	102	092	114
206584	Manuel Augusto Peralta - <i>Francisco</i>	161	276	273	190	287	249	236	186	172	183	166	282
209921	<i>de Caldas y Von Humbolt</i>	068	086	107	075	062	054	052	070	050	042	038	098
216026		068	086	093	047	021	047	056	103	066	076	069	077
1000411311		095	149	109	084	058	013	015	065	093	136	123	127
1000384954	Mariela de Fátima Peralta - <i>Francisco</i>	132	161	150	113	166	142	118	100	150	160	145	140
1000430342	<i>de Caldas y Von Humbolt</i>	062	074	075	055	069	059	061	032	065	069	062	085
200555	Lerys Edith Aguirre - <i>Teodoro Wolf y</i>	036	040	040	047	009	001	001	002	013	054	049	045
1295246	<i>Albert Einstein</i>	153	189	189	150	198	162	163	194	195	196	178	181
1251957	César Augusto Soto - <i>Alejandro Bravo</i>	240	332	290	222	301	268	249	281	318	320	291	239
1251958	<i>y Pío Jaramillo</i>	097	139	105	086	111	091	092	095	105	108	098	110

200613		145	140	015	020	171	162	159	177	158	158	143	158
1258174	Hugo Luciano Gonzalez - <i>Teodoro</i>	043	043	052	037	033	036	045	053	048	048	043	032
1258162	<i>Wolf y Albert Einstein</i>	053	065	062	040	056	083	076	122	006	074	067	080
1000379140	Livia Carlota Aguilera - <i>Teodoro Wolf</i>	050	061	054	043	011	054	056	065	087	057	051	026
1000379141	<i>y Francisco de Caldas</i>	067	068	084	044	034	062	060	060	065	061	055	093
1000377111		055	105	112	088	107	109	059	062	062	070	063	126
1295245	Crisnelay Golfreda Gordillo - <i>Teodoro</i>	283	368	396	301	288	326	352	206	254	257	233	288
1295232	<i>Wolf y José de Caldas</i>	155	187	168	103	098	114	122	192	1995	172	156	102
1209738		041	057	049	039	044	041	040	038	037	043	038	052
1274817	Rosa Imelda Gonzalez - <i>Albert</i>	163	192	186	173	189	164	176	185	206	206	187	163
1216095	<i>Einstein y Teodoro Wolf</i>	079	073	070	040	030	036	030	086	099	089	081	071
1215903		176	232	224	190	177	199	221	222	248	218	198	198
1295594	Wigberto Francisco Capa	104	149	144	131	164	127	136	131	121	134	121	105
1295794	Angela Jaramillo Guarderas - <i>Teodoro</i>	195	346	324	061	281	237	216	224	239	229	208	251
1295806	<i>Wolf y Einstein</i>	029	032	030	132	078	047	042	226	239	224	203	098
1000391297	José Javier Rodríguez - <i>Teodoro Wolf</i>	087	098	094	091	129	075	094	094	095	097	088	092
1000391298	<i>y Galileo Galilei</i>	087	100	097	089	062	090	094	101	079	094	085	093
1000386007	Janeth Silvana Valdivieso	108	151	146	072	162	150	142	100	123	149	135	107
1000386006	Máximo Rafael Valdivieso - <i>Galileo</i>	157	208	201	164	192	134	074	179	191	176	159	157
1000386005	<i>Galilei y Teodoro Wolf</i>	118	161	155	111	155	139	135	126	132	131	119	161

237341	Miriam Leyther Plua - <i>Teodoro Wolf y Thomas Edison</i>	131	171	151	122	166	135	134	157	159	168	152	136
237340	Ximena Alexandra Andrade	134	181	148	110	132	116	106	151	167	150	136	175
1000420473	Ruth Morandeyra Montalván -	049	056	049	145	057	046	056	064	052	053	048	053
1000420474	<i>Reinaldo Espinoza y Av. Eloy Alfaro</i>	179	213	188	327	274	208	448	184	185	210	190	187
1000420475		076	093	082	058	210	104	079	033	060	171	155	185
1000420476		033	060	053	098	068	056	079	040	045	030	027	019
1000420477		022	024	021	040	026	023	027	017	012	002	025	065
1000420478		053	032	028	040	046	112	144	104	102	081	073	047
1000420479		131	064	056	089	136	125	134	026	009	051	046	201
1000420480		029	040	035	014	014	007	024	043	042	032	029	048
1212361	Ángel Eduardo Yanza - <i>Domingo de Agurto y Bolívar Bailón</i>	122	186	177	140	183	197	176	247	238	191	157	150
1212360	Jorge Augusto Yanza	081	110	105	089	120	116	096	104	110	106	111	093
127389	Celio Santín Rosales - <i>Eduardo Mora</i>	073	110	147	091	106	103	123	079	079	064	092	082
179861	<i>y Bolívar Bailón</i>	108	128	145	103	131	096	135	127	116	133	151	126
213652	Darwin Vicente Verdesoto - <i>Domingo de Agurto y Eduardo Mora</i>	024	034	033	018	025	031	038	040	021	017	022	030
229191	Fausto Vicente Viñamagua	082	120	124	094	116	103	105	097	109	112	106	105
229192	Miriam Yadira Salas	063	059	069	095	097	099	081	091	090	071	060	036
229194	Sandra Elizabeth Palacios	052	068	066	055	062	059	052	080	082	062	068	069

229195	Jaime Vinicio Gonzalez	083	115	098	082	100	104	088	087	111	124	134	112
229196	Edison Alexander Jumbo	074	094	104	072	104	099	095	088	090	091	094	088
229197	Luis Eduardo Piedra	079	103	102	095	116	148	138	080	089	089	081	097
229198	Agustín de Jesús Sarango	057	059	066	048	058	054	056	046	062	068	056	049
195700	María del Cisne Romero - <i>Eduardo</i>	020	020	008	038	106	121	115	076	093	090	086	084
147867	<i>Mora y Domingo de Agurto</i>	086	109	116	073	111	014	001	074	099	097	106	110
149654		171	236	213	159	206	188	172	179	176	198	207	185
1210356		093	181	129	077	101	095	081	100	103	099	113	073
1223509	Galo Enrique Mena - <i>Eduardo Mora y</i>	125	171	166	159	141	147	135	153	116	152	162	158
27166	<i>Domingo de Agurto</i>	121	175	182	148	180	162	151	163	157	147	168	168
134651	Ruth Noemí Herrera - <i>Domingo de</i>	078	109	096	077	108	099	096	093	087	089	102	101
1224027	<i>Agurto 17-40 y Manuel Vivanco</i>	065	088	093	066	082	081	083	105	072	046	069	089
1206997		131	196	183	143	185	183	149	147	159	154	165	152
127757		020	027	028	021	022	021	019	015	016	026	022	027
218435		069	088	091	061	079	073	063	074	071	085	090	087
1236374	Verónica del Cisne León - <i>Eduardo</i>	119	157	139	107	129	114	103	110	116	111	126	121
1236373	<i>Mora y Domingo de Agurto</i>	115	136	122	092	099	115	091	142	109	095	134	135
1236372		153	228	214	186	242	203	186	143	183	192	184	191
234133	Adriana Marilú Gonzalez - <i>Eduardo</i>	082	106	096	067	093	113	109	098	070	062	085	100
1000399626	<i>Mora 06-78 y Eduardo Unda</i>	128	174	172	118	093	141	123	285	135	157	177	132
1000385576		051	059	047	033	061	053	059	075	075	046	062	051

1000393650	Magda Elena Torres - <i>Eduardo Mora e Ibarra</i>	054	078	136	089	108	126	096	057	070	080	084	087
1281509	Isabel Yolanda Cabrera - <i>Eduardo Mora y Eduardo Unda</i>	188	217	228	173	204	199	167	280	172	204	240	212
1280279		104	147	108	114	228	200	160	155	131	143	161	123
1234321		120	168	161	135	172	175	137	146	157	146	136	143
1246167	Raúl Vicente Zarate - <i>Manuel Valverde 04-81 y Manuel Vivanco</i>	042	049	052	053	061	056	046	008	059	066	062	061
1218982		036	053	049	046	044	038	037	069	069	051	048	048
20299	Luis Alfredo León - <i>Tulcán entre Ibarra y Av. Cuxibamba</i>	194	241	173	121	166	174	168	192	221	202	210	207
1290834		102	161	126	113	133	117	106	138	138	133	135	125
1000365386	Nelson Franklin Quezada - <i>Eduardo Mora y José Miguel Mora</i>	119	147	154	114	133	125	121	163	103	138	137	136
1000365387		083	116	111	111	111	111	098	128	131	115	113	105
EDIFICIOS DE DEPARTAMENTOS													
No. Medidor	Propietario	Consumo [kWh]											
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
EDIFICIO TORRES MIRADOR - <i>Nicolás García entre Mercadillo y Tnte. Maximiliano Rodríguez</i>													
1258374	Bolivia Esthela Escobar Vargas	066	088	083	070	085	079	074	075	080	080	081	080
1269696	Ruth Jeannette Quezada Valarezo	047	068	066	045	075	061	060	052	062	070	056	048
1255403	Víctor Hugo Esparza Guarnizo	097	125	112	099	113	134	127	130	146	155	108	104
1325520	Mercedez Cumanda Reyes Cueva	102	146	129	110	126	118	115	123	131	128	133	121
1272981	Wilson Xavier Arias Matamoros	127	158	154	117	136	133	125	159	133	154	165	151
1240822	Luis Eduardo Arias Benavides	088	118	111	075	075	098	108	118	111	081	114	122

1324522	Norberto Ramón Jiménez Cueva	112	165	135	121	152	143	123	129	128	137	128	131
1268353	Juan Carlos Merino Jiménez	024	025	032	020	017	014	015	034	031	027	024	024
1240675	Juan Carlos Romero Benavides	069	094	112	049	089	093	091	137	133	102	091	068
1248649	Alexandra del Rosario Moncayo	102	138	102	066	065	064	055	133	154	153	113	107
1248650	Jaime Rolando Villavicencio	089	128	098	088	100	078	051	130	111	096	102	092
1248165	Freddy Vicente Quevedo Cazares	088	109	137	079	111	101	106	122	138	102	091	114
1325203	Carlos Eduardo Flores Iñiguez	015	022	030	010	023	020	020	088	115	100	101	020
1259853	Jorge Arturo Castro	050	062	051	051	059	057	053	045	061	054	061	057
1242344	Georgina Carrión Troya	011	013	092	030	006	020	047	018	006	008	009	009
50399779	Walter Manfredy Guerrero Mora	057	095	088	065	079	073	065	091	093	093	081	069
1254409	María Inés Vásquez Morocho	066	088	091	045	023	045	058	105	067	075	068	077
1249038	Hilda Noemi Celi Celi	144	171	163	123	161	127	114	169	164	175	179	171
1288187	María Elena Loaiza Pineda	005	008	007	004	005	008	006	007	007	007	007	007
1325690	Luz María Ochoa Castillo	058	080	076	063	078	078	070	070	063	069	068	075
1325080	Celso Bolívar Agila Galán	052	081	076	001	075	082	071	068	074	079	078	070
1325360	Lidia Marina Mora Costa	088	131	098	088	095	104	091	056	096	095	100	094
1241023	Orli Renán Flores Guerrero	036	047	044	082	142	043	047	038	042	047	035	044
<i>EDIFICIO ESCENARIO - 24 de Mayo entre Lourdes y Mercadillo</i>													
200735	Eugenia del Rosario Guaricela	224	212	146	142	171	159	136	174	179	198	231	224
1229371	Mary Schmid Carol	039	001	001	001	001	001	001	085	105	090	089	040
225600	Uvita de Lourdes Dávila Dávila	354	346	394	212	374	323	355	389	434	305	237	354

1238033	Orlando Campos Rojas	035	087	081	056	068	062	054	196	058	017	015	035
1229448	Cecilia Vicenta Calderón Galván	063	072	118	124	160	134	112	154	152	129	161	063
1229455	Cecilia Vicenta Calderón Galván	125	172	128	113	163	113	102	134	161	151	165	125
50398924	Noemi Piedad Lozano Celi	110	062	083	073	088	100	118	042	054	043	078	110
1229413	Janneth Paladines Moncayo	162	233	178	170	202	183	218	186	287	286	193	163
1000393574	Diego Rodrigo Vallejo Armijos	341	443	372	393	357	310	173	314	339	324	341	341
<i>EDIFICIO VIENAVENTURA - Cdda. Zamora Av. Zoilo Rodríguez y Antisana</i>													
203560	José Antonio Suarez Arias	166	208	201	182	230	178	194	207	189	185	161	172
203598	Gloria Elizabeth Suarez Arias	162	236	228	206	175	164	177	208	217	222	192	205
203599	Luis Alberto Suarez Arias	241	246	238	215	151	202	175	173	142	222	173	185
220341	Sandra del Cisne Albán	062	088	082	054	062	048	080	080	084	085	080	085
203680	Alida Belén Cueva Cueva	070	100	097	087	073	088	084	092	103	099	100	106
204644	Rodica Lucía Zaragocin Figueroa	071	125	121	109	001	077	098	091	102	111	103	110
204117	Rita Alexandra Burneo Guerrero	059	079	076	069	129	089	092	090	086	095	105	112
<i>Bolívar 11-75 entre Azuay y Mercadillo</i>													
50400080	Yessenia Maribel Carrión	191	229	198	170	188	174	170	216	253	212	192	191
50400072		276	402	318	244	315	312	304	277	313	306	275	276
1000365188		168	140	178	164	171	160	144	134	199	195	176	169
1000365187		128	122	146	123	150	153	139	060	200	161	132	128
1000393842		110	108	115	104	121	108	114	118	124	113	110	110
1000393843		276	207	248	191	276	303	302	186	240	221	261	277

1000393844		230	222	415	299	355	231	200	093	087	155	182	230
1000393845		167	244	230	159	237	104	123	252	127	110	164	167
1000393846		147	112	139	125	157	133	118	116	138	121	135	148
1000393848		147	040	083	075	080	073	071	130	146	115	132	148
1000372375		132	041	092	083	116	100	075	094	088	097	033	132

Anexo 4: Certificado de traducción del resumen

CERTIFICACIÓN

Lcda.

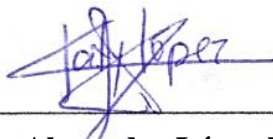
Katherine Alexandra López López

PROFESORA DE INGLÉS DE LA ACADEMIA “THE CANADIAN HOUSE CENTER”

CERTIFICA:

Que realicé la traducción al idioma inglés del presente resumen de trabajo de tesis de grado, cuyo tema versa en **“VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE INSTALAR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA EN ENTORNOS RESIDENCIALES DE LA CIUDAD DE LOJA”**, previo a la obtención del título de Ingeniero Electromecánico, solicitado por el señor Juan Diego Rivera Granda, es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad.

Loja, 02 de diciembre del 2019



Katherine Alexandra López López
PROFESORA DE INGLÉS

