



UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

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

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

**DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA EN EL ECUADOR EN
BAJA TENSIÓN.**

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

AUTOR:

Christian Javier Romero Márquez

DIRECTOR:

Ing. Juan Carlos Solano Jiménez, PhD.

Loja - Ecuador 2020

CERTIFICACIÓN

Ingeniero.

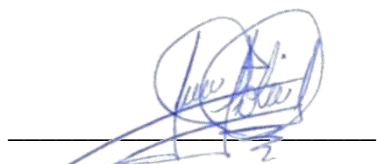
Juan Carlos Solano, PhD.

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

CERTIFICA:

Haber dirigido, asesorado, revisado y corregido el presente trabajo de tesis de grado, en su proceso de investigación cuyo tema versa en “**DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA EN EL ECUADOR EN BAJA TENSIÓN**”, previo a la obtención del título de **INGENIERO EN ELECTROMECAÁNICA**, realizado por el señor egresado: **CHRISTIAN JAVIER ROMERO MÁRQUEZ**, mismo que cumple con la reglamentación, políticas y objetivos de la investigación, por lo que Autorizo la presentación del mismo para los fines legales pertinentes.

Loja, 02 de marzo del 2020



Ing. Juan Carlos Solano Jiménez, PhD

DIRECTOR DE TESIS

AUTORÍA

Yo, **CHRISTIAN JAVIER ROMERO MÁRQUEZ**, 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.

Firma: _____



Cédula de identidad: 0705933588

Fecha: 02/03/2020

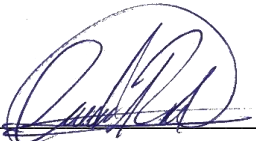
CARTA DE AUTORIZACIÓN DE TESIS POR PARTE DEL AUTOR, PARA LA CONSULTA, REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL Y PUBLICACIÓN ELECTRÓNICA DEL TEXTO COMPLETO

Yo, **CHRISTIAN JAVIER ROMERO MÁRQUEZ**, declaro ser Autor de la tesis titulada: **“DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA EN EL ECUADOR EN BAJA TENSIÓN”**, como requisito para optar al grado de: **INGENIERO ELECTROMECAÁNICO**; Autorizo al Sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que con fines académicos, muestre al mundo la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera en el Repositorio Digital Institucional:

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el RDI, en las redes de información del país y del exterior, con las cuales tenga convenio la universidad.

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 diecinueve días del mes de octubre del dos mil veinte.

Firma: 

Autor: Christian Javier Romero Márquez

Cédula de identidad: 0705933588

Dirección: Loja; Calle Perú entre Venezuela y Tte. Maximiliano Rodríguez.

Correo electrónico: cjromerom@unl.edu.ec

Celular: (+593) 0999796892

DATOS COMPLEMENTARIOS

Director de Tesis: Ing. Juan Carlos Solano Jiménez, PhD

Tribunal de grado: Ing. Jorge Enrique Carrión González Mg. Sc.

Ing. Julio Roberto Gómez Peña Mg. Sc.

Ing. Juan Carlos Chunchu Morocho Mg. Sc

DEDICATORIA

El presente trabajo de titulación se lo dedico a mis padres Kleber Romero y Marcia Márquez, quienes con su esfuerzo, amor y paciencia me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, agradezco infinitamente a los consejos de dedicación, esfuerzo e investigación que me supieron inculcar, ya que gracias a ellos he podido salir adelante en este largo camino de mi carrera universitaria. De igual manera este trabajo de titulación se la dedico a mis hermanas Andrea y Sofía, ya que su ejemplo de lucha y perseverancia ha sido mi principal motivo para salir adelante ante cualquier obstáculo que se presente.

Finalmente, quiero dedicar este trabajo de tesis a todos mis familiares y amigos quienes supieron orientarme y apoyarme en momentos difíciles, muchas gracias a todos.

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis más sinceros agradecimientos a mis padres por brindarme el apoyo incondicional para poder culminar un logro más de mi vida.

A todo el personal docente y administrativo de la carrera de Ingeniería Electromecánica de la Universidad Nacional de Loja, ya que supieron despejar todas mis dudas académicas compartiendo sus conocimientos y experiencias tanto personales como laborales.

A todos mis amigos y amigas que conocí a lo largo de la carrera universitaria, ya que como un grupo supimos salir adelante venciendo todos los problemas y adversidades que se presentaron.

Finalmente, argumento que lo mejor que me llevo no fue solo los conocimientos teóricos - técnicos si no amistades invaluables por su trato personal y profesional.

Quedo muy gentilmente agradecido por todo el apoyo y conocimientos brindados

Christian Romero

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|---|--------------|
| CERTIFICACIÓN | I |
| AUTORÍA | II |
| CARTA DE AUTORIZACIÓN | III |
| DEDICATORIA | IV |
| AGRADECIMIENTOS | V |
| ÍNDICE DE FIGURAS | XII |
| ÍNDICE DE TABLAS | XVI |
| ÍNDICE DE ECUACIONES | XVIII |
| NOMENCLATURA | XXI |
| ABREVIATURA | XXV |
| 1 TÍTULO | 1 |
| 2 RESUMEN | 2 |
| 3 INTRODUCCIÓN | 4 |
| 4 REVISIÓN LITERARIA | 6 |
| 4.1 Conceptos fundamentales | 6 |
| 4.1.1 Introducción | 6 |
| 4.1.2 Fuentes de energía | 6 |
| 4.1.3 Niveles de tensión | 7 |
| 4.1.4 Recursos energéticos | 8 |
| 4.1.5 Radiación Solar | 9 |
| 4.1.6 Constante solar | 11 |
| 4.1.7 Coordenadas geográficas | 12 |
| 4.1.8 Dirección del haz de radiación | 13 |
| 4.1.9 Hora solar pico | 16 |
| 4.2 Sistemas fotovoltaicos en el mundo, Latinoamérica y Ecuador | 17 |
| 4.2.1 Introducción | 17 |
| 4.2.2 Contexto mundial | 19 |
| 4.2.3 Contexto Latinoamericano | 20 |
| 4.2.4 Contexto Ecuatoriano | 21 |
| 4.2.5 Sistemas fotovoltaicos en entornos urbanos | 23 |
| 4.3 Recurso solar y potencial solar en el Ecuador | 26 |
| 4.3.1 Introducción | 26 |

| | | |
|---------|--|----|
| 4.3.2 | Energías Renovables en Ecuador..... | 26 |
| 4.3.3 | Ecuador en zona de alto potencial solar | 27 |
| 4.3.4 | Potencial solar en el Ecuador..... | 29 |
| 4.4 | Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en baja tensión | 33 |
| 4.4.1 | Introducción..... | 33 |
| 4.4.2 | Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica..... | 34 |
| 4.4.2.1 | Sin sistema de almacenamiento de energía..... | 34 |
| 4.4.2.2 | Con sistema de almacenamiento de energía | 34 |
| 4.4.2.3 | Pérdidas energéticas en los sistemas fotovoltaicos..... | 35 |
| 4.4.3 | Curvas de carga con generación fotovoltaica | 38 |
| 4.5 | Elementos integrales en sistemas fotovoltaicos..... | 41 |
| 4.5.1 | Introducción..... | 41 |
| 4.5.2 | Simbología..... | 41 |
| 4.5.3 | Paneles fotovoltaicos | 42 |
| 4.5.3.1 | Parámetros que definen el funcionamiento de una célula fotovoltaica..... | 44 |
| 4.5.3.2 | Tipos de células fotovoltaicas..... | 45 |
| 4.5.4 | Inversores..... | 46 |
| 4.5.4.1 | Inversores convencionales | 48 |
| 4.5.4.2 | Inversores híbridos para almacenamiento de energía eléctrica..... | 48 |
| 4.5.4.3 | Tecnología MPPT | 49 |
| 4.5.4.4 | Tecnología PWM..... | 50 |
| 4.5.4.5 | Consideraciones del tipo de tecnología | 51 |
| 4.5.5 | Baterías para almacenamiento | 51 |
| 4.5.5.1 | Elementos integrales de una batería plomo – ácido..... | 52 |
| 4.5.5.2 | Parámetros y consideraciones importantes | 53 |
| 4.5.5.3 | Factores que afectan la vida de la batería | 55 |
| 4.5.6 | Conductores eléctricos..... | 58 |
| 4.5.7 | Tableros eléctricos | 61 |
| 4.5.8 | Elementos de protección y seccionamiento..... | 61 |
| 4.5.8.1 | Puesta a tierra de sistemas fotovoltaicos en baja tensión..... | 62 |
| 4.5.9 | Estructura de soporte y anclaje | 63 |
| 4.6 | Configuraciones técnicas de sistema fotovoltaicos | 64 |
| 4.6.1 | Arreglos entre paneles fotovoltaicos | 64 |
| 4.6.1.1 | Parámetros técnicos-eléctricos de un panel fotovoltaico..... | 65 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 4.6.1.2 | Panales fotovoltaicos con conexión en serie..... | 66 |
| 4.6.1.3 | Paneles fotovoltaicos con conexión en paralelo | 67 |
| 4.6.1.4 | Paneles fotovoltaicos con conexión serie-paralelo | 67 |
| 4.6.1.5 | Diodos By Pass y de bloqueo | 68 |
| 4.6.2 | Arreglos entre baterías de almacenamiento | 70 |
| 4.6.2.1 | Baterías con conexión serie | 70 |
| 4.6.2.2 | Baterías con conexión en paralelo | 70 |
| 4.6.2.3 | Baterías con conexión serie-paralelo | 71 |
| 4.6.3 | Arreglos entre inversores | 71 |
| 4.6.3.1 | Inversor central | 72 |
| 4.6.3.2 | Inversor cadena | 73 |
| 4.6.3.3 | Inversor multi-cadena | 73 |
| 4.6.3.4 | Inversor módulo | 73 |
| 4.7 | Marco regulatorio para sistemas fotovoltaicos en el Ecuador | 74 |
| 4.7.1 | Introducción | 74 |
| 4.7.2 | Regulación Nro. ARCONEL – 003/18..... | 74 |
| 4.7.3 | Regulación Nro. CONELEC – 004/11 | 76 |
| 4.7.4 | Normas NEC-11 y requerimientos técnicos de los equipos a utilizar | 77 |
| 4.7.5 | Pliego tarifario en Ecuador | 83 |
| 5 | MATERIALES Y MÉTODOS | 85 |
| 5.1 | Materiales | 85 |
| 5.2 | Metodología empleada..... | 85 |
| 5.2.1 | Condiciones iniciales | 85 |
| 5.2.2 | Irradiación en función de la localidad | 86 |
| 5.2.2.1 | Hora solar pico | 87 |
| 5.2.2.2 | Área de emplazamiento del sistema fotovoltaico | 88 |
| 5.2.2.3 | Análisis de sombras | 88 |
| 5.2.3 | Criterios de dimensionamiento | 89 |
| 5.2.3.1 | Consumo eléctrico promedio mensual..... | 89 |
| 5.2.3.2 | Mes de mayor consumo eléctrico. | 91 |
| 5.2.3.3 | Levantamiento de cargas empleadas..... | 91 |
| 5.2.4 | Porcentaje de ahorro energético..... | 93 |
| 5.2.5 | Parámetros de instalación | 93 |
| 5.2.6 | Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos con inyección a red | 95 |

| | | |
|----------|---|-----|
| 5.2.6.1 | Determinación del número de paneles fotovoltaicos | 95 |
| 5.2.6.2 | Determinación del inversor e inversores híbridos | 97 |
| 5.2.6.3 | Determinación del banco de baterías para inversores híbridos..... | 100 |
| 5.2.6.4 | Dimensionamiento de conductores | 101 |
| 5.2.6.5 | Eficiencia de conductores | 103 |
| 5.2.6.6 | Protecciones, conectores y tableros eléctricos | 105 |
| 5.2.6.7 | Puesta a tierra..... | 110 |
| 5.2.6.8 | Diagrama unifilar y distribución para inversores centrales | 112 |
| 5.2.6.9 | Diagrama unifilar y distribución..... | 113 |
| 5.2.7 | Conexión de inversores en red de baja tensión..... | 114 |
| 5.2.8 | Producción anual de energía..... | 114 |
| 5.2.9 | Factor de planta..... | 115 |
| 5.2.10 | Índice de rendimiento | 116 |
| 5.2.11 | Medidor bidireccional..... | 117 |
| 5.2.12 | Estructura de soporte y anclaje | 118 |
| 5.2.13 | Orientación, inclinación y distancia entre paneles | 118 |
| 5.2.13.1 | Ángulo óptimo de inclinación | 118 |
| 5.2.13.2 | Ángulo óptimo de orientación..... | 119 |
| 5.2.13.3 | Distancia entre paneles fotovoltaicos..... | 119 |
| 5.2.14 | Operación y mantenimiento..... | 120 |
| 5.2.14.1 | Gestión del mantenimiento..... | 120 |
| 5.2.14.2 | Inspecciones visuales en módulos fotovoltaicos..... | 122 |
| 5.2.14.3 | Mantenimiento del sistema fotovoltaico | 122 |
| 5.2.15 | Estudio de factibilidad | 126 |
| 5.2.15.1 | Consideraciones | 127 |
| 5.2.15.2 | Flujo de caja sin comercialización económica..... | 129 |
| 5.2.15.3 | Flujo de caja con comercialización económica..... | 130 |
| 5.2.15.4 | Valor actual neto y tasa interna de retorno..... | 132 |
| 5.2.15.5 | Cálculo del LCOE (levelized cost of electricity) | 134 |
| 5.2.15.6 | Emisiones tóxicas evitadas..... | 134 |
| 5.2.15.7 | Toneladas equivalentes de petróleo (TEP)..... | 136 |
| 5.2.16 | Memoria técnica | 136 |
| 5.2.17 | Seguridad en sistemas fotovoltaicos..... | 137 |
| 5.2.18 | Software de simulación y diseño | 138 |

| | | |
|-----------|---|------------|
| 6 | RESULTADOS | 140 |
| 6.1 | Caso de estudio | 140 |
| 6.2 | Condiciones iniciales | 140 |
| 6.3 | Irradiación en función de la localidad | 140 |
| 6.4 | Hora solar pico..... | 141 |
| 6.5 | Área de emplazamiento | 142 |
| 6.6 | Análisis de sombras | 142 |
| 6.7 | Criterio de dimensionamiento..... | 144 |
| 6.8 | Porcentaje de ahorro energético..... | 145 |
| 6.9 | Dimensionamiento del sistema fotovoltaico..... | 145 |
| 6.9.1 | Determinación del número de paneles fotovoltaicos..... | 145 |
| 6.9.2 | Determinación del inversor..... | 146 |
| 6.9.3 | Dimensionamiento de conductores..... | 149 |
| 6.9.4 | Eficiencia de conductores | 151 |
| 6.9.5 | Protecciones, conectores y tableros eléctricos..... | 152 |
| 6.9.6 | Diagrama unifilar y distribución..... | 152 |
| 6.10 | Simulación energética..... | 152 |
| 6.11 | Producción anual de energía | 154 |
| 6.12 | Factor de planta..... | 154 |
| 6.13 | Índice de rendimiento | 155 |
| 6.14 | Estudio de factibilidad | 155 |
| 6.15 | Valor actual neto y tasa interna de retorno | 160 |
| 6.16 | Cálculo del LCOE..... | 160 |
| 6.17 | Emisiones tóxicas evitadas | 160 |
| 6.18 | Toneladas equivalentes de petróleo | 160 |
| 7 | DISCUSIÓN | 161 |
| 8 | CONCLUSIONES | 163 |
| 9 | RECOMENDACIONES | 164 |
| 10 | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 165 |
| 11 | ANEXOS | 171 |
| | Anexo 1: Datos de irradiación diaria media mensual para las principales ciudades del país | 172 |
| | Anexo 2: Factores de corrección en función del ángulo de inclinación y latitud. | 175 |
| | Anexo 3: Hoja de datos de los equipos empleados..... | 179 |

| | |
|--|-----|
| Anexo 4: Diagrama unifilar y distribución del sistema fotovoltaico..... | 185 |
| Anexo 5: Elaboración de trayectoria solar utilizando Autodesk® Revit®. en su versión para estudiantes..... | 187 |
| Anexo 6: Estudio de sombreado realizado en ACCA® SolariusPV® | 192 |
| Anexo 7: Flujograma del método propuesto para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos..... | 196 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1: Transformación y utilización de la energía..... | 7 |
| Figura 2: Energía solar que atraviesa la atmosfera..... | 10 |
| Figura 3: Radiación solar que incide sobre una superficie..... | 10 |
| Figura 4: Constante solar..... | 12 |
| Figura 5: Latitud geográfica..... | 12 |
| Figura 6: Longitud geográfica..... | 13 |
| Figura 7: Ángulo de inclinación..... | 13 |
| Figura 8: Declinación del sol con respecto al plano del Ecuador..... | 14 |
| Figura 9: Ángulo azimutal..... | 14 |
| Figura 10: Ángulo horario..... | 15 |
| Figura 11: Geometría solar en función a la dirección del haz de radiación..... | 15 |
| Figura 12: Horas de sol pico u horas efectivas de sol..... | 16 |
| Figura 13: Consumo y proyección mundial de energía por fuente de energía..... | 17 |
| Figura 14: Mapa mundial de empleo generado debido a energías renovables en 2018.18 | |
| Figura 15: Empleo generado por tipo de energía renovable..... | 18 |
| Figura 16: Gráfico representativo de la potencia fotovoltaica agregada por países..... | 19 |
| Figura 17: Principales mercados fotovoltaicos en 2018 (GW)..... | 20 |
| Figura 18: Proyecciones de potencia fotovoltaica instalada en 2019 – 2023..... | 20 |
| Figura 19: Capacidad instalada acumulada 2018 (MW)..... | 21 |
| Figura 20: Proyectos fotovoltaicos en Ecuador..... | 23 |
| Figura 21: Sombreado generado por edificaciones en entornos urbanos..... | 24 |
| Figura 22: a) Instalación BAPV b) Instalación BIPV..... | 24 |
| Figura 23: Software utilizado para análisis de sombras en sistema fotovoltaicos. a) PVsyst®, b) Trimble sketchup®, c) Autodesk® Ecotect Analysis® (Herramienta integrada en Autodesk® Revit®)..... | 25 |
| Figura 24: Producción energética por tipo de generación (GWh)..... | 27 |
| Figura 25: Incidencia de los rayos de sol en la superficie terrestre durante 365 días; a) Solsticio de verano, b) Equinoccio, c) Solsticio de invierno..... | 28 |
| Figura 26: Radiación ultravioleta en la zona tórrida caliente..... | 28 |

| | |
|--|----|
| Figura 27: Datos de irradiación en tres ciudades de países diferentes a una altitud similar; a) Barcelona-España 29 msnm, b) Guayaquil - Ecuador 7 msnm, c) Argentina - Mar del Plata 13 msnm | 29 |
| Figura 28: Curvas de trayectoria solar en línea ecuatorial del país; lat: 0, Long: -79... 29 | 29 |
| Figura 29: Atlas solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica | 30 |
| Figura 30: Mapa solar del Ecuador versión 2019; Irradiación global horizontal..... | 32 |
| Figura 31: Componentes generales de los sistemas fotovoltaicos | 33 |
| Figura 32: Sistema fotovoltaico sin almacenamiento de energía | 34 |
| Figura 33: Sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía | 35 |
| Figura 34: Diagrama de pérdidas energéticas en sistemas convencionales | 36 |
| Figura 35: Diagrama de pérdidas energéticas en sistemas híbridos | 36 |
| Figura 36: Pérdidas en generador fotovoltaico..... | 38 |
| Figura 37: Curva de carga – E.E. Centro Sur | 38 |
| Figura 38: Curva de generación fotovoltaica | 39 |
| Figura 39: Curva de carga residencial resultante con sistema fotovoltaico | 39 |
| Figura 40: Curva de carga comercial resultante con sistema fotovoltaico..... | 39 |
| Figura 41: Curva de carga industrial resultante con sistema fotovoltaico..... | 40 |
| Figura 42: Elementos integrales de un panel fotovoltaico | 43 |
| Figura 43: Estructura simplificada de una célula fotovoltaica de unión p-n..... | 44 |
| Figura 44: Células fotovoltaicas; a) Monocristalina b) Policristalina c) Amorfo | 46 |
| Figura 45: Diagrama de inversor monofásico 3.3 kW a 5 kW marca ABB..... | 48 |
| Figura 46: Inversor híbrido con sistema de monitoreo en tiempo real..... | 49 |
| Figura 47: Curvas I-V de TSM-215 DC 80.08 con temperatura variable | 50 |
| Figura 48: Ciclo de carga y descarga de una batería..... | 51 |
| Figura 49: Elementos integrales de una batería de plomo-ácido..... | 52 |
| Figura 50: Representación gráfica de estratificación del electrolito | 57 |
| Figura 51: Sulfatación en batería de Plomo-ácido | 58 |
| Figura 52: Características generales de conductores para aplicaciones fotovoltaicas .. | 58 |
| Figura 53: Definición de los parámetros geométricos empleados para calcular la resistencia de un alambre. Se supone que la resistividad del material es equivalente uniforme | 60 |
| Figura 54: Diferencia entre cable y alambre | 60 |

| | |
|--|-----|
| Figura 55: Correcta interconexión de paneles fotovoltaico..... | 62 |
| Figura 56: Capacitancias parasitas en paneles fotovoltaicos..... | 63 |
| Figura 57: Fijación de paneles fotovoltaicos en estructura de anclaje | 64 |
| Figura 58: Estructura del generador fotovoltaico | 65 |
| Figura 59: Características físicas de un panel fotovoltaico (350 Wp)..... | 66 |
| Figura 60: Paneles fotovoltaicos en serie con tensión nominal por panel de 37.45 V y 8.98 A | 66 |
| Figura 61: Dos series o cadenas de paneles fotovoltaicos conectadas en paralelo, con parámetros nominales por panel de 37.45 V y 8.98 A | 67 |
| Figura 62: Paneles fotovoltaicos en serie-paralelo con tensión nominal por panel de 37.45 V y 8.98 A | 68 |
| Figura 63: Diodos By-Pass | 69 |
| Figura 64: Diodos de bloqueo | 69 |
| Figura 65: Baterías con conexión en serie; 12 V; 450 Ah..... | 70 |
| Figura 66: Baterías con conexión en paralelo; 12 V; 450 Ah | 71 |
| Figura 67: Baterías con conexión serie-paralelo | 71 |
| Figura 68: Configuraciones de inversores fotovoltaicos | 72 |
| Figura 69: Proyección de sombras ocasionadas por detalles de la residencia..... | 89 |
| Figura 70: Consumo eléctrico promedio de una residencia básica | 90 |
| Figura 71: Mes de mayor consumo eléctricos | 91 |
| Figura 72: Criterios de dimensionamiento | 93 |
| Figura 73: Pérdidas energéticas en sistemas fotovoltaicos..... | 95 |
| Figura 74: Cuadros de protecciones eléctricas | 105 |
| Figura 75: Diodo de bloqueo con conector MC4 | 106 |
| Figura 76: Conector multicontact (MC4). a) Conector macho; b) Conector hembra . | 107 |
| Figura 77: a) Portafusibe tipo cartucho, b) Portafusible tipo cuchilla..... | 107 |
| Figura 78: Protector de sobre tensiones (SPD) | 108 |
| Figura 79: Esquema de puesta a tierra de los elementos integrales. | 111 |
| Figura 80: Diagrama unifilar con inversor centralizado y 2 entradas MPPT, a) Monofásico, b) Trifásico | 112 |
| Figura 81: Diagrama unifilar híbrido centralizado con 2 entradas MPPT, a) Monofásico, b) Trifásico | 113 |

| | |
|--|-----|
| Figura 82: Conexión eléctrica de 240 V en red de baja tensión en el Ecuador..... | 114 |
| Figura 83: Análisis de trayectoria solar (Quito-Ecuador, Lat 0°; 8:30 am), Autodesk® Ecotect Analysis®. a) Solsticio, b) Equinoccio, c) Solsticio | 119 |
| Figura 84: Distancia mínima entre paneles para los hemisferios norte y sur..... | 119 |
| Figura 85: Distancia mínima entre paneles para regiones cercanas al Ecuador..... | 120 |
| Figura 86: Medición de la corriente fotovoltaica | 123 |
| Figura 87: Pérdida de eficiencia del sistema fotovoltaico..... | 127 |
| Figura 88: Tasa de inflación de consumo energético anual | 127 |
| Figura 89: Tasa anual de inflación de la energía..... | 128 |
| Figura 90: Inflación anual de costes periódicos | 129 |
| Figura 91: Flujo de caja y punto de retorno de inversión sin sistema de almacenamiento energético..... | 130 |
| Figura 92: Flujo de caja y punto de retorno de inversión con sistema de almacenamiento de energía..... | 130 |
| Figura 93: Tarifa de alimentación aplicada a la producción anual de energía con una pérdida de eficiencia del sistema | 131 |
| Figura 94: Flujo de caja y retorno de la inversión con tarifa de alimentación y tarifa de exportación | 132 |
| Figura 95: Tasa interna de retorno..... | 134 |
| Figura 96: Simulación de trayectoria solar..... | 143 |
| Figura 97: Estudio de sombra..... | 143 |
| Figura 98: Ubicación idónea de módulos fotovoltaicos | 144 |
| Figura 99: Historial de consumo eléctrico en la residencia..... | 144 |
| Figura 100: Cobertura energética diaria | 152 |
| Figura 101: Cobertura energética mensual en el primer periodo | 153 |
| Figura 102: Promedio de cobertura energética diaria mensual | 153 |
| Figura 103: Producción anual debida a la pérdida de eficiencia..... | 157 |
| Figura 104: Aumento de consumo eléctrica..... | 157 |
| Figura 105: Consumo residencial con tasa de inflación de energía | 158 |
| Figura 106: Inflación anual de costos periódicos..... | 159 |
| Figura 107: Flujo de caja del sistema fotovoltaico | 159 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| Tabla 1: Tipos de energía. | 7 |
| Tabla 2: Niveles de tensión en redes eléctricas en el Ecuador. | 8 |
| Tabla 3: Fuentes de energía no renovables. | 8 |
| Tabla 4: Centrales en operación por estados de México. | 21 |
| Tabla 5: Potencia nominal instalada por recurso energético. | 22 |
| Tabla 6: Proyectos fotovoltaicos en el país. | 22 |
| Tabla 7: Simulación de producción de energía horaria media mensual en un entorno urbano (asumiendo sombreado parcial en función a la trayectoria solar), potencia nominal 4.5 kW, monofásica en baja tensión. | 25 |
| Tabla 8: Valores de irradiación solar global para las provincias del país y sus ciudades más importantes. | 31 |
| Tabla 9: Simbología empleada en sistemas fotovoltaicos. | 41 |
| Tabla 10: Eficiencias de la célula solar. | 46 |
| Tabla 11: Tipos de baterías. | 52 |
| Tabla 12: Número de ciclos en función de la máxima profundidad de descarga permitida de dos fabricantes de baterías de plomo-ácido. | 54 |
| Tabla 13: Características específicas de conductores para aplicaciones fotovoltaicas.. | 59 |
| Tabla 14: Precios preferentes Energías Renovables en (cUSD/kWh). | 76 |
| Tabla 15: Precios preferentes Centrales Hidroeléctricas hasta 50 MW (cUSD/kWh).. | 77 |
| Tabla 16: Máxima profundidad de descarga en función del tipo de batería. | 81 |
| Tabla 17: Localidad del sistema fotovoltaico. | 86 |
| Tabla 18: Fuentes de datos estadísticos de irradiación solar. | 86 |
| Tabla 19: Hora de sol pico. | 87 |
| Tabla 20: Criterios de selección del área de emplazamiento del sistema fotovoltaico. | 88 |
| Tabla 21: Factores a considerar para levantamiento de datos de cargas. | 92 |
| Tabla 22: Parámetros y factores de pérdidas en sistema fotovoltaicos. | 94 |
| Tabla 23: Comprobaciones eléctricas para determinar el tipo de inversor. | 98 |
| Tabla 24: Datos de voltaje para la determinación del inversor | 99 |
| Tabla 25: Ampacidad del conductor en AWG y mm ² | 103 |
| Tabla 26: Clases de servicio de fusibles. | 108 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 27: Producción anual de energía en [kWh/año]..... | 115 |
| Tabla 28: Especificaciones de estructura de soporte y anclaje..... | 118 |
| Tabla 29: Inspección visual bajo norma ASTM E 1799-96. | 122 |
| Tabla 30: Mantenimiento del sistema fotovoltaico. | 122 |
| Tabla 31: Normas ASTM E44.09 Standards. | 124 |
| Tabla 32: IEEE PV Standars. | 125 |
| Tabla 33: IEC PV Standards..... | 125 |
| Tabla 34: Parámetros a considerar para estudio de factibilidad. | 126 |
| Tabla 35: Consideraciones del VAN para la toma de decisión de la inversión..... | 133 |
| Tabla 36: Consideraciones del TIR para la toma de decisión de la inversión..... | 133 |
| Tabla 37: Factores de emisiones de principales gases contaminantes..... | 135 |
| Tabla 38: Consideraciones de seguridad general y seguridad de manipulación. | 137 |
| Tabla 39: Seguridad de instalación fotovoltaica..... | 138 |
| Tabla 40: Softwares de simulación, análisis y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos. | 139 |
| Tabla 41: Localidad de emplazamiento del sistema fotovoltaico..... | 140 |
| Tabla 42: Hora de sol pico según localidad..... | 141 |
| Tabla 43: Irradiación anual según localidad..... | 141 |
| Tabla 44: Comprobación del área de emplazamiento..... | 142 |
| Tabla 45: Características eléctricas de inversor fotovoltaico. | 146 |
| Tabla 46: Revisión de variación de voltaje para determinar el inversor. | 148 |
| Tabla 47: Comprobaciones de compatibilidad. | 148 |
| Tabla 48: Conductor empleado en tramo de corriente continua..... | 149 |
| Tabla 49: Conductor empleado en tramo de corriente alterna. | 150 |
| Tabla 50: Protecciones empleadas en sistema fotovoltaico. | 152 |
| Tabla 51: Simulación de producción de energía horaria media mensual, potencia nominal instalada 1.950 kWp, | 153 |
| Tabla 52: Producción anual de energía eléctrica. | 154 |
| Tabla 53: Evaluación de costos de equipos empleados..... | 155 |
| Tabla 54: Estimación de presupuesto y factores de rentabilidad..... | 156 |
| Tabla 55: Emisiones tóxicas evitadas..... | 160 |
| Tabla 56: Toneladas equivalentes de petróleo. | 160 |

ÍNDICE DE ECUACIONES

| | |
|-------------------|----|
| Ecuación 1 | 9 |
| Ecuación 2 | 9 |
| Ecuación 3 | 11 |
| Ecuación 4 | 60 |
| Ecuación 5 | 66 |
| Ecuación 6 | 67 |
| Ecuación 7 | 75 |
| Ecuación 8 | 87 |
| Ecuación 9 | 87 |
| Ecuación 10 | 89 |
| Ecuación 11 | 90 |
| Ecuación 12 | 90 |
| Ecuación 13 | 91 |
| Ecuación 14 | 92 |
| Ecuación 15 | 92 |
| Ecuación 16 | 93 |
| Ecuación 17 | 94 |
| Ecuación 18 | 94 |
| Ecuación 19 | 94 |
| Ecuación 20 | 95 |
| Ecuación 21 | 96 |
| Ecuación 22 | 97 |
| Ecuación 23 | 98 |
| Ecuación 24 | 98 |
| Ecuación 25 | 98 |
| Ecuación 26 | 99 |
| Ecuación 27 | 99 |
| Ecuación 28 | 99 |
| Ecuación 29 | 99 |

| | |
|-------------------|-----|
| Ecuación 30 | 99 |
| Ecuación 31 | 100 |
| Ecuación 32 | 100 |
| Ecuación 33 | 100 |
| Ecuación 34 | 101 |
| Ecuación 35 | 101 |
| Ecuación 36 | 101 |
| Ecuación 37 | 102 |
| Ecuación 38 | 102 |
| Ecuación 39 | 102 |
| Ecuación 40 | 103 |
| Ecuación 41 | 103 |
| Ecuación 42 | 103 |
| Ecuación 43 | 104 |
| Ecuación 44 | 104 |
| Ecuación 45 | 104 |
| Ecuación 46 | 104 |
| Ecuación 47 | 104 |
| Ecuación 48 | 105 |
| Ecuación 49 | 106 |
| Ecuación 50 | 107 |
| Ecuación 51 | 115 |
| Ecuación 52 | 115 |
| Ecuación 53 | 116 |
| Ecuación 54 | 116 |
| Ecuación 55 | 116 |
| Ecuación 56 | 118 |
| Ecuación 57 | 129 |
| Ecuación 58 | 129 |
| Ecuación 59 | 131 |
| Ecuación 60 | 131 |
| Ecuación 61 | 131 |

| | |
|-------------------|-----|
| Ecuación 62 | 132 |
| Ecuación 63 | 133 |
| Ecuación 64 | 134 |
| Ecuación 65 | 135 |
| Ecuación 66 | 135 |
| Ecuación 67 | 136 |
| Ecuación 68 | 136 |
| Ecuación 69 | 150 |
| Ecuación 70 | 150 |
| Ecuación 71 | 150 |
| Ecuación 72 | 158 |

NOMENCLATURA

| | |
|------------------|---|
| $R_{directa}$ | Radiación directa, W/m^2 |
| R_{difusa} | Radiación difusa, W/m^2 |
| R_{albedo} | Radiación de albedo, W/m^2 |
| R_g | Radiación global, W/m^2 |
| G_{sc} | Constante solar, W/m^2 |
| ϕ | Latitud geográfica, $^\circ$ |
| L | Longitud geográfica, $^\circ$ |
| β | Ángulo de inclinación de una superficie, $^\circ$ |
| δ | Ángulo de declinación, $^\circ$ |
| γ | Ángulo azimutal de una superficie, $^\circ$ |
| ω | Ángulo horario, $^\circ$ |
| θ | Ángulo de incidencia, $^\circ$ |
| θ_z | Ángulo cenital, $^\circ$ |
| α_s | Ángulo de altitud solar, $^\circ$ |
| γ_s | Ángulo azimutal solar, $^\circ$ |
| HSP | Horas de sol pico u horas efectivas de sol, h |
| HSP_T | Horas de sol pito total, h |
| ρ | Resistividad, $\Omega \cdot m$ |
| l | Longitud del conductor, m |
| S | Sección o área transversal del conductor eléctrico, m^2 |
| R | Resistencia eléctrica, Ω (ohm) |
| Isc | Corriente de corto circuito, A |
| Voc | Tensión de circuito abierto, V |
| η_p | Eficiencia del panel |
| V_{Tot} | Nivel de tensión total, V |
| I_{Tot} | Corriente eléctrica total, A |
| $\overline{H_C}$ | Irradiación promedio mensual corregida, $kWh/m^2/día$ |
| \overline{H} | Irradiación promedio mensual, $kWh/m^2/día$ |

| | |
|--------------------|--|
| k | Factor de corrección en función del ángulo de inclinación y latitud geográfica |
| C_s | Coefficiente de sombreado |
| E_{pcm} | Energía promedio de consumo mensual, kWh/mes |
| E_m | Energía consumida mes a mes, kWh/mes |
| E_{Gen} | Energía diaria generada, Wh/día |
| E_{mc} | Energía eléctrica en el mes de mayor consumo, kWh/mes |
| N_d | Número de días |
| P | Potencia eléctrica, kW |
| F.Arr | Factor de arranque |
| F.Sim | Factor de simultaneidad |
| N_h | Número de horas, h |
| P_{cons} | Potencia consumida, kW |
| P_{ae} | Porcentaje de ahorro energético, % |
| $PT. [\%]$ | Pérdidas totales del sistema fotovoltaico, % |
| $BOS [\%]$ | Balance del sistema fotovoltaico, % |
| N_p | Número de paneles fotovoltaicos |
| E_{Nec} | Energía necesaria, Wh/día |
| W_p | Potencia unitaria de un panel fotovoltaico, W |
| η_d | Factor global de pérdidas |
| A_N | Área de emplazamiento del sistema, m ² |
| A_p | Área del panel fotovoltaico, m ² |
| P_0 | Potencia nominal instalada, kWp |
| $V_{mp\ tot(STC)}$ | Tension en el punto de máxima potencia de las ramas, V |
| $V_{oc\ tot(STC)}$ | Tensión de circuito abierto de las ramas, V |
| ΔT | Variación de temperatura, °C |
| T_d | Temperatura deseada, °C |
| T_{STC} | Temperatura en condiciones estándar de funcionamiento, °C |
| ΔV | Variación del nivel de tensión en las ramas, V |
| C_T | Coefficiente de temperatura, V/°C, %/°C |

| | |
|----------------|---|
| $V_{mp}(@Td)$ | Tensión en el punto de máxima potencia a una temperatura deseada, V |
| $V_{oc}(@Td)$ | Tensión de circuito abierto a una temperatura deseada, V |
| N_{ps} | Número e paneles en serie |
| F_{Di} | Factor de dimensionamiento, % |
| P_{Ninv} | Potencia nominal del inversor, kW |
| E_{nb} | Energía necesaria en las baterías de almacenamiento, kWh |
| D_a | Días de autonomía |
| E_a | Energía almacenada, kWh |
| Pd | Profundidad de descarga, % |
| Q | Capacidad de la batería, Ah |
| V_b | Nivel de tensión de la batería, V |
| N_b | Número de baterías |
| Q_c | Capacidad comercial de baterías, Ah |
| i | Corriente eléctrica, A |
| V_{AF} | Nivel de tensión de cada rama del arreglo fotovoltaico, V |
| i_{inv} | Corriente máxima a la salida del inversor, A |
| $\cos \varphi$ | Factor de potencia |
| V_{inv} | Nivel de tensión a la salida del inversor, V |
| P_{pCC} | Pérdida de potencia en tramos de corriente continua, kW |
| η_{cDC} | Eficiencia de conductores en tramos de corriente continua |
| P_{pCAM} | Pérdida de potencia en tramos de corriente alterna monofásica, kW |
| η_{cACM} | Eficiencia de conductores en tramos de corriente alterna monofásica |
| P_{pCAT} | Pérdida de potencia en tramos de corriente alterna, kW |
| η_{cCAT} | Eficiencia de conductores en tramos de corriente alterna trifásica |
| P_{oinv} | Potencia nominal a la salida del inversor, kW |
| η_{inv} | Rendimiento del inversor |
| I_{mp} | Corriente de máxima potencia, |
| E_{pm} | Producción mensual de energía eléctrica, kWh/mes |
| E_{pA} | Producción anual de energía eléctrica, kWh/año |
| F_p | Factor de planta |

| | |
|-----------------------|---|
| PR : | Índice de rendimiento del sistema |
| $H_{A(\alpha,\beta)}$ | Irradiación anual incidente en el plano del generador fotovoltaico kWh/m ² |
| G^* | Irradiancia de referencia, kW/m ² |
| β_{opt} | Ángulo óptimo de inclinación, ° |
| C_{om} | Costos de operación y mantenimiento, \$ |
| C_e | Costos extraordinarios, \$ |
| C_p | Costos periódicos, \$ |
| F_c | Flujo de caja, \$ |
| A_h | Ahorro económico, \$ |
| I_{ini} | Inversión inicial, \$ |
| T_a | Tarifa de alimentación, \$/kWh |
| I_{Ta} | Ingresos por tarifa de alimentación, \$ |
| I_{Te} | Ingresos por tarifa de exportación, \$ |
| $C_{o(vida\ util)}$ | Costos de operación y mantenimiento en la vida útil del sistema, \$ |
| VAN | Valor actual neto |
| TIR | Tasa interna de retorno |
| $LCOE$ | Costo nivelado de electricidad |
| E_{eu} | Emisiones evitadas en la vida útil del sistema, kg CO ₂ e |
| V_u | Vida útil del sistema, años |
| η_{pe} | Pérdida de eficiencia en el periodo de la vida útil del sistema |
| TEP_{AA} | Toneladas equivalentes de petróleo ahorrado durante el primer periodo. |
| F_{TOE} | Factor de conversión TEP |
| V_u | Vida útil del sistema, años |

ABREVIATURA

| | |
|---------|---|
| STC | Condiciones standard de prueba. |
| HSP | Hora solar pico. |
| BNEE | Balance nacional de energía eléctrica. |
| POT | Plan de ordenamiento territorial. |
| BAPV | Construcciones de elementos fotovoltaicos adjuntos. |
| BIPV | Construcciones de elementos fotovoltaicos integrados. |
| CELEC | Corporación eléctrica del Ecuador. |
| CENACE | Centro nacional de control de energía. |
| INAMHI | Instituto nacional de meteorología e hidrología. |
| CONELEC | Consejo nacional de electricidad. |
| NREL | National renewable energy laboratory. |
| CSR | Modelo climatológico de radiación solar. |
| PSM | Modelo solar físico. |
| GHI | Irradiación global horizontal. |
| DMQ | Distrito metropolitano de Quito. |
| IIGE | Instituto de investigación geológico y energético. |
| NEC | Normas Ecuatorianas de construcción. |
| UTP | Cable de par trenzado. |
| AM | Atmosfera de prueba. |
| dB | Decibeles. |
| CC | Corriente continua. |
| CA | Corriente alterna. |
| GND | Tierra física. |
| MPPT | Seguidor de punto de máxima potencia. |
| PWM | Modulación por ancho de pulsos |
| NOT | Temperatura normal de operación. |

| | |
|---------|---|
| uSFV | Micro sistema fotovoltaico. |
| MIDUVI | Ministerio de desarrollo urbano y vivienda. |
| INEN | Instituto Ecuatoriano de normalización. |
| IEEE | Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica |
| IEC | Comisión electrotécnica internacional. |
| THD | Distorsión armónica total. |
| NOC | Condiciones normales de operación. |
| FV | Fotovoltaico. |
| PdD | Profundidad de descarga. |
| SFV | Sistema fotovoltaico. |
| VCC | Voltios en corriente continua. |
| SPD | Protector de sobretensiones transitorias. |
| SPI | Protección de interfaz. |
| BOS | Balance del sistema. |
| VAN | Valor actual neto. |
| TIR | Tasa interna de retorno. |
| TOE/TEP | Toneladas equivalentes de petróleo. |
| LAT | Latitud geográfica. |
| LONG | Longitud geográfica. |

1 TÍTULO

**DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA EN EL ECUADOR EN BAJA
TENSIÓN.**

2 RESUMEN

El presente trabajo de titulación aborda conocimientos importantes sobre sistemas fotovoltaicos, desde el funcionamiento de cada componente, arreglos entre los distintos equipos, y esencialmente, plantea una metodología de dimensionamiento de estos sistemas conectados a la red eléctrica en el Ecuador en baja tensión (red pública), tomando en cuenta las consideraciones y restricciones establecidas en la resolución 042/18 por la Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (ARCONEL) para microgeneración fotovoltaica.

El propósito de dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, es el cálculo numérico para establecer la cantidad de paneles a utilizar, el cálculo numérico de la baterías en caso de emplearlas (sistemas híbridos), la determinación de las protecciones eléctricas a utilizar, el dimensionamiento del cableado eléctrico, el análisis de compatibilidad entre equipos, configuraciones técnicas eléctricas entre los mismos, el análisis de trayectoria solar para mitigar las pérdidas energéticas debido al sombreado y las condiciones idóneas para la puesta a tierra en estos sistemas.

De igual manera, en el presente trabajo se analiza las diferentes metodologías establecidas de dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos en diferentes países de la región para abarcar todos los factores que influyen en los mismos.

Además, se establecerá una metodología de análisis económico para analizar la rentabilidad del sistema fotovoltaico en un tiempo determinado.

Finalmente, esta investigación se basa en análisis cuantitativos y cualitativos en base a todo lo referente al dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos a nivel residencial, comercial e industrial, en baja tensión, por lo tanto, el tipo de alcance de la investigación es descriptiva, deductiva y analítica.

ABSTRACT

The present degree research boards the basic and important knowledge about photovoltaic systems, from the operation of each component, arrangements between the different equipment, and essentially, it proposes a dimensioning methodology for these systems connected to the electrical network in Ecuador in low voltage (public network), taking into account the considerations and restrictions established in the resolution 042/18 by the Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (ARCONEL) for the photovoltaic microgeneration.

The dimensioning photovoltaic system proposal is the numeric calculation in order to establish the quantity of panels to use, the numeric calculation of the batteries in case of implementing them (hybrid systems), the determination of the electric protection to use, the electrical wiring dimensioning, the analysis among the equipment compatibility, electrical technical configurations between them, the analysis of the solar trajectory to mitigate the energetic losses due to shading and the suitable conditions for grounding in these systems.

Similarly, in the present research, the different established methodologies about the dimensioning of the photovoltaic systems in different countries of the region in order to encompass all the factors that influence them are analyzed.

Furthermore, a methodology about the economic analysis with the proposal of analyzing the profitability of photovoltaic systems in a set time will be established.

Finally, this research is based on the quantitative and qualitative analysis considering everything about the dimensioning of the photovoltaic systems at the residential, commercial and industrial level, in low voltage, therefore, the kind of research scope is descriptive, deductive, and analytical.

3 INTRODUCCIÓN

La energía fotovoltaica para generación de energía eléctrica es una práctica cada vez más común en el ámbito internacional, consiste en la transformación directa de la energía solar a un flujo de corriente eléctrica empleada para distintos usos, es una de las energías renovables amigables con el medio ambiente más accesibles que podemos encontrar, ya que no se necesita la implementación de mucha tecnología y área de emplazamiento para poder generar energía aprovechable, comparado a energías renovables como la hidráulica, eólica, geotérmica entre otras, que, si requieren una alta disponibilidad principalmente del recurso que se desea explotar.

El crecimiento del mercado de la energía fotovoltaica ha favorecido mucho a esta tecnología, ya que al pasar de los años se han desarrollado múltiples investigaciones para lograr células fotovoltaicas mucho más eficientes, de igual manera se ha abaratado considerablemente los equipos que conforman este sistema, logrando con ello mucha más accesibilidad y flexibilidad en rangos de operación de dichos equipos.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en baja o media tensión, son principalmente enfocados a dar la oportunidad a los campos residencial o industrial para que puedan generar su propia energía eléctrica, ya sea para sus hogares, dentro de su comunidad o para edificaciones arquitectónicas e industriales.

Según (Raúl González G., 2003) estos sistemas ya sea en baja o media tensión, aportan con un sinnúmero de beneficios a los sistemas de distribución, entre los que destacan:

- La suavización de picos de demanda cuando existe cierto nivel de coincidencia entre las curvas de generación fotovoltaica y las curvas de consumo del inmueble.
- Alivio térmico a todos los equipos de distribución eléctrica.
- Reducción de pérdidas eléctricas por transmisión y distribución.
- Soporte de tensión en alimentadores de distribución.
- Compensación de potencia reactiva en el alimentador.

Es por todo esto que la energía fotovoltaica ha tenido una excelente acogida a nivel internacional, posicionándola entre las opciones más fáciles y económicas de implementar.

Objetivo general.

- Desarrollar una metodología para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en el Ecuador en baja tensión.

Objetivos específicos.

- Realizar una revisión sistemática de literatura respecto a reglamentos disponibles en el Ecuador y en países de la región respecto a la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en baja tensión.
- Proponer una metodología para el dimensionamiento, diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en el Ecuador en baja tensión.
- Realizar un análisis técnico-económico para establecer la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos conectados a red eléctrica en baja tensión.

4 REVISIÓN LITERARIA

4.1 Conceptos fundamentales

4.1.1 Introducción

Al hablar de sistemas de generación eléctrica y específicamente del sistema fotovoltaico, es necesario abordar los fundamentos básicos empleados en los mismos, y con ello obtener un mayor conocimiento sobre las distintas variables que interceden en estos tipos de sistemas. Esto incluye consideraciones geométricas, es decir, la dirección desde la cual se recibe los rayos del sol, su ángulo de inclinación en diferentes superficies y la cantidad de radiación recibida durante varios periodos de tiempo.

Este capítulo abordará un concepto generalizado de energías renovables y conceptos de coordenadas geográficas esenciales para este dimensionamiento, ya que la ubicación tiene un importante impacto sobre la cantidad de energía solar recibida en un lugar en específico de una región del país donde se desee realizar una implementación de este tipo de sistema de generación eléctrica.

4.1.2 Fuentes de energía

El término energía, es un término muy amplio y abarca distintos panoramas en base a que se va a realizar, o en base a que tema se va a hablar específicamente, por ejemplo, según (Y. A. Cengel & Boles, 2006) en termodinámica la energía se puede considerar como la capacidad para causar cambios, al utilizar el término calor, esta es la forma de la energía que se puede transferir de un sistema a otro como resultado de la diferencia de temperatura, donde la ciencia que trata este tema es transferencia de calor (Y. a. Cengel, 2011). La importancia del concepto de energía surge del principio de conservación de energía donde la misma es una cantidad que se puede convertir de una forma a otra, pero no puede crearse ni destruirse. En un automóvil con motor de combustión interna, la energía química almacenada en el combustible se convierte parcialmente en energía del movimiento del auto y parcialmente en energía térmica (Young & Freedman, 2013), es por ello que la energía como tal se divide en distintas ramas como son:

Tabla 1: Tipos de energía.

| Mecánica | Electromagnética | Termodinámica | Relatividad | Química | Cuántica |
|--------------------|------------------------------|--------------------------|----------------------------|------------------------|--------------------|
| -Energía cinética | -Energía radiante | -Energía interna | -Energía en reposo | -Energía de ionización | -Energía del vacío |
| -Energía potencial | -Energía calórica | -Energía térmica | -Energía de desintegración | -Energía de enlace | |
| | -Energía potencial eléctrica | -Potencial termodinámico | | | |
| | -Energía eléctrica | | | | |

Fuente: Autor

Según (Jarabo et al., 1988) la energía eléctrica se asocia a un flujo de cargas eléctricas o a su acumulación, esta puede transformarse en muchas otras formas de energía, tales como la energía lumínica (luz), la energía mecánica, y la energía térmica, entonces, el concepto de energía que se utilizará es el utilizado en física, donde establece que energía es la capacidad de un sistema para realizar un trabajo.

Al hablar de un sistema de generación eléctrica debemos considerar la transformación y utilización de la energía, y es necesario distinguir de aquella que se obtiene de la naturaleza antes de cualquier otra conversión por medios técnicos (energía primaria o recursos almacenados), otras que deben sufrir una o varias transformaciones (energía intermedia) hasta alcanzar la forma de energía requerida por el consumidor (energía útil o energía final).

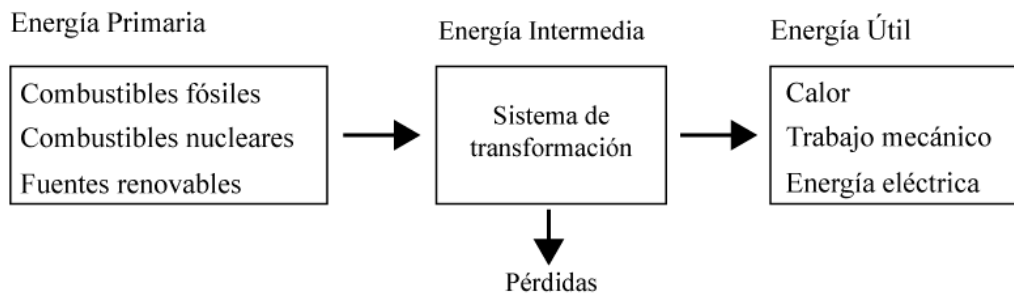


Figura 1: Transformación y utilización de la energía.
Fuente: Adaptación (Jarabo et al., 1988)

4.1.3 Niveles de tensión

Los niveles de tensión aplicados en el país son los niveles que comúnmente funcionan las distintas redes de distribución, estos niveles son generalmente clasificados en baja tensión, media tensión y alta tensión (ARCONEL 002/19, 2019):

Tabla 2: Niveles de tensión en redes eléctricas en el Ecuador.

| N. de tensión | Descripción |
|----------------|---|
| Baja tensión: | Voltajes de suministro en el punto de entrega inferiores a 600 V. |
| Media tensión: | Voltajes de suministro en el punto de entrega entre 600 V y 40 kV. |
| Alta tensión: | <ul style="list-style-type: none">• GRUPO 1 – AV1: Voltajes de suministro en el punto de entrega mayor a 40 kV y hasta 138 kV• GRUPO 2 – AV2: Voltajes de suministro en el punto de entrega superiores a 138 kV. |

Fuente: (ARCONEL 004/18, 2018)

4.1.4 Recursos energéticos

Los recursos energéticos son aquellos que están en la naturaleza, estos recursos pueden ser de carácter renovables o no renovables según su origen.

En el caso de las energías no renovables, son todos aquellos recursos de origen terrestre y que llevan almacenados por millones de años y, por lo tanto, son recursos finitos que tarde o temprano se agotaran, estos recursos son clasificados por tres grupos según el nivel de importancia económica.

- Grupo 1: Fuentes de importancia económica actual, con tecnologías plenamente desarrolladas.
- Grupo 2: Fuentes de poca importancia económica con tecnologías poco desarrolladas y que presentan interés a medio plazo
- Grupo 3: Fuentes no utilizadas actualmente, con tecnologías poco o nada desarrolladas y que presentan interés a largo plazo.

Tabla 3: Fuentes de energía no renovables.

| Grupo | Fuente | Recurso |
|-------|----------------------------------|---|
| 1 | Combustibles fósiles: | Petróleo; Gas natural; Carbón |
| | Combustibles nucleares (fisión): | Uranio |
| 2 | Hidrocarburos no tradicionales: | Pizarras bituminosas; Arenas asfálticas |
| | Combustibles nucleares (fisión): | Torio |
| 3 | Combustibles nucleares (fisión): | Deuterio |

Fuente: Adaptación (Jarabo et al., 1988).

Por su parte, las energías renovables son todas aquellas que se disipan en la naturaleza a través de ciclos producidos por el flujo de energía que recibe continuamente la tierra proveniente del Sol, de manera generalizada se clasifican en:

- Energía solar.
- Energía eólica.
- Energía de la biomasa.
- Energía geotérmica.
- Energía hidráulica.
- Energía del mar.

4.1.5 Radiación Solar

Según menciona (Fernández & Cervantes, 2017) este es un fenómeno físico debido a la emisión de energía por parte del Sol en forma de radiaciones electromagnéticas. Estas radiaciones que se hace mención pueden ser cuantificadas y a su vez se expresan en unidades de irradiancia, es decir una unidad que expresa su potencia por unidad de superficie.

Una de las características particulares de la radiación es que se trata de una forma de energía que puede ser transmitida a través del vacío, lo cual hace que sea capaz de distribuirse en el espacio. La cantidad de radiación solar que llega a nuestro planeta depende de factores como:

- La distancia entre el planeta tierra y el sol.
- La dirección o el ángulo en que estas radiaciones entran a la atmósfera mediante los movimientos que normalmente tiene la misma de rotación y traslación.

Dos términos importantes dentro de radiación solar son la irradiancia e irradiación.

Irradiancia: Potencia incidente en una superficie por unidad de tiempo.

$$Irradiancia = \frac{Potencia}{Superficie} = \frac{kW}{m^2} \quad (Ecuación 1)$$

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de tiempo

$$Irradiancion = \frac{Potencia \cdot tiempo}{Superficie} = \frac{kWh}{m^2} \quad (Ecuación 2)$$

Esta energía proveniente del sol que llega a la tierra no es uniforme, y los factores que influyen son específicamente la hora del día, la latitud del lugar, la orientación de la superficie receptora, y las condiciones climatológicas del mismo lugar. Los primeros factores que afecta son altamente calculables, pero las condiciones climáticas sólo son determinables en términos estadísticos.

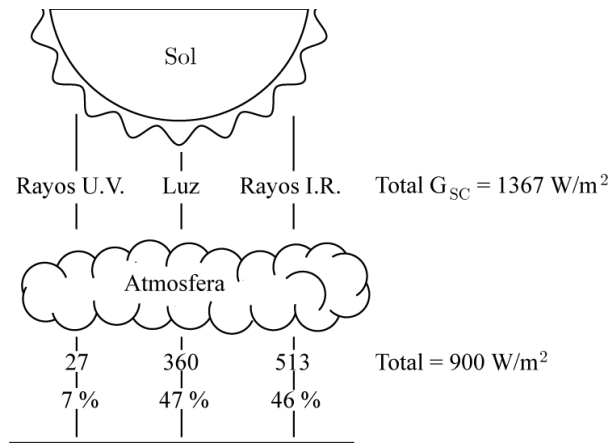


Figura 2: Energía solar que atraviesa la atmósfera.
Fuente: Adaptación (Jarabo et al., 1988).

La radiación solar que llega a la superficie de la tierra tiene principalmente tres componentes:

- Radiación directa.
- Radiación difusa.
- Radiación reflejada o albedo.

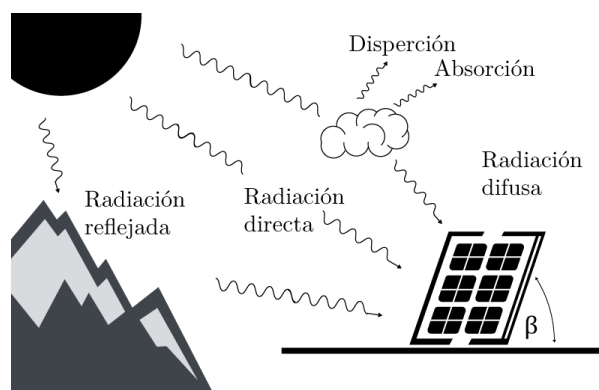


Figura 3: Radiación solar que incide sobre una superficie.
Fuente: Autor.

Radiación directa

Esta radiación es la que llega directamente del sol sin haber incidido con algún elemento por el camino o desviado ni cambiado de dirección.

Radiación difusa

Esta radiación es la que llega después de haber incidido con cualquier cuerpo de la atmósfera ya sea polvo, nubes, contaminantes, entre otros, por lo que ha cambiado de dirección.

Radiación reflejada o albedo

Por otro lado, esta radiación es la reflejada por la superficie terrestre; es de suma importancia en las zonas con nieve, con agua o cualquier otra zona donde la reflexión sea importante.

Radiación global

Finalmente esta radiación es la suma de la radiación de las tres componentes; directa, difusa y albedo (Tobajas Vásquez, 2018).

$$R_g = R_{directa} + R_{difusa} + R_{albedo} \quad (\text{Ecuación 3})$$

Instrumentos de medición de radiación.

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

- **Piranómetro:** 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):** mide la radiación reflejada o albedo (Rodríguez et al., 2008).

4.1.6 Constante solar

La constante solar (G_{sc}) según (Duffie & Beckman, 2013) es la energía del sol por unidad de tiempo recibida en una unidad de área de superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación a la distancia media tierra - sol fuera de la atmósfera (ver Figura 3).

Esta constante solar se la obtuvo mediante múltiples estudios estadísticos y experimentales por varias instituciones y personas con sus respectivos porcentajes de error o incertidumbre, hasta que finalmente la *World Radiation Center* (WRC) adoptó el valor de ($G_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$) con un valor de incertidumbre del 1 %.

$$G_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2 = 1.960 \text{ cal/cm}^2 = 433 \text{ Btu/ft}^2 \text{ h} = 4.921 \text{ MJ/m}^2$$

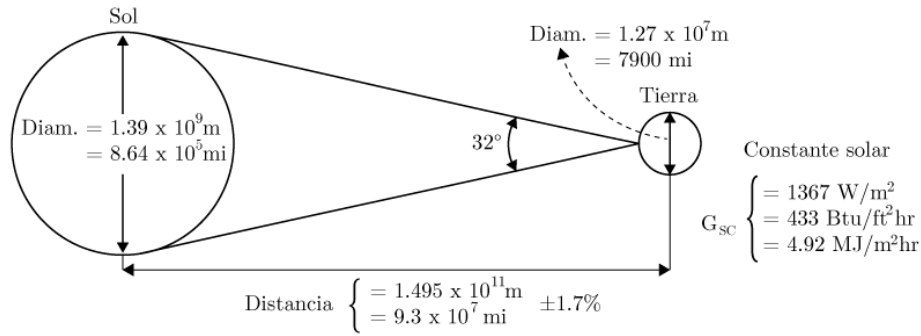


Figura 4: Constante solar.
Fuente: Adaptación (Duffie & Beckman, 2013).

4.1.7 Coordenadas geográficas

Latitud y longitud

La latitud (ϕ) proporciona la localización de un lugar en específico en dirección norte o sur desde la línea ecuatorial que divide los dos hemisferios, se expresan en medidas angulares que varían desde los 0° a partir de esta línea, hasta 90° N ($+90^\circ$) y 90° S (-90°).

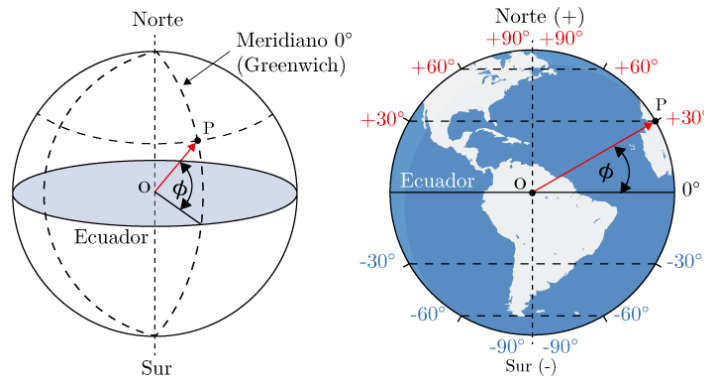


Figura 5: Latitud geográfica.
Fuente: Autor.

Por otro lado, la longitud (L) es el ángulo medido entre el meridiano de Greenwich y el meridiano que pasa por el punto a medir, es decir, se mide a lo largo del paralelo que pasa por el lugar, y evidentemente todos los puntos del mismo meridiano ostentan la misma longitud, se mide ya sea hacia el este o hacia el oeste hasta completar cada semiesfera de 180° .

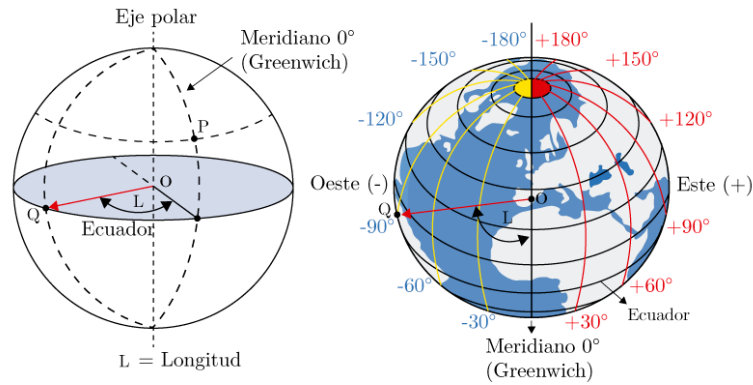


Figura 6: Longitud geográfica.
Fuente: Autor.

4.1.8 Dirección del haz de radiación

Las relaciones geométricas entre un plano con cualquier orientación e inclinación respecto al sol, se puede describir en varios ángulos.

Inclinación

Es el ángulo (β) que forma una superficie (panel fotovoltaico) respecto a la horizontal.

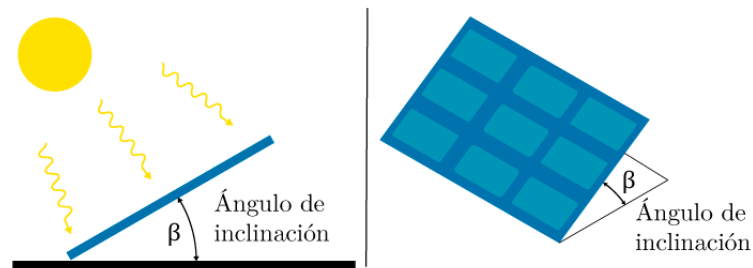


Figura 7: Ángulo de inclinación.
Fuente: Autor.

Declinación (δ)

La declinación es la posición angular del sol al medio solar (cuando el sol está en el meridiano local) con respecto al plano del ecuador, norte positivo; $-23.45^\circ \leq \delta \leq 23.45^\circ$.

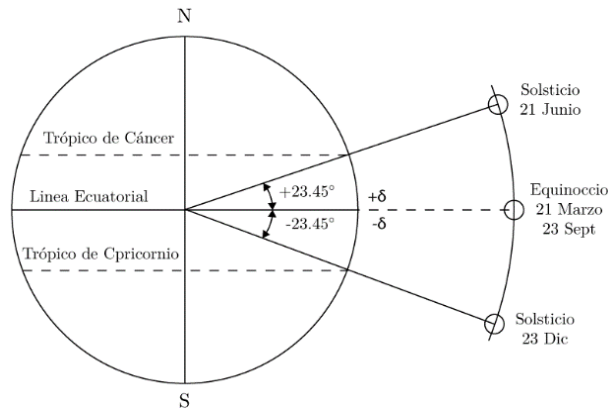


Figura 8: Declinación del sol con respecto al plano del Ecuador.
Fuente: Autor.

Ángulo azimutal de una superficie (γ)

Este ángulo azimutal es básicamente la orientación de la superficie captadora (arreglo fotovoltaico), con cero hacia el sur, este negativo y oeste positivo ($-180^\circ \leq \gamma \leq +180^\circ$).

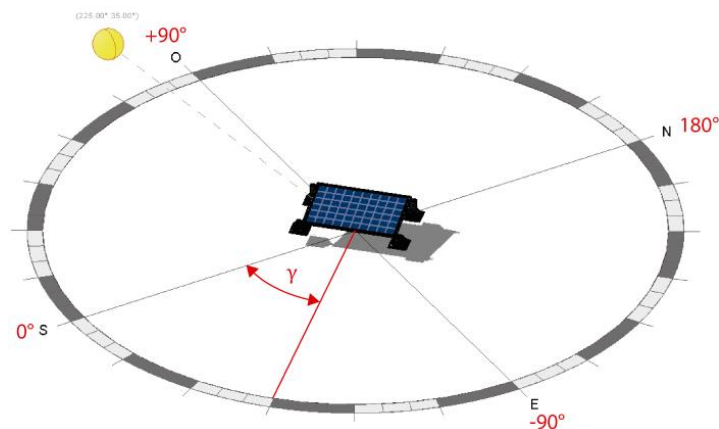


Figura 9: Ángulo azimutal.
Fuente: Autor.

Ángulo horario (ω)

Es el desplazamiento angular del sol, este varia 15° por hora, en la mañana su signo es negativo y en la tarde su signo es positivo.

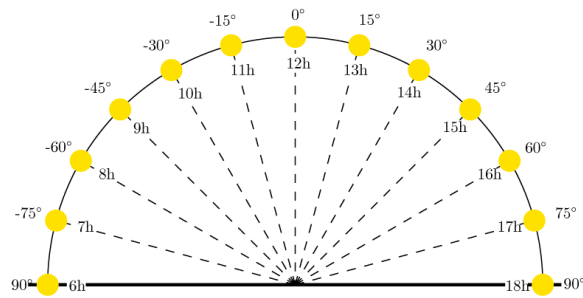


Figura 10: Ángulo horario.
Fuente: Autor.

Ángulo de incidencia (θ)

Es el ángulo entre el haz de luz y la normal de dicha superficie.

Ángulo cenital (θ_z)

Es el ángulo que se forma entre la vertical y la línea hacia el sol, es decir, el ángulo de incidencia de la radiación del haz en una superficie horizontal.

Ángulo de altitud solar (α_s)

Es el ángulo entre la horizontal y la línea hacia el sol, es decir, el complemento del ángulo cenital.

Ángulo azimutal solar (γ_s)

Es el desplazamiento angular desde la proyección de radiación de haz en el plano horizontal.

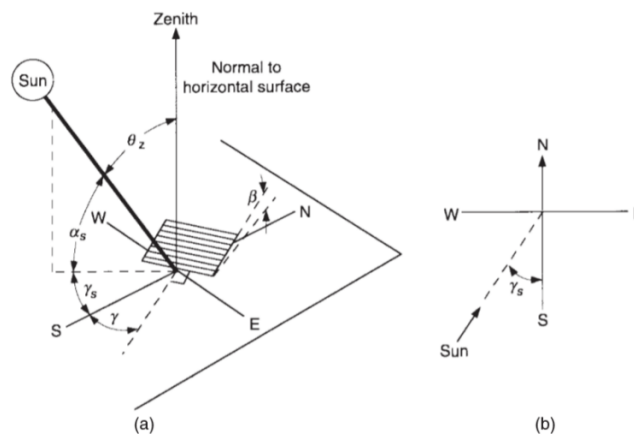


Figura 11: Geometría solar en función a la dirección del haz de radiación.
Fuente: (Duffie & Beckman, 2013).

4.1.9 Hora solar pico

Según menciona (hmsistemas, 2019) la hora solar pico u horas efectivas de sol (HSP) es una unidad que mide la irradiación solar, y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m^2 , y es equivalente a la energía total diaria incidente sobre una superficie horizontal.

$$1 \text{ HSP} = 1000 \text{ W/m}^2/\text{día} = 1 \text{ kW/m}^2/\text{día} = 3.6 \text{ MJ/m}^2/\text{día}$$

Bajo este valor 1000 W/m^2 se realizan las pruebas de rendimiento a los paneles fotovoltaicos (*standard test conditions*; STC), descritas en todas las hojas de características de los paneles fotovoltaicos, en estas condiciones se obtendrá la máxima potencia generada. No obstante, este nivel de irradiancia varía en función de las condiciones climáticas del lugar, la inclinación y orientación del arreglo fotovoltaico.

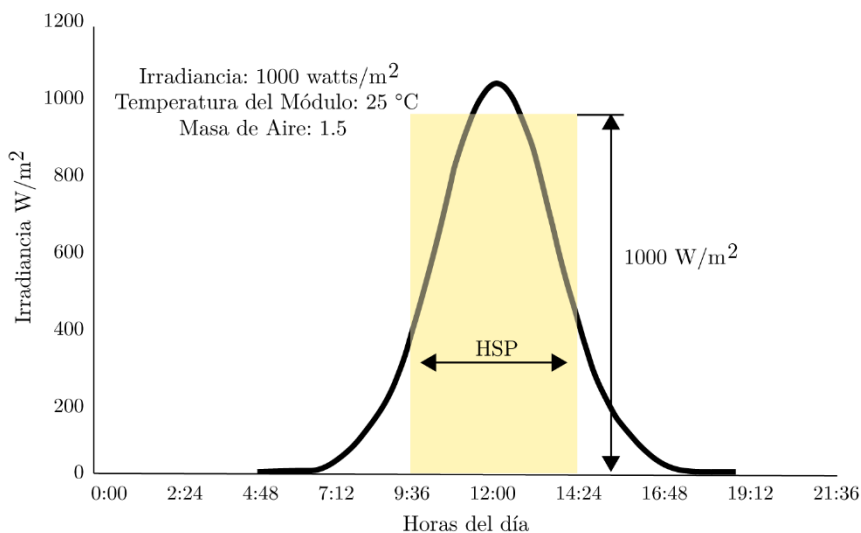


Figura 12: Horas de sol pico u horas efectivas de sol.
Fuente: Adaptación (CEMAER, 2018).

4.2 Sistemas fotovoltaicos en el mundo, Latinoamérica y Ecuador

4.2.1 Introducción

Al analizar la situación actual del crecimiento poblacional, se puede afirmar que día a día el ser humano necesita cada vez más energía para impulsar sus industrias, transporte y vivienda, según (U.S. Energy Information Administration, 2018) para el año 2040 se espera que la demanda de energía incremente un 64 %, de igual manera se proyecta que la contaminación de emisiones de gases de efecto invernadero CO₂ alcance en los próximos 100 años un calentamiento global entre 1.4 °C y 5.8 °C, por lo que todos los ecosistemas se verán afectados de no tomar las medidas necesarias (The World Bank, 2013). Es por esta situación que a nivel internacional se han adoptado medidas para promover el uso de energías renovables analizando el impacto, cualidades y beneficios que estas tendrán a largo plazo. La convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático (CMNUCC) es el principal acuerdo a nivel internacional sobre acción por el clima. Fue uno de los tres convenios adoptados en la cumbre de la tierra celebrada en Río de Janeiro en 1992. Hasta la fecha ha sido ratificada por 195 países. Se inició como medio de colaboración de los países para limitar el aumento de la temperatura mundial y el cambio climático y hacer frente a sus consecuencias.

A mediados de los años 90, los firmantes de este acuerdo se dieron cuenta de que hacían falta normas más estrictas para reducir las emisiones. En 1997, aprobaron el Protocolo de Kioto, que introducía objetivos jurídicamente vinculantes de reducción de emisiones para los países desarrollados (ANPIER, 2019).

La participación estimada de las energías renovables en la generación eléctrica mundial fue de más del 26 % a finales de 2018 (REN21, 2019).

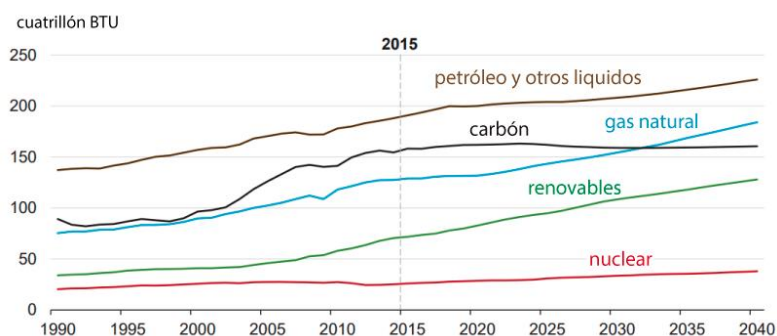


Figura 13: Consumo y proyección mundial de energía por fuente de energía.
Fuente: Adaptación de (U.S. Energy Information Administration, 2017).

Las energías renovables a nivel mundial tienen una gran importancia y participación, ya que aborda aspectos como el cambio climático, crea nuevas oportunidades económicas y proporciona acceso a la energía a millones de personas que aún no cuentan con servicios de energía (Robles & Rodríguez, 2018). Estas energías renovables han experimentado progresos notables en la última década, impulsados por el apoyo a las políticas, la innovación, el avance tecnológico y las fuertes reducciones de costos (seforall, 2019). No obstante, como ya se mencionó, estas energías renovables tienen un gran impacto en aspectos económicos, generando puestos de trabajo a nivel mundial.

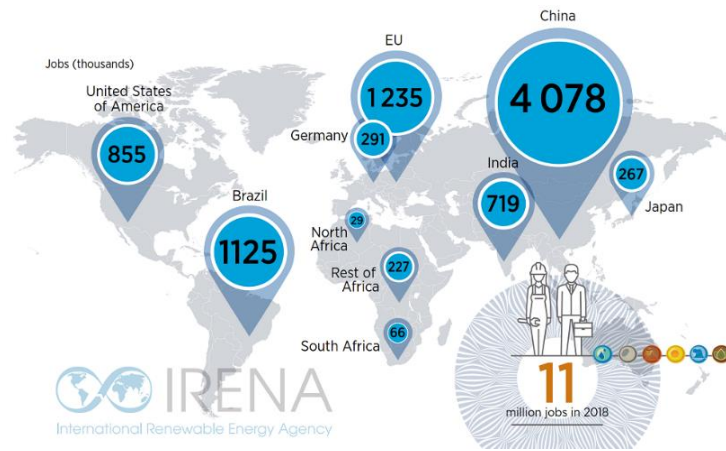


Figura 14: Mapa mundial de empleo generado debido a energías renovables en 2018.
Fuente: (IRENA, 2019b).

Donde la principal fuente de trabajo de todo el ámbito de energías alternativas es la energía solar con aproximadamente 3.6 millones de puestos de trabajo.

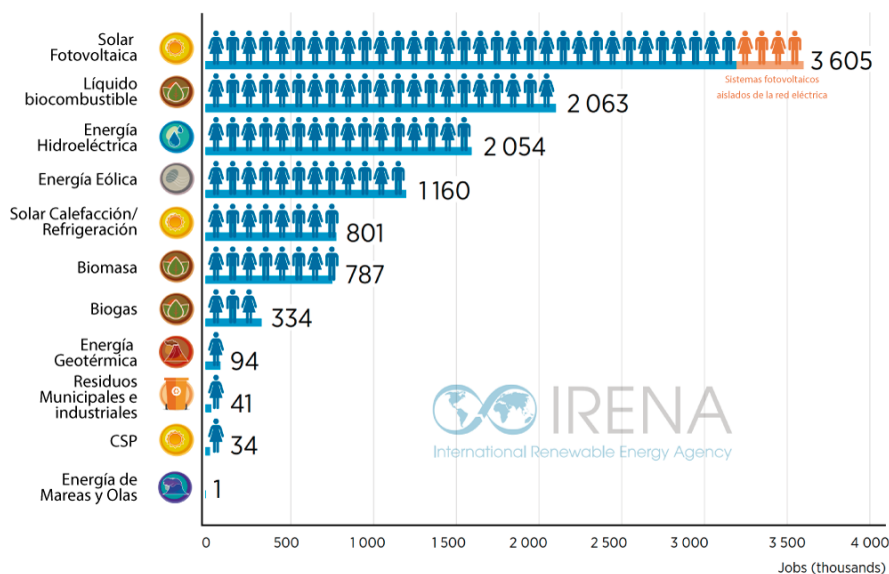


Figura 15: Empleo generado por tipo de energía renovable.
Fuente: (IRENA, 2019b).

4.2.2 Contexto mundial

La energía fotovoltaica actualmente se encuentra en el punto de mayor apogeo a nivel mundial, dado por su facilidad de instalación, por ser uno de los sistemas más económicos en comparación a otro tipo de energías renovables y por el desarrollo e investigación que ha tenido en estos últimos años.

Países como China, Estados Unidos, Japón y Alemania lideran en lo que respecta a la potencia total instalada.

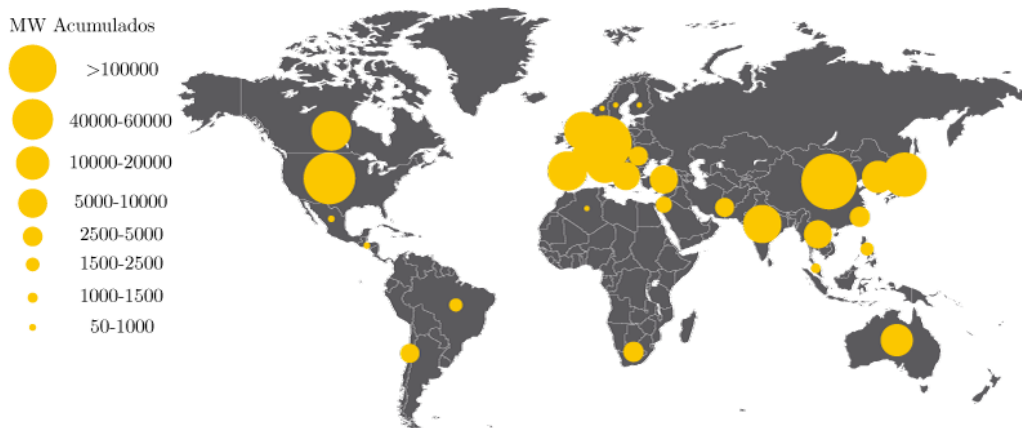


Figura 16: Gráfico representativo de la potencia fotovoltaica agregada por países.
Fuente: Adaptación (ANPIER, 2019).

Según la (ANPIER, 2019) a nivel mundial en el año 2018 se pasó la barrera los 500 GW instalados, en el continente asiático países como China instaló 44.4 GW, Japón 6.6 GW, Corea instaló 2 GW y Taiwán 971 MW. Con respecto al continente americano, Estados Unidos instaló una potencia de 10.6 GW, Canadá instaló 240 MW, mientras que, en América Latina, México instaló 2.8 GW gracias a subastas, mientras que países como Chile y Argentina mantienen un crecimiento con 328 MW y 182 MW instalados en 2018. De igual manera en el continente Europeo países como Alemania instaló 2.95 GW y Países Bajos con 1.5 GW instalados, Francia por su parte instaló cerca a los 873 MW, España ha incorporado 288 MW, y Turquía instaló 1.6 GW.

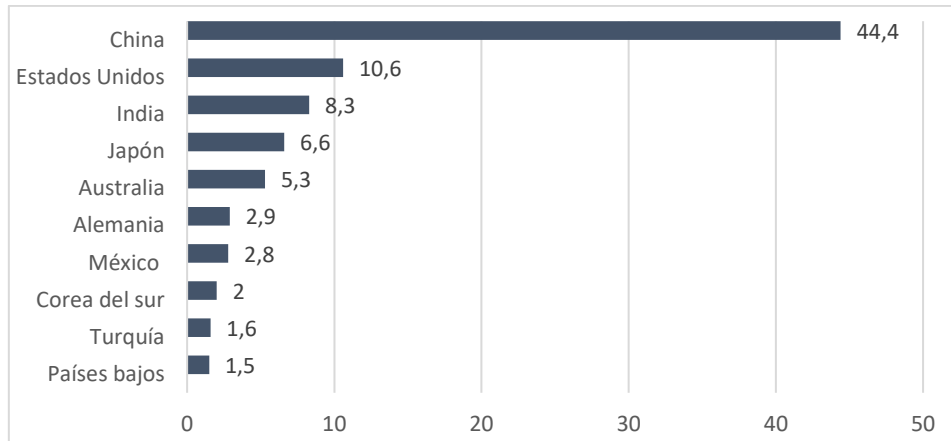


Figura 17: Principales mercados fotovoltaicos en 2018 (GW).
Fuente: Adaptación (ANPIER, 2019).

Todo ello con proyecciones y participación de países como Jordania, Israel, y Emiratos Árabes Unidos que junto a países como Omán y Baréin se espera que instalen más de 22.4 GW para 2023 según *GTM Research*.

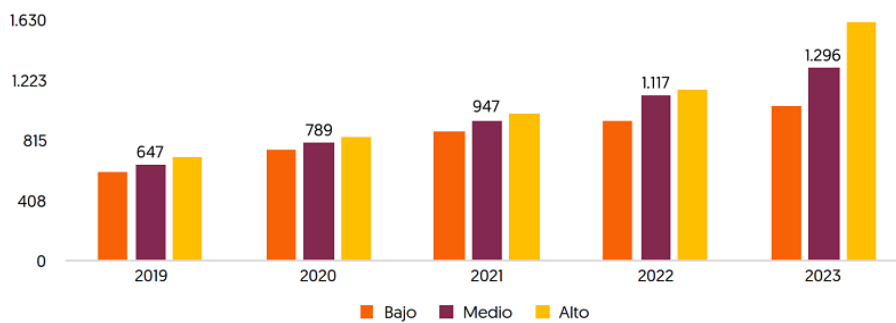



Figura 18: Proyecciones de potencia fotovoltaica instalada en 2019 – 2023; valores en GW.
Fuente: (ANPIER, 2019).

4.2.3 Contexto Latinoamericano

En lo que respecta a Latinoamérica y el Caribe en sistemas fotovoltaicos, se continua con un crecimiento un tanto moderado, países como México lidera en la capacidad total instalada, el mismo ha sobrepasado la barrera de 1 GW, instalando un total de 2.945 GW gracias a tres grandes subastas.

Tabla 4: Centrales en operación por estados de México.

| Pos. | Estado | Pot. Nominal (MW) |
|------|-------------------|-------------------|
| 1 | Coahuila | 848.00 |
| 2 | Sonora | 544.00 |
| 3 | Aguascalientes | 354.00 |
| 4 | Chihuahua | 340.00 |
| 5 | Guanajuato | 299.00 |
| 6 | Durango | 182.00 |
| 7 | San Luis Potosí | 170.00 |
| 8 | Jalisco | 108.00 |
| 9 | B. California sur | 56.00 |
| 10 | Yucatán | 20.00 |
| 11 | Edo. De México | 19.00 |
| 12 | Baja California | 4.00 |
| 13 | Queretaro | 1.00 |
| TOT | - | 2945.00 |



Fuente: (Asolmex, 2019).

Así mismo, varios países se han sumado al aprovechamiento del recurso solar, países como México está ubicado en la primera posición de los países con mayor aporte en la potencia total instalada seguido de Brasil y Chile con 2.2 GW y 2.1 GW respectivamente.

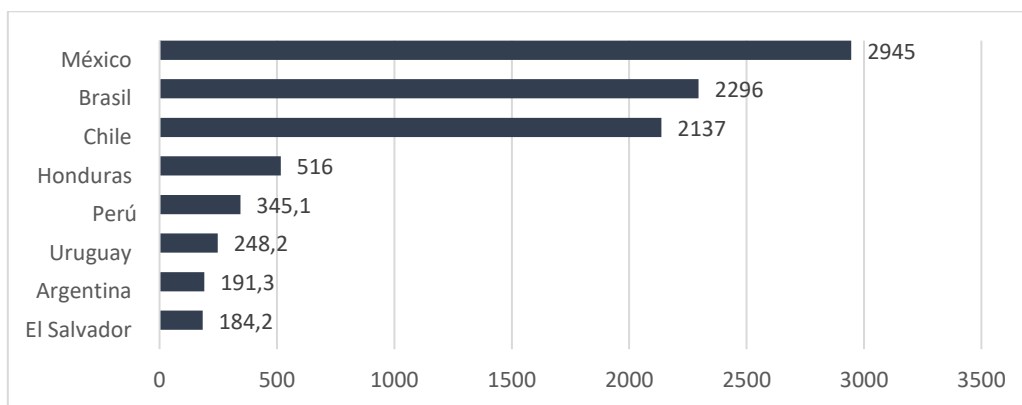


Figura 19: Capacidad instalada acumulada 2018 (MW).

Fuente: (IRENA, 2019a).

4.2.4 Contexto Ecuatoriano

Dentro del contexto ecuatoriano en lo que respecta a sistemas fotovoltaicos se han incorporado algunos proyectos en los últimos años, llegando con una capacidad de potencia instalada de 27.64 MW según el Balance Nacional de Energía Eléctrica (BNEE) elaborado por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) en su publicación de abril 2019 (ARCONEL, 2019a).

Tabla 5: Potencia nominal instalada por recurso energético.

| Potencia nominal en generación de energía eléctrica | | MW | % |
|---|--------------------|----------------|--------------|
| Energías renovables | Hidráulica | 5073.65 | 58.53 |
| | Eólica | 21.15 | 0.24 |
| | Fotovoltaica | 27.63 | 0.32 |
| | Biomasa | 144.30 | 1.66 |
| | Biogás | 7.26 | 0.08 |
| Total, Renovable | | 5273.99 | 60.84 |
| Energías no renovables | Térmica MCI | 2010.92 | 23.20 |
| | Térmica Turbogás | 921.85 | 10.63 |
| | Térmica Turbovapor | 461.87 | 5.33 |
| Total, No renovable | | 3394.63 | 39.16 |
| Total, Potencia nominal | | 8668.62 | 100 % |

Fuente: (Balance Nacional de Energía Eléctrica, 2019).

Todos estos proyectos se encuentran distribuidos a lo largo del país, en su mayoría con 1 MW de potencia nominal, donde se incluye lugares como las islas Galápagos.

Tabla 6: Proyectos fotovoltaicos en el país.

| Ubicación | Empresa | Pot. Nominal (MW) | Ubicación | Empresa | Pot. Nominal (MW) |
|-----------|----------------|-------------------|-------------|-----------------|-------------------|
| Cotopaxi | Epfotovoltaica | 1.00 | Imbabura | Valsolar | 1.00 |
| Cotopaxi | Epfotovoltaica | 1.00 | Loja | Sabiangosolar | 1.00 |
| El Oro | Solchacras | 1.00 | Loja | Gonzaenergy | 1.00 |
| El Oro | Solsantonio | 1.00 | Loja | Surenergy | 1.00 |
| El Oro | Sanersol | 1.00 | Loja | San Pedro | 1.00 |
| El Oro | Solsantros | 1.00 | Loja | Lojaenergy | 1.00 |
| El Oro | Saracaysol | 1.00 | M. Santiago | E.E. Centro sur | 0.37 |
| El Oro | Solhuaquí | 1.00 | Manabí | Enersol | 0.5 |
| Galápagos | E.E. Galápagos | 1.08 | Manabí | Brineforcorp | 1.00 |
| Guayas | Genrenotec | 0.99 | Pastaza | E.E. Ambato | 0.2 |
| Guayas | Wildtecsa | 1.00 | Pichincha | Electrisol | 1.00 |
| Imbabura | Gransolar | 2.00 | | | |

Fuente: Geoportal (ARCONEL, 2019b).

Su distribución nacional de sistemas fotovoltaicos a lo largo del país se muestra en la figura 20:

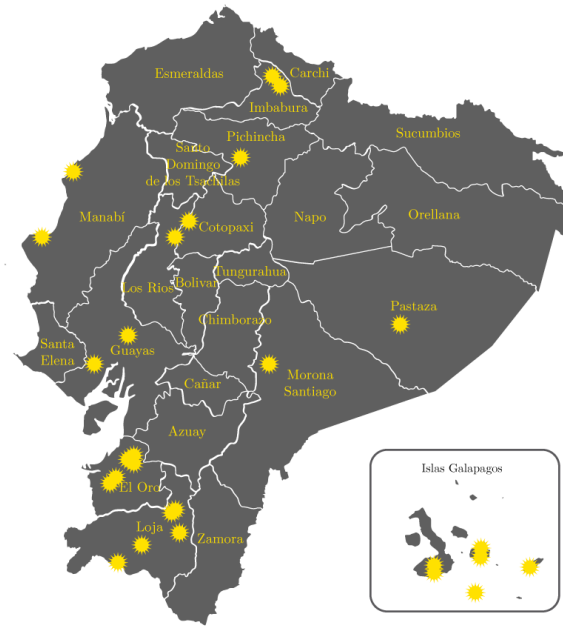


Figura 20: Proyectos fotovoltaicos en Ecuador.
Fuente: Geoportal (ARCONEL, 2019b).

4.2.5 Sistemas fotovoltaicos en entornos urbanos

Los sistemas fotovoltaicos han tenido una amplia distribución dado por su facilidad de instalación, por ser unos de los sistemas más versátiles técnicamente hablando y por su reducción de costos debido al desarrollo tecnológico que ha tenido. Estos sistemas al tener una buena acogida por su facilidad de instalación, están siendo aplicados dentro de entornos urbanos, rurales y en espacios arquitectónicos, donde representan beneficios económicos, energéticos y medioambientales, ya que fomentan la generación de empleo y cuida el medio ambiente. No obstante, según menciona (Rubio, 2016) un factor importante dentro de un entorno urbano a considerar es el sombreado generado por edificaciones, arboles, chimeneas, partes salientes, tragaluces, sistemas de comunicación por satélite y elementos colgantes o móviles que pueden ocasionar un bajo rendimiento en las instalaciones fotovoltaicas.

Así mismo (Gaiddon, 2009) enfatiza que el sombreado en entornos urbanos deben evitarse tanto como sea posible, ya que la pérdida de producción puede ser mayor de lo esperado debido a la reducción de la energía solar capturada.



Figura 21: Sombreado generado por edificaciones en entornos urbanos.
Fuente: Autor.

Teniendo en cuenta el inconveniente que representan las sombras, y como afecta drásticamente a un sistema fotovoltaico según menciona (Ingeniería y construcciones SAS, 2019), no se debe pasar por alto el plan de ordenamiento territorial (POT) ya que este es un medio que permite evaluar futuras edificaciones que pueden costar la viabilidad del proyecto y su modelo financiero.

Al hablar de sistemas fotovoltaicos en entornos urbanos, (Rubio, 2016) menciona que generalmente existen dos ramas principales en lo referente a la integración en la edificación.

- **Construcciones de elementos fotovoltaicos adjuntos (Building attached photovoltaics (BAPV)):** Que consiste en añadir elementos fotovoltaicos en las edificaciones, estas son soluciones tipo paneles sobre estructura fija anclada en la cubierta del edificio o en la fachada que afectan de manera negativa a la estética del edificio.
- **Construcciones de elementos fotovoltaicos integrados (Building integrated photovoltaics (BIPV)):** Consiste en una integración más armónica con la edificación, el principal inconveniente es que el costo aumenta significativamente.



Figura 22: a) Instalación BAPV b) Instalación BIPV.
Fuente: (Solano Jiménez, 2018)(SUNPOWER, 2019).

Así mismo, existen varias herramientas de simulación a nivel arquitectónico e ingenieril, donde se evalúa el recurso solar disponible en función a la trayectoria del sol (solsticios y equinoccios) y con ello determinar lugares estratégicos para el aprovechamiento de los rayos del sol como se puede observar en la figura 23.

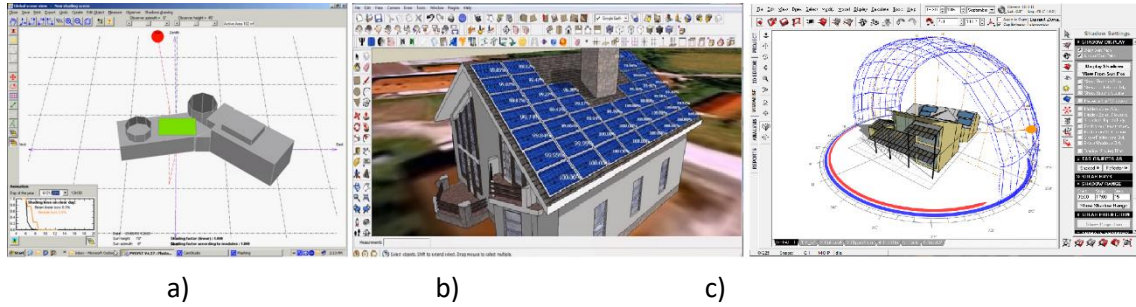


Figura 23: Software utilizado para análisis de sombras en sistema fotovoltaicos. a) PVsyst®, b) Trimble sketchup®, c) Autodesk® Ecotect Analysis® (Herramienta integrada en Autodesk® Revit®).

Fuente: Autor.

Estas herramientas se basan en modelos matemáticos que determinan el incidente de irradiancia en los módulos solares a lo largo del año. Sin embargo, citando a (eseficiencia, 2019) no es fácil determinar la cantidad de electricidad que puede generar un sistema fotovoltaico dentro de un entorno urbano.

Tabla 7: Simulación de producción de energía horaria media mensual en un entorno urbano (asumiendo sombreado parcial en función a la trayectoria solar), potencia nominal 4.5 kW, monofásica en baja tensión.

| | Energía horaria media mensual [kWh] | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----|-------------------------------------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 4:00 | 5:00 | 6:00 | 7:00 | 8:00 | 9:00 | 10:00 | 11:00 | 12:00 | 13:00 | 14:00 | 15:00 | 16:00 | 17:00 | 18:00 | 19:00 |
| Ene | | | | | | 1.67 | 2.03 | 2.23 | 2.23 | 2.03 | 1.67 | | | | | |
| Feb | | | | | 1.14 | 1.59 | 1.93 | 2.13 | 2.13 | 1.94 | 1.59 | | | | | |
| Mar | | | | 0.63 | 1.11 | 1.56 | 1.91 | 2.11 | 2.11 | 1.91 | 1.56 | 1.11 | 0.63 | | | |
| Abr | | 0.14 | 0.56 | 1.02 | 1.46 | 1.80 | 1.99 | 1.99 | 1.80 | 1.46 | 1.02 | 0.56 | 0.14 | | | |
| May | | 0.10 | 0.48 | 0.91 | 1.32 | 1.64 | 1.82 | 1.82 | 1.64 | 1.32 | 0.91 | 0.48 | 0.10 | | | |
| Jun | | 0.09 | 0.45 | 0.89 | 1.31 | 1.63 | 1.82 | 1.82 | 1.63 | 1.31 | 0.89 | 0.45 | 0.09 | | | |
| Jul | | 0.09 | 0.46 | 0.90 | 1.32 | 1.65 | 1.83 | 1.83 | 1.65 | 1.32 | 0.90 | 0.46 | 0.09 | | | |
| Ago | | | 0.12 | 0.56 | 1.06 | 1.53 | 1.90 | 2.10 | 2.10 | 1.90 | 1.53 | 1.06 | 0.56 | 0.12 | | |
| Sep | | | | 0.67 | 1.20 | 1.71 | 2.10 | 2.32 | 2.32 | 2.10 | 1.71 | 1.20 | 0.67 | | | |
| Oct | | | | | 1.23 | 1.71 | 2.09 | 2.30 | 2.30 | 2.09 | 1.71 | 1.23 | | | | |
| Nov | | | | | | 1.71 | 2.07 | 2.27 | 2.27 | 2.07 | 1.71 | | | | | |
| Dic | | | | | | | 2.08 | 2.28 | 2.28 | 2.28 | | | | | | |

Fuente: Elaborado en SolariusPV®.

4.3 Recurso solar y potencial solar en el Ecuador

4.3.1 Introducción

El recurso solar es una de las principales fuentes de energía que llega al planeta tierra, es la causante de los vientos, la formación de las nubes, la evaporación de las aguas superficiales, las posteriores lluvias y, por consiguiente, la formación del recurso hídrico que aprovecha la tecnología hidráulica para generar electricidad aprovechable. Su calor y su luz son la base de numerosas reacciones químicas necesarias para el desarrollo de la flora y fauna que con el paso del tiempo los mismos han originado los recursos fósiles como el carbón y petróleo.

La radiación solar que llega al planeta tierra es la principal fuente de energía renovable, según (Jarabo et al., 1988) menciona que la potencia interceptada por la tierra es de alrededor de 173000 TW y que esto representa aproximadamente 10000 veces mayor que las que proporcionan todas las formas de energía que los seres humanos emplean en la tierra.

A pesar de esta abundancia de este tipo de energía renovable, la energía que llega a la superficie de la tierra está condicionada principalmente por 2 aspectos:

1. La intensidad de la radiación solar recibida por la tierra acorde a los ciclos de movimientos anuales de rotación y traslación de la misma.
2. Las condiciones climatológicas de cada lugar.

En general, el término de radiación solar se refiere a los valores de irradiación solar, es decir, la cantidad de energía recibida por una superficie en un determinado tiempo.

4.3.2 Energías Renovables en Ecuador

Las energías renovables en el mundo y en Ecuador se presentan como una solución sumamente efectiva. Este tipo de energías además de tener un efecto de contaminación prácticamente nulo, son inagotables y ayudan obtener energía limpia, es por ello que son considerados como “mecanismos de desarrollo limpio”.

En Ecuador se dio los primeros pasos para la introducción de estas fuentes de generación eléctrica que conlleva el cambio de la matriz energética, proyectos hidroeléctricos de gran medida han sido la apuesta por parte del gobierno para satisfacer la demanda energética

e independizarse de países vecinos que ya disponen de proyectos de generación de energía limpia. Proyectos hidroeléctricos como: Coca Codo Sinclair, Delsitanisagua, Manduriacu, Mazar dudas, Minas San Francisco, Quijos, Sopladora, Toachi Pilatón, y el Proyecto eólico Villonaco, han sido la principal apuesta, todos estos proyectos son operados por la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) y supervisando su generación el Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE), que mes a mes emite informes de la cantidad de energía suplida por distintas fuentes de generación eléctrica. Estos proyectos han sido una gran apuesta para aprovechar los recursos renovables que tiene el Ecuador.

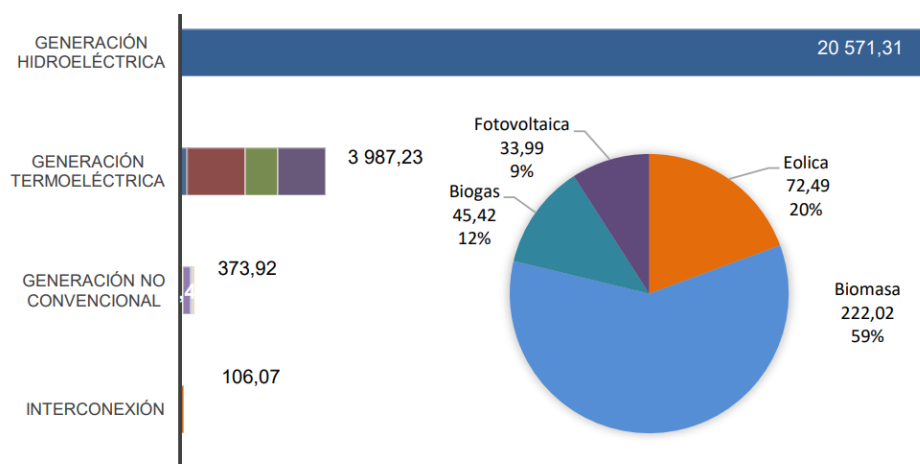


Figura 24: Producción energética por tipo de generación (GWh).
Fuente: Informe 2018 (CENACE).

4.3.3 Ecuador en zona de alto potencial solar

Ecuador está ubicado en una región altamente aprovechable respecto al plano incidente de los rayos del sol. La dirección de la radiación solar directa cae casi perpendicular al plano horizontal en zonas cercanas a la línea equinoccial. Esto se corrobora al analizar y observar la forma de rotación y traslación de la tierra con respecto al sol dada en un periodo de 365 días que dura este fenómeno natural.

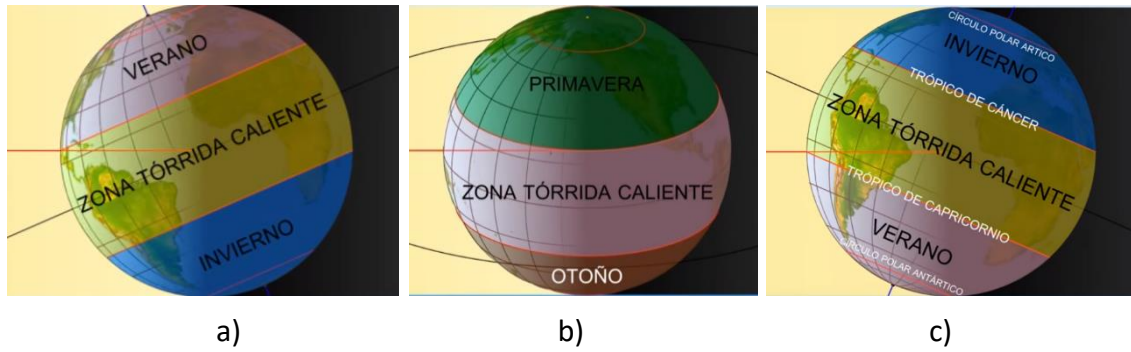


Figura 25: Incidencia de los rayos de sol en la superficie terrestre durante 365 días; a) Solsticio de verano, b) Equinoccio, c) Solsticio de invierno.
Fuente: (García, 2017).

Con ello se podría asegurar que toda la zona tórrida caliente tiene un alto aprovechamiento del recurso solar, ya que la variación de inclinación no afecta de manera considerable este recurso dentro de esta zona mencionada.

Esto de igual manera se corrobora con los reportes brindados por el Instituto Nacional de Hidrología y Meteorología (INAMHI) detallando altos índices de radiación en los equinoccios de marzo y septiembre.

De igual manera diferentes fuentes detallan estos niveles de radiación dentro de dicha zona tórrida caliente, donde se observa altos niveles de radiación y potencial solar en la zona mencionada.

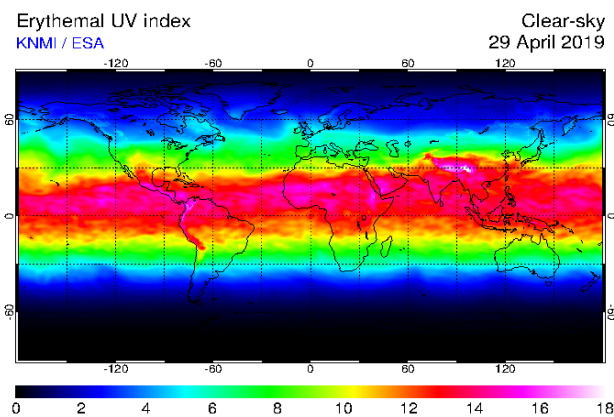


Figura 26: Radiación ultravioleta en la zona tórrida caliente.
Fuente: (TEMIS, 2019).

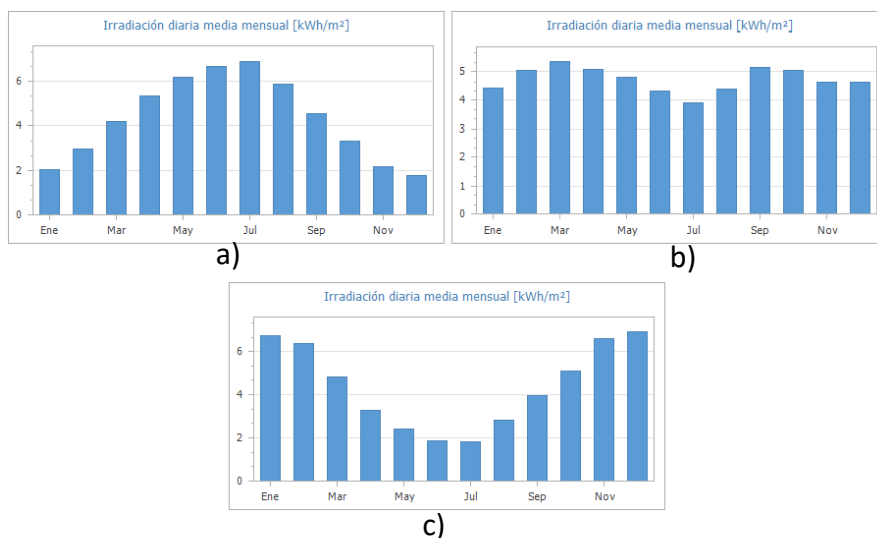


Figura 27: Datos de irradiación en tres ciudades de países diferentes a una altitud similar; a) Barcelona-España 29 msnm, b) Guayaquil - Ecuador 7 msnm, c) Argentina - Mar del Plata 13 msnm.
Fuente: (Meteonorm, 2019).

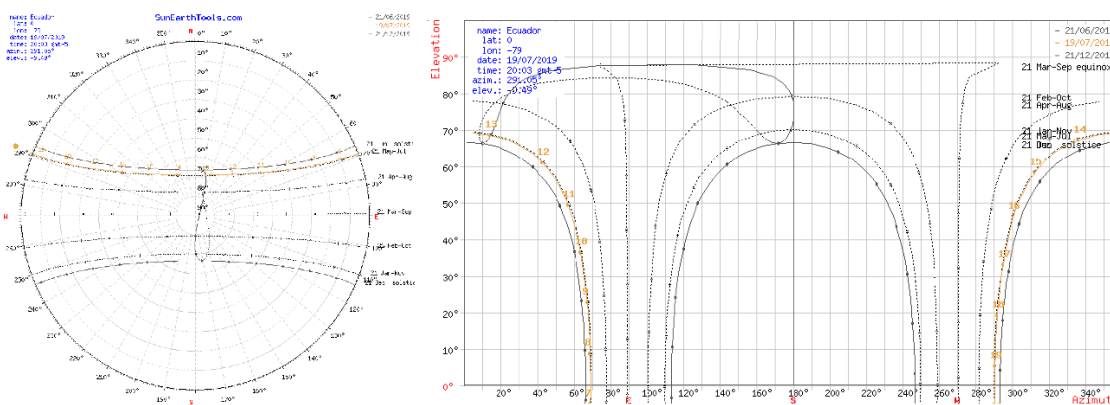


Figura 28: Curvas de trayectoria solar en la línea ecuatorial del país; lat: 0, Long: -79.
Fuente: (Sunearthtools, 2019).

4.3.4 Potencial solar en el Ecuador

Según menciona el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC, 2008), Ecuador es un país con características topográficas muy variadas, de gran diversidad climática y condiciones únicas que le confieren un elevado potencial de energías renovables y limpias, las cuales no pueden quedar al margen del inventario de los recursos energéticos para producción eléctrica, pues 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.

Actualmente se dispone de valores de insolación (irradiación), como los descritos en el “Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica” (2008), los cuales se basan en información correspondiente al periodo 01/01/1985 – 31/12/1991.

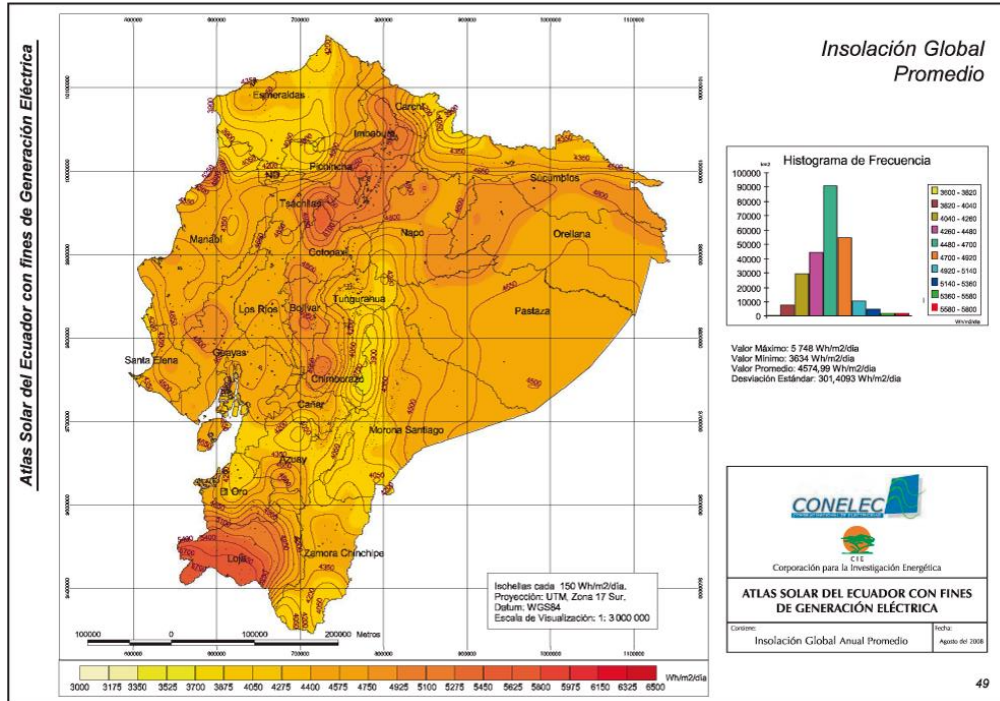


Figura 29: Atlas solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica; Insolación Global Promedio.
Fuente: (CONELEC, 2008).

El CONELEC contrato en el año 2008 la elaboración del mapa solar del Ecuador con fines de generación eléctrica, y se basa en datos tomados de sistemas satelitales de la *National renewable energy laboratory* (NREL) de los Estados que interpola la información a celdas de 1 km² en base al modelo *climatological solar radiation model* (CSR) que permite conocer la insolación 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 las distintas estaciones, estableciéndose que el error de los datos es del 10 % (CONELEC, 2008).

Tabla 8: Valores de irradiación solar global para las provincias del país y sus ciudades más importantes.

| PROVINCIA | CIUDAD | Wh/m ² /día | ZONA |
|------------------|---------------|------------------------|------|
| Carchi | Tulcán | 4200 | II |
| Esmeraldas | Esmeraldas | 4350 | II |
| Imbabura | Ibarra | 5250 | IV |
| Manabí | Portoviejo | 4650 | III |
| Pichincha | Quito | 5075 | IV |
| Tsáchilas | Santo Domingo | 4650 | III |
| Cotopaxi | Latacunga | 4800 | IV |
| Napo | Tena | 4350 | II |
| Santa Elena | Salinas | 4350 | II |
| Guayas | Guayaquil | 4513 | III |
| Los Ríos | Babahoyo | 4650 | III |
| Bolívar | Guaranda | 4800 | IV |
| Tungurahua | Ambato | 4650 | III |
| Chimborazo | Riobamba | 4200 | II |
| Pastaza | Puyo | 4200 | II |
| Cañar | Azogues | 4500 | III |
| Morona Santiago | Macas | 4050 | II |
| Azuay | Cuenca | 4350 | II |
| El Oro | Machala | 4200 | II |
| Loja | Loja | 4350 | II |
| Zamora Chinchipe | Zamora | 4350 | II |
| Galápagos | Puerto Ayora | 5835 | V |

Fuente: (NEC - Energías Renovables, 2011).

Debido al modelo *climatological solar radiation* (CSR) y a que la maya de estas estimaciones es muy grande (40 km x 40 km), un algoritmo para interpolar los datos a una malla más pequeña fue desarrollado. En el 2015 el (NREL) afino sus modelos de estimación de 4 km x 4 km. La nueva base de datos, al tener una resolución geográfica considerablemente mayor y un modelo matemático mejorado denominado *physical solar model* (PSM) presenta estimaciones más confiables (Scinergy, 2019).

Es por ello que en base el nuevo modelo se presentó una actualización del mapa solar del Ecuador, este nuevo modelo de irradiación solar propuesto por el NREL fue comparado con mediciones de irradiación global horizontal (GHI) con estaciones meteorológicas pertenecientes al Distrito Metropolitano de Quito (DMQ), el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI) y el instituto de investigación geológico y energético (IIGE).

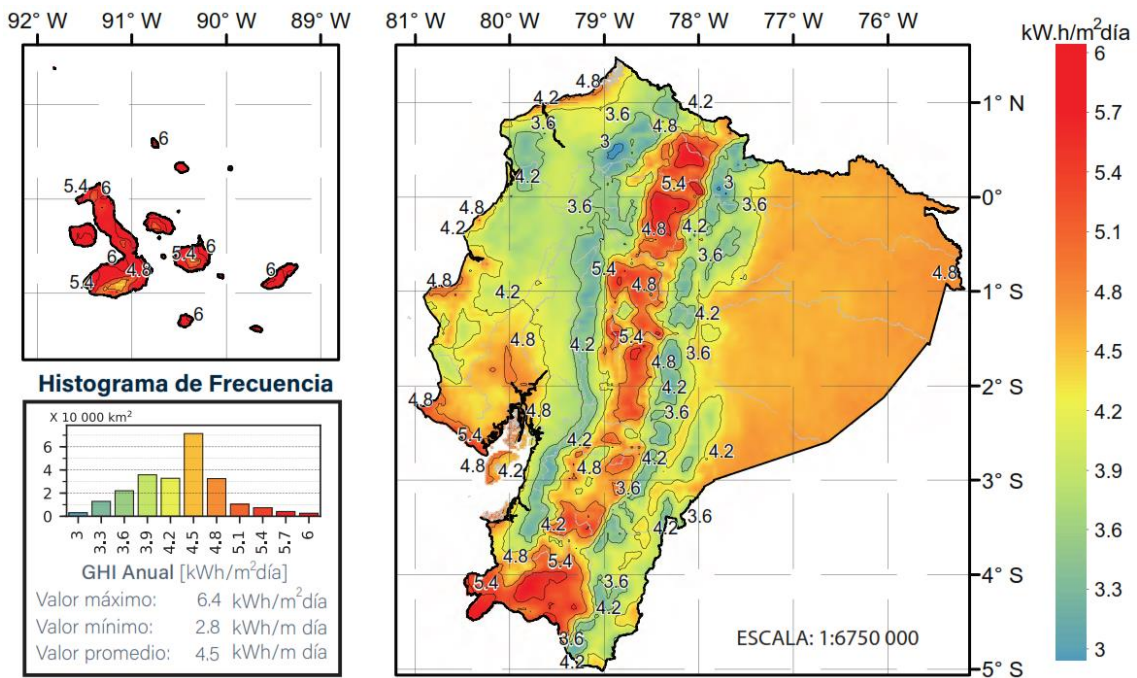


Figura 30: Mapa solar del Ecuador versión 2019; Irradiación global horizontal (GHI) anual.
Fuente: (Scinergy, 2019).

4.4 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en baja tensión

4.4.1 Introducción

Según define el (Instituto de investigaciones eléctricas, 2010) el sistema fotovoltaico es un conjunto de componentes eléctricos, electrónicos y mecánicos que consisten en captar y transformar la energía solar, en energía eléctrica utilizable, básicamente es un sistema capaz de realizar cuatro funciones fundamentales:

1. Transformación de energía solar en energía eléctrica aprovechable.
2. Almacenamiento adecuado de la energía eléctrica generada (presentes en sistemas autónomos aislados de la red eléctrica y sistemas híbridos).
3. Proveer adecuadamente la energía producida y almacenada.
4. Utilizar eficientemente la energía producida y almacenada.

Los sistemas fotovoltaicos presentan varias aplicaciones clasificándose en función de si están o no conectados a la red eléctrica convencional. El siguiente esquema da una idea más explícita:

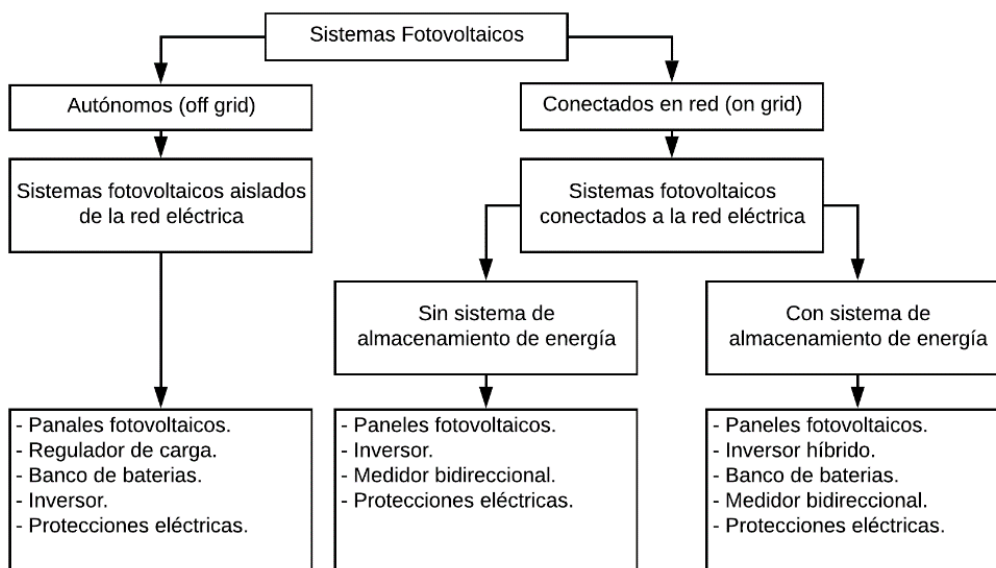


Figura 31: Componentes generales de los sistemas fotovoltaicos.
Fuente: Adaptación (Díaz Santos et al., 2012).

4.4.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.

4.4.2.1 Sin sistema de almacenamiento de energía

En este tipo de sistemas la energía obtenida no se almacena, sino que esta se provee directamente a la red eléctrica. En este tipo de sistemas la energía eléctrica se suministra a núcleos urbanos que ya cuentan con una red de distribución (denominada red eléctrica en baja tensión). Las aplicaciones inmediatas según mencionan (Díaz Santos et al., 2012) se materializan en la venta de energía eléctrica o la reducción de la facturación mensual.

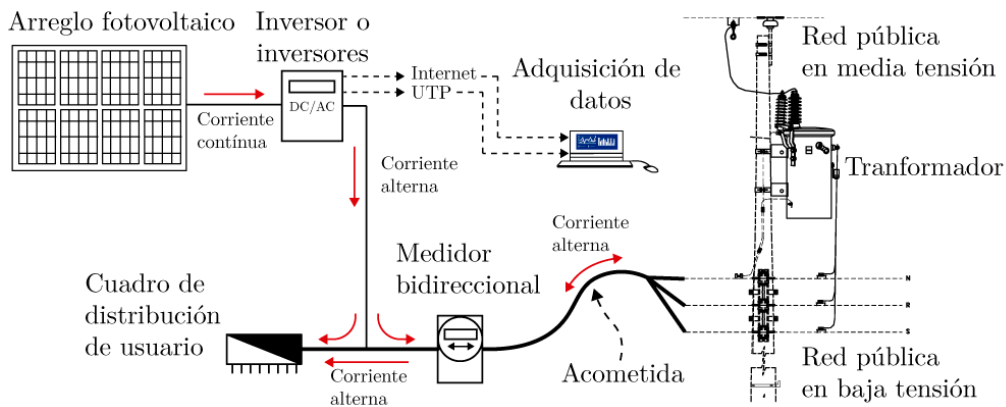


Figura 32: Sistema fotovoltaico sin almacenamiento de energía.
Fuente: Autor.

4.4.2.2 Con sistema de almacenamiento de energía

Un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica con respaldo del banco de baterías según describe (NEC - Energías Renovables, 2011) este tienen el mismo criterio de dimensionamiento y diseño que uno aislado, con la diferencia que el banco de baterías se mantiene cargado tanto del arreglo fotovoltaico como de la red, y en caso de falla de la red eléctrica las baterías actúan como respaldo lo que permite asegurar una mayor confiabilidad en el servicio.

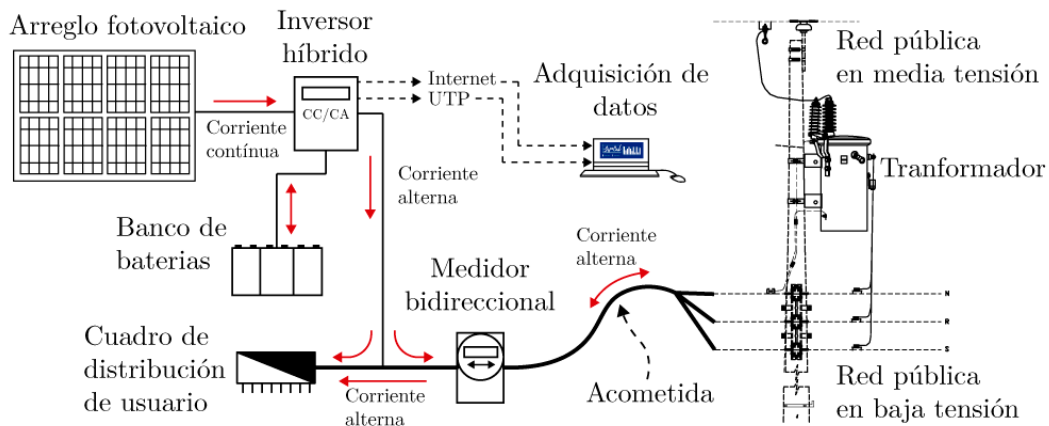


Figura 33: Sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía.
Fuente: Autor.

Algunos de estos inversores para su mayor versatilidad cuentan con protocolos de comunicación ya sea vía wifi, UTP o vía internet para el monitoreo de datos que cuantifica la energía producida.

4.4.2.3 Pérdidas energéticas en los sistemas fotovoltaicos

Al hablar de sistemas de generación eléctrica se debe recalcar que en todo sistema de generación existen pérdidas energéticas ya sea por calidad de los conductores (materiales de construcción), por la eficiencia de los equipos empleados, por las condiciones climáticas a las que están sometidos, por falta de mantenimiento, entre otros.

Dentro de estos sistemas existen una serie de pérdidas energéticas que, si bien son menores, en grandes proyectos de generación energética tienen un gran impacto en función a la energía final deseada, es por ello que a continuación se describe mediante un diagrama de sankey las pérdidas que se dan en éste:

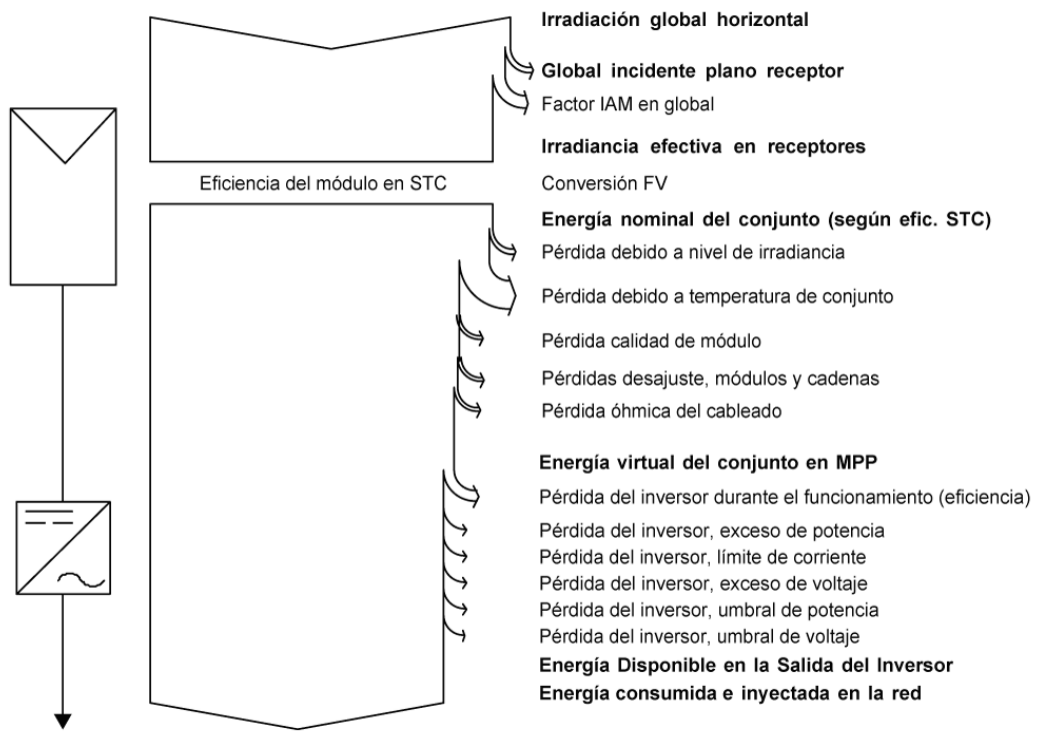


Figura 34: Diagrama de pérdidas energéticas en sistemas convencionales.
Fuente: PVsyst®.

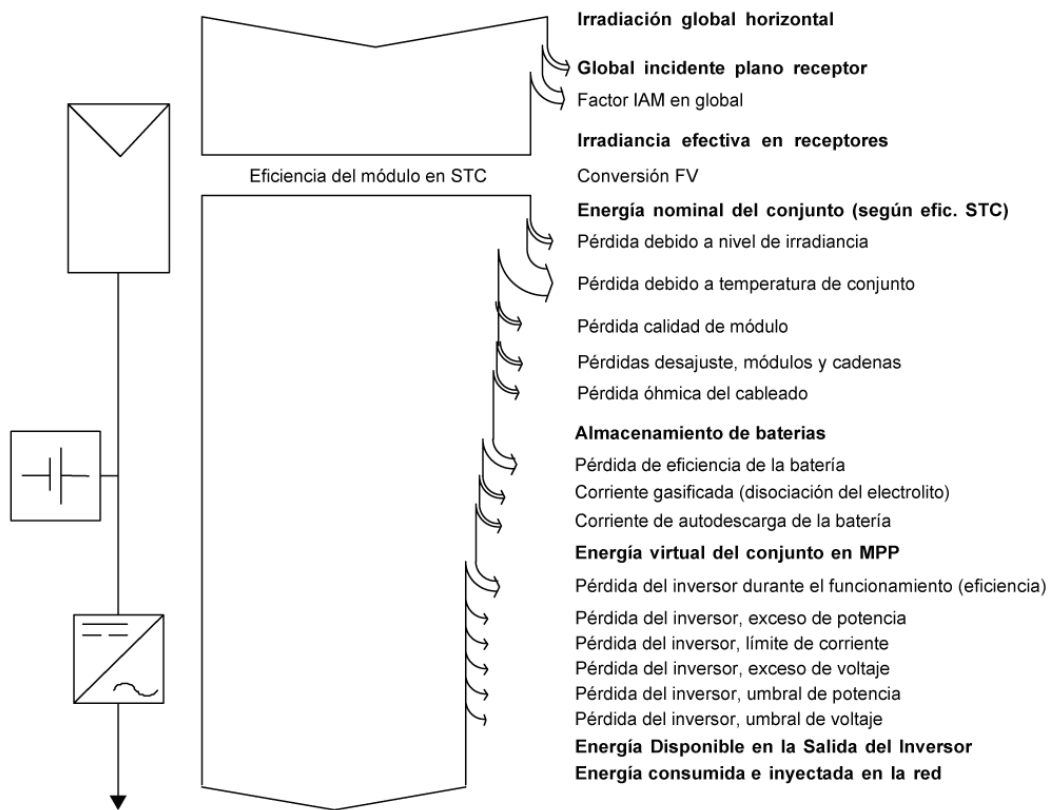


Figura 35: Diagrama de pérdidas energéticas en sistemas híbridos.
Fuente: PVsyst®.

Pérdidas por tolerancias de la potencia nominal

Esta tolerancia según describe (Energía Solar Fotovoltaica, 2002) se refiere que un panel solar puede diferir su potencia real (en %) de la clasificación que viene reflejada en la ficha técnica del mismo: Suelen adquirirse con +/- 5 % de error a la potencia nominal.

Pérdidas angulares y espectrales

Considerando las pruebas que se realizan en condiciones estándar de medición (STC) para paneles fotovoltaicos:

- Irradiancia: 1000 W/m²
- Temperatura: 25 °C
- Incidencia normal
- Distribución espectral: AM 1.5 G.

La corriente de las células y por ende su eficiencia varía con el espectro de la luz incidente, es decir, dependiendo del ángulo de inclinación habrá mayores o menores pérdidas energéticas.

Pérdidas de mismatch o de conexionado

Son pérdidas ocasionadas por la interconexión entre paneles fotovoltaicos, debido a que todos los módulos no tienen la misma intensidad o corriente ya que no tienen idénticas propiedades (discordancia) y están sometidos a diferentes condiciones de trabajo debido al sombreado parcial independiente de cada panel.

Pérdidas por temperatura

Según detalla (Energía Solar Fotovoltaica, 2002) al aumentar la temperatura, las células pierden un 0.5 % de potencia por cada grado centígrado (°C). Normalmente en operación, la temperatura suele ser superior a los 25 °C de las condiciones de STC.

Algunas de las pérdidas adicionales son:

- Pérdidas por sombreado
- Pérdidas por polvo y suciedad
- Pérdidas óhmicas en el cableado
- Pérdidas debidas a la eficiencia del inversor

Porcentaje de pérdidas totales en sistemas fotovoltaicos

En rasgos generales se puede resumir mediante el siguiente gráfico las pérdidas más considerables del generador fotovoltaico, que contrasta en cierta medida al factor de pérdidas globales del al menos 25 % mencionadas por (Abella, 2006b).

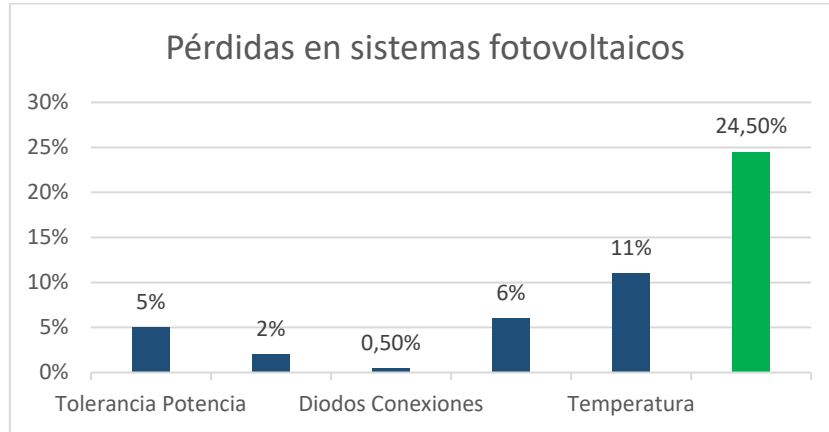


Figura 36: Pérdidas en generador fotovoltaico.
Fuente: (Abella, 2006b).

4.4.3 Curvas de carga con generación fotovoltaica

Las curvas de carga a nivel de consumo residencial, comercial, e industrial varían de acuerdo a cada región en el país, pero generalmente tienen la siguiente tendencia según el estudio y gestión de la demanda eléctrica en el plan maestro de electrificación 2013 - 2022 publicado por CONELEC.

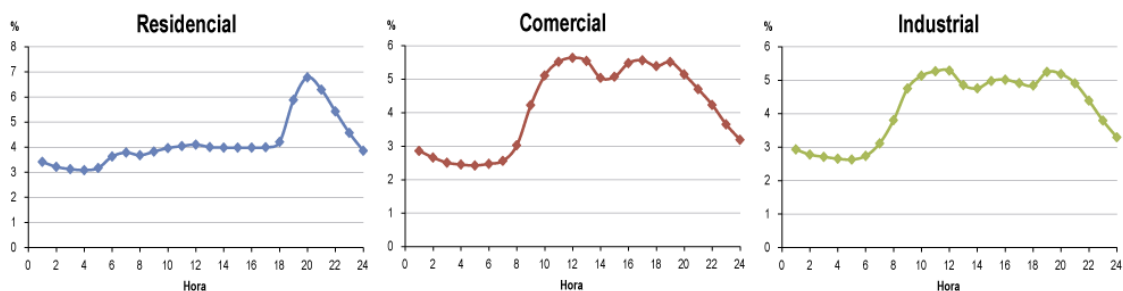


Figura 37: Curva de carga – E.E. Centro Sur.
Fuente: (CONELEC, 2013).

La curva de generación hipotética típica de un sistema fotovoltaico ya sea que este implementado a nivel residencial, comercial e industrial es como se muestra en la figura 39 en valores en por unidad (p.u).

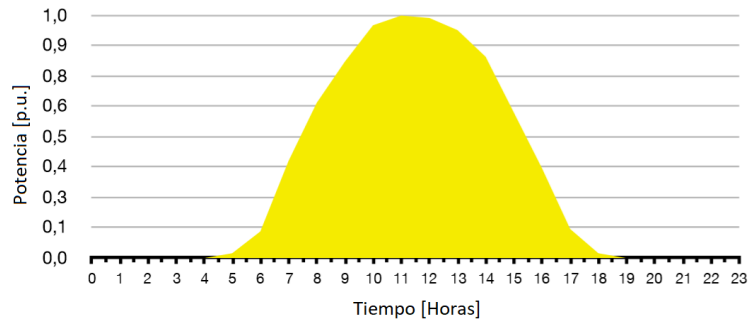


Figura 38: Curva de generación fotovoltaica.
Fuente: (NETO, 2016).

Al analizar las curvas de carga de los consumidores residenciales, comerciales e industriales con el criterio de autoconsumo mediante la implementación de un sistema fotovoltaico, se puede estimar los cambios en las curvas de carga de cada sector. En las figuras 39, 40 y 41, P representa la curva de carga original, FV la curva de generación fotovoltaica y P-FV representa la diferencia entre estas, es decir, la curva de carga resultante.

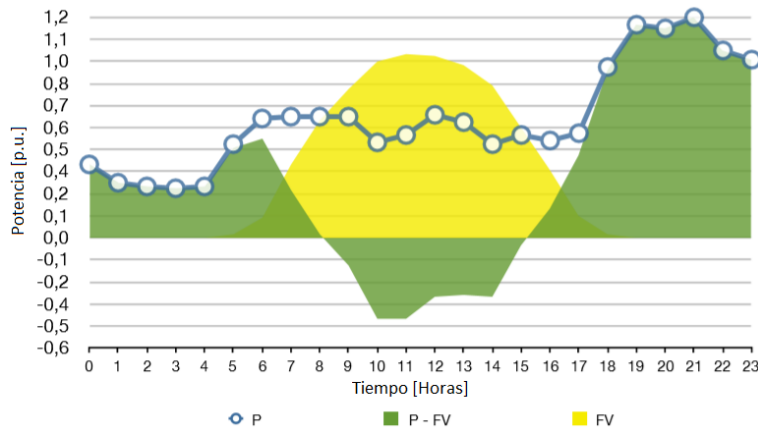


Figura 39: Curva de carga residencial resultante con sistema fotovoltaico.
Fuente: (NETO, 2016).

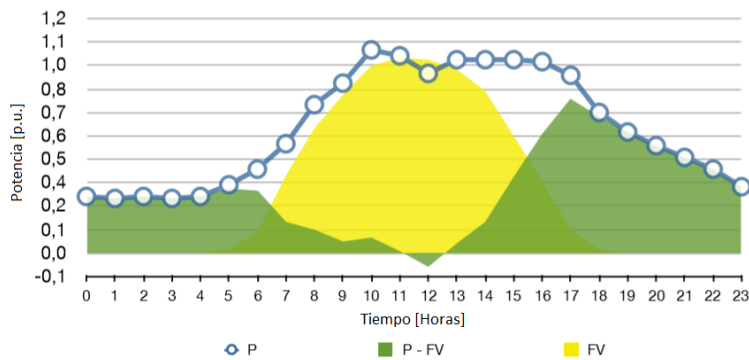


Figura 40: Curva de carga comercial resultante con sistema fotovoltaico.
Fuente: (NETO, 2016).

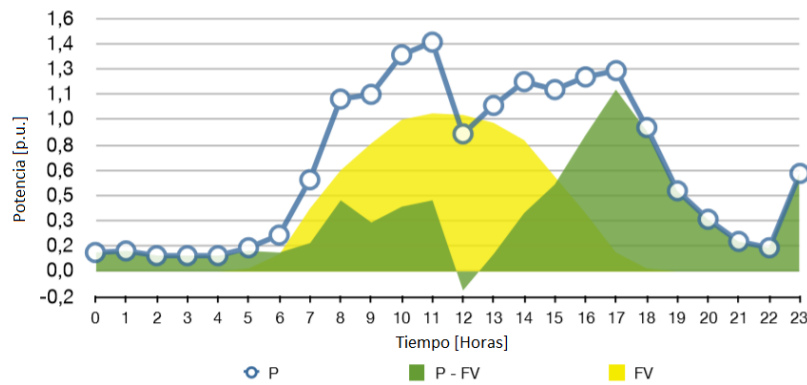


Figura 41: Curva de carga industrial resultante con sistema fotovoltaico.
Fuente: (NETO, 2016).

La región en la parte inferior representa que hubo inyección de energía en la red pública. Estas figuras son únicamente ilustrativas ya que cada sector tendrá una curva de carga diferente por región como lo detalla el estudio y gestión de la demanda eléctrica en el plan maestro de electrificación 2013 - 2022 por conelec.

El sistema fotovoltaico llega como una solución para mitigar el consumo en horas pico, es decir, en horas en el que el consumo es mayor, ya que, para evitar sobrecargas en los sistemas de distribución y transmisión de energía, se emplean impuestos diferenciados en los picos de demanda, esto se puede corroborar al analizar el pliego tarifario existente emitido por arconel para las empresas eléctricas de distribución.

4.5 Elementos integrales en sistemas fotovoltaicos











4.5.1 Introducción





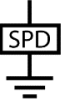
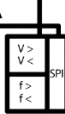

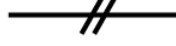





Este capítulo abordará todos los elementos integrales de sistemas fotovoltaicos, son aquellos elementos imprescindibles que garantizan un correcto funcionamiento, son elementos de generación, protección, seccionamiento, medición, distribución, conversión, entre otros, ya que mediante estos se asegura alargar la vida útil del mismo, garantiza la calidad energética y previene accidentes ya sean directos e indirectos.

Así mismo, este capítulo abordara la simbología básica empleada en sistema fotovoltaicas y eléctricos en general bajo la norma IEC 60617 (*International electrotechnical commission*).

4.5.2 Simbología

Tabla 9: Simbología empleada en sistemas fotovoltaicos.

| Símbolo | Descripción | Nomenclatura |
|---|---|--------------|
|  | Panel fotovoltaico. | R |
|  | Inversor Monofásico CC/CA | I1AC |
|  | Inversor Trifásico CC/CA. | I3AC |
|  | Entrada de inversor. | -- |
|  | Medidor de energía eléctrica bidireccional. | E |
|  | Medidor de energía eléctrica unidireccional. | E |
|  | Tierra física. | GND |
|  | Batería de almacenamiento. | B |
|  | Transformador de red pública en baja tensión. | TR |
|  | Interruptor automático magnetotérmico. | Q |

| | | |
|---|---|-----|
|  | Interruptor diferencial. | IDd |
|  | Fusible. | F |
|  | Interruptor porta fusible. | IF |
|  | Diodo. | D |
|  | Protector de sobre tensiones. | SPD |
|  | Relé de voltaje y frecuencia. | SPI |
|  | Línea de 1 conductor. | - |
|  | Línea de 2 conductores. | - |
|  | Línea de 3 conductores. | - |
|  | Línea de neutro. | - |
|  | Conductor de tierra. | - |
|  | Línea de 3 conductores con tierra y neutro. | - |
|  | Barra trifásica de conexiones. | - |

Fuente: IEC 60617.

4.5.3 Paneles fotovoltaicos

La energía solar se puede transformar directamente en electricidad mediante células fotovoltaicas. Este proceso se basa en el efecto fotovoltaico que se produce al incidir la luz sobre un material denominado semiconductor; de esta manera se origina un flujo de electrones internamente en el material que puede ser aprovechado para obtener energía eléctrica.

Un panel fotovoltaico o módulo fotovoltaico, está integrado por varias células fotovoltaicas conectadas entre sí y alojadas en un mismo marco como se puede observar

en la Figura 42. Las células fotovoltaicas se conectan en serie, en paralelo o en serie-paralelo, en función de los valores de tensión e intensidad deseados, formando los módulos fotovoltaicos.

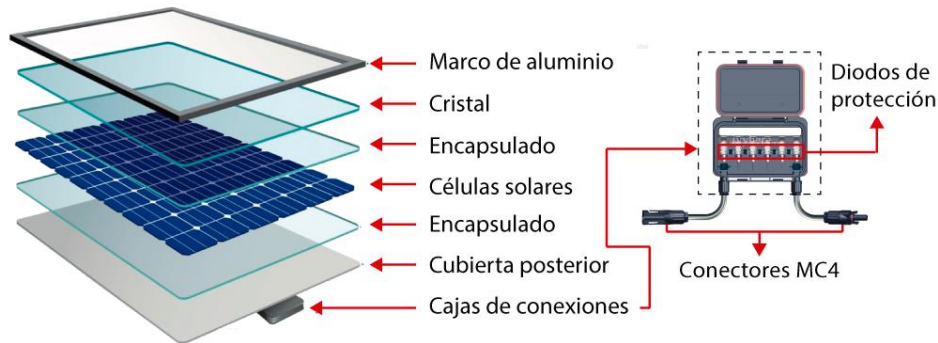


Figura 42: Elementos integrales de un panel fotovoltaico.
Fuente: Autor.

Las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por:

- Su simplicidad y fácil instalación.
- Ser modulares.
- Tener una larga duración (la vida útil de los módulos fotovoltaicos es superior a 30 años).
- Mantenimiento reducido.
- Tener una elevada fiabilidad.
- No producir ningún tipo de contaminación ambiental.
- Tener un funcionamiento totalmente silencioso.

Un panel fotovoltaico según (Rodríguez et al., 2008). produce electricidad en corriente continua y sus parámetros característicos (intensidad y tensión) varían con la cantidad de radiación solar que incide sobre las células y con la temperatura que llegan a obtener a pleno funcionamiento.

La máxima potencia generada en condiciones estándar (1000 W/m² (1 kW/m²) de radiación solar y 25 °C de temperatura) por cada módulo fotovoltaico se mide en Wp (vatios pico); a esta potencia se la denomina potencia nominal del módulo.

4.5.3.1 Parámetros que definen el funcionamiento de una célula fotovoltaica

Como ya se mencionó, el proceso por el cual se produce la transformación de energía solar a energía eléctrica se lo denomina efecto fotovoltaico. Este efecto se puede producir como lo menciona (Manzanares, 2008) en sólidos, líquidos y gases y se logran las mejores eficiencias en sólidos.

Las células solares según detalla (Manzanares, 2008) están formadas por materiales semiconductores como el silicio, arseniuro de galio, telurio de cadmio o diseleniuro de cobre e indio. Además, menciona que se utilizan estos semiconductores porque sus átomos son muy sensibles a la energía de los fotones de la radiación solar, cuya longitud de onda está entre 0.35 y 3 micrómetros.

Las células que más se utilizan son las de silicio monocristalino, silicio policristalino y las de silicio amorfo. Para la fabricación de células solares, el material empleado debe ser lo más puro posible, obtenido mediante procesos químicos complejos.

La estructura simplificada de una célula fotovoltaica se muestra en la Figura 4 y en ella se puede apreciar las principales secciones que la conforman.

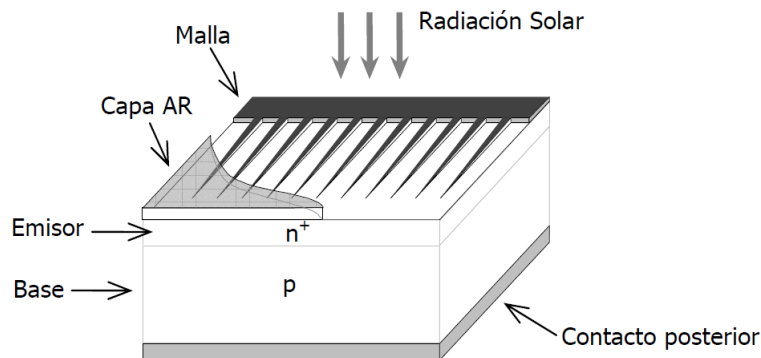


Figura 43: Estructura simplificada de una célula fotovoltaica de unión p-n.
Fuente: (Manzanares, 2008).

Esta principalmente compuesta por:

- Una capa antirreflexiva (capa AR), diseñada para reducir al máximo las pérdidas por reflexión superficial.
- Una malla de metalización, representada en forma de peine en la Figura 4, pero que puede presentar formas diversas.

- Las capas activas de material semiconductor, en el que distinguimos entre las dos regiones que forman la unión p-n (denominadas emisor y base).

4.5.3.2 Tipos de células fotovoltaicas

Para la producción de paneles solares, podemos distinguir dos tecnologías principales:

- Materiales sólidos cristalizados.
 - Silicio monocristalino.
 - Silicio multicristalino o policristalino.
- Materiales de la lámina fina y amorfa.

La primera categoría según menciona (Zimmer, 2011) (materiales sólidos cristalizados) representa aproximadamente el 90 % de la cuota del mercado, mientras que la lámina amorfa y fina cubre el 10 % restante con una tenencia descendente.

También están las tecnologías emergentes tales como:

- Células solares fotoelectroquímicas de Grätzel.
- Células solares orgánicas.

Estas últimas células fotovoltaicas aún no están suficientemente desarrolladas para su producción a gran escala y menos aún para su instalación; no obstante, sus prometedoras propiedades las perfilan como candidatas al mercado fotovoltaico de los próximos años

Célula de silicio monocristalino: El silicio monocristalino (mono-Si) cuenta con una estructura cristalina uniforme que indica una alta pureza en silicio, esto quiere decir que su eficiencia es elevada de alrededor del 25.6 % +/- 0.5 %.

Célula de silicio Policristalino: Por otro lado, este tipo de células alcanzan eficiencias de 20.8 % +/- 0.5 %. Si bien no es el tipo de panel que mayor energía transforma, es el más cotizado gracias a sus precios favorables en el mercado.

Célula de silicio Amorfo: Son paneles basados en silicio, pero a diferencia de los paneles monocristalinos y policristalinos este material no sigue una estructura cristalina como describe (Aguirre L. et al., 2016), es decir que las partículas se agrupan al azar. La tecnología de silicio amorfo o película delgada tiene una eficiencia de 10.5 % +/- 0.3 %.

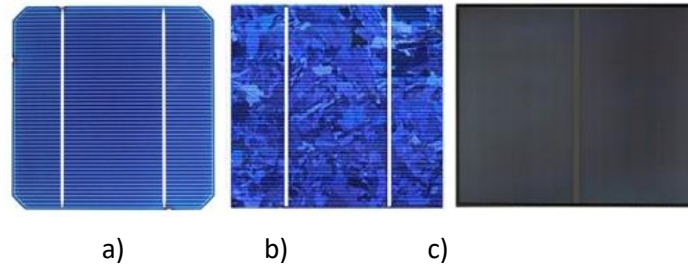


Figura 44: Células fotovoltaicas; a) Monocristalina b) Policristalina c) Amorfo.
Fuente: Autor.

Según un estudio realizado con diferentes tecnologías de células fotovoltaicas por la Universidad Santiago de Cali, se obtuvieron comparaciones de eficiencia energética según el tipo de tecnología dispuestas en la Tabla 10.

Tabla 10: Eficiencias de la célula solar.

| Tipo de tecnología | Eficiencia de referencia |
|------------------------|--------------------------|
| Silicio Monocristalino | 25.6 % +/- 0.5 % |
| Silicio Policristalino | 20.8 % +/- 0.5 % |
| Silicio Amorfo | 10.5 % +/- 0.3 % |

Fuente: (Green et al., 2013).

4.5.4 Inversores

Para transformar la electricidad producida por un panel fotovoltaico (corriente continua) en electricidad con las mismas características que la de la red eléctrica (corriente alterna), se necesita de un equipo especial denominado inversor. Existen diferentes tipos de inversores, con lo que es de suma importancia escogerlo en función del tamaño de la instalación.

Las características deseables para un inversor CC - CA las podemos resumir de la siguiente manera:

- **Alta eficiencia:** Debe funcionar bien para un amplio rango de potencia.
- **Bajo consumo en vacío,** es decir, cuando no hay cargas conectadas.
- **Alta fiabilidad:** resistencias a los picos de arranque.
- **Protección contra cortocircuito.**
- **Seguridad por manipulación accidental**
- **Buena regulación de la tensión y frecuencia de salida,** que como ya se ha comentado, debe ser compatible a la red eléctrica (onda sinusoidal).

En este último punto, el inversor debe sincronizar la onda eléctrica generada con la de la corriente eléctrica de la red para que su compatibilidad sea total.

El inversor debe de disponer de funciones de protección, para garantizar tanto la calidad de la electricidad vertida a la red como la seguridad de la instalación y de las propias personas (Díaz & Carmona, 2018).

Los parámetros que determinan las características y prestaciones de un inversor son las siguientes:

- **Potencia:** Determinará la potencia máxima que podrá suministrar a la red eléctrica en condiciones óptimas.
- **Fases:** Normalmente los inversores cuya potencia es inferior a 5 kW son monofásicos. Los mayores a este valor suelen ser trifásicos.
- **Rendimiento energético:** Debería ser alto en toda la gama de potencias (mayor al 90 %) a las que se trabajará.
- **Protecciones:** El inversor deberá incorporar algunas protecciones generales que como mínimo serán las siguientes.
 - **Interruptor automático:** Dispositivo de corte automático, sobre el cual actuarán los relés de mínima y máxima tensión que controlarán la fase de la red de distribución sobre la que está conectado el inversor. El rearme del sistema de conmutación y, por lo tanto, de la conexión de la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica, será también automático una vez restablecido el servicio normal en la red.
 - **Limitador de tensión máxima y mínima.**
 - **Limitador de frecuencia máxima y mínima.**
 - **Protección contra contactos directos.**
 - **Protección contra sobrecarga.**
 - **Protección contra cortocircuito.**
 - **Bajos niveles de emisión e inmunidad de armónicos.**

Al hablar de la estructura física del inversor según (Díaz & Carmona, 2018) es recomendable que el estado de funcionamiento del inversor esté reflejado con indicadores luminosos o a su vez en una pantalla que muestre los distintos estados de funcionamiento anómalo o averías, detección de producción por avería en la red, entre otros. También

será conveniente que el inversor ofreciera la posibilidad de ser monitorizado en tiempo real desde internet mediante cualquier ordenador.

4.5.4.1 Inversores convencionales

El inversor como ya se mencionó se encarga de transformar la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica (Díaz & Carmona, 2018): 120 V o 240 V de valor eficaz y una frecuencia de 50 Hz o 60 Hz según cada país, en el caso del Ecuador la frecuencia es de 60 Hz y es un requisito imprescindible en las instalaciones conectadas en red eléctrica.

El inversor se instala entre el generador fotovoltaico y el punto de conexión a la red eléctrica. Según (Rodríguez et al., 2008) Una vez ha sido transformada la electricidad solar por el inversor, toda la energía producida se inyecta en la red, con las ventajas económicas y medioambientales que esto supone.

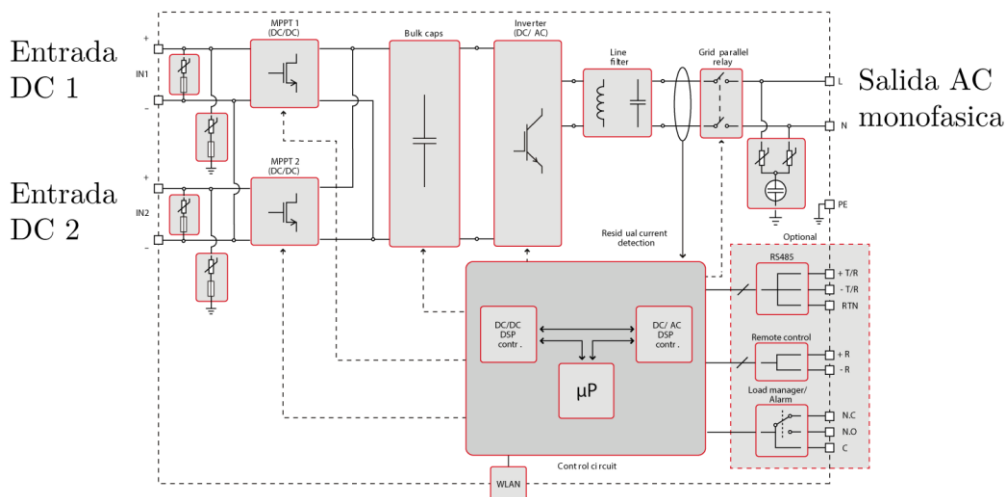


Figura 45: Diagrama de inversor monofásico 3.3 kW a 5 kW marca ABB.
Fuente: (ABB, 2019).

4.5.4.2 Inversores híbridos para almacenamiento de energía eléctrica

Los inversores híbridos combinan la tecnología de la energía solar y la red eléctrica integrando de la mejor forma posible ambas fuentes de energía y dando prioridad a cada una según sus necesidades. Estos inversores solares son los más completos, capaces de gestionar la energía procedente de: paneles solares, baterías, eólica, la red eléctrica, grupos electrógenos, entre otros.

Detalla (AutoSolar, 2019) que mientras la producción solar sea suficiente, todos los consumos de la vivienda serán suministrados a través de los paneles fotovoltaicos, si la producción de los paneles no lograría abastecer todos los consumos de la vivienda la energía faltante será suministrados por el banco de baterías y en el caso de no poder abastecer los consumos desde paneles y baterías se usará la red eléctrica. Al contar con excedentes de energía proveniente de los paneles, esa energía es almacenada en el banco de baterías, y, para hacer el sistema lo más eficiente posible, nunca se cargarán las baterías desde la red eléctrica.

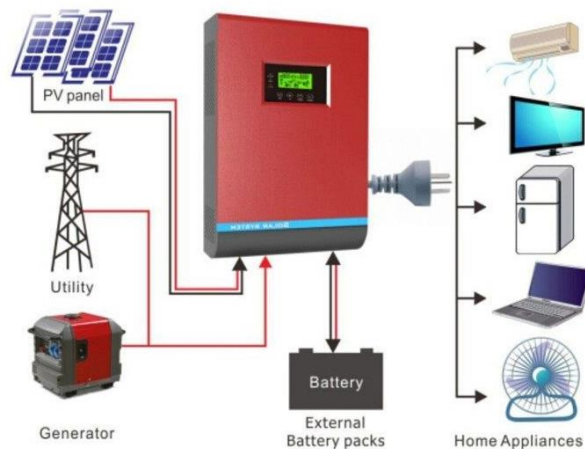


Figura 46: Inversor híbrido con sistema de monitoreo en tiempo real, con tecnología MPPT.
Fuente: (Solarmat, 2019).

Al ser un elemento que se encarga de abastecer y controlar la carga de las baterías de almacenamiento de energía, existen 2 tipos de tecnologías para los reguladores de carga que integran estos inversores híbridos.

1. Tecnología MPPT (*Maximum power point tracking*, Seguidor Punto de Máxima Potencia).
2. Tecnología PWM (*Pulse-width modulation*, Modulación por ancho de pulsos).

4.5.4.3 Tecnología MPPT

El “punto” al que se hace mención es el que corresponde a los valores óptimos para la tensión y corriente de salida que proporcionan la máxima potencia de salida. Ese punto varía con la temperatura de trabajo del generador fotovoltaico.

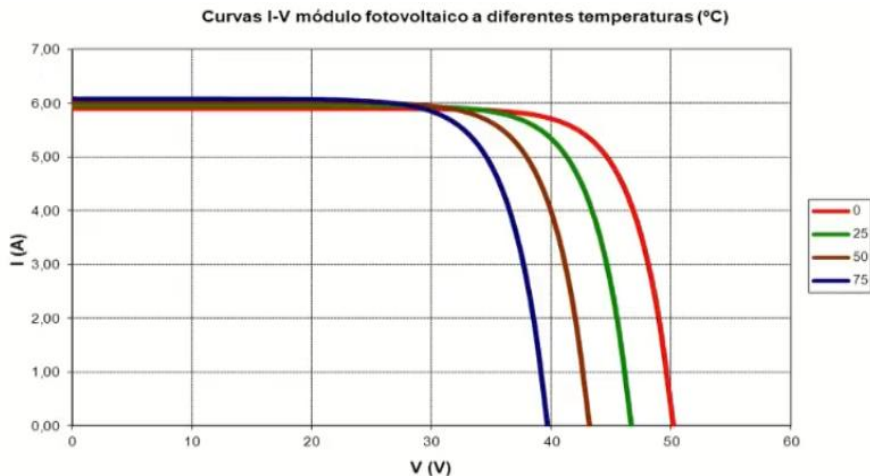


Figura 47: Curvas I-V de TSM-215 DC80.08 con temperatura variable a irradiancia de 1000 W/m².
Fuente: (Salvador, 2018).

Según menciona (Bordón, 2010) la ventaja inmediata es el mayor aprovechamiento de la energía solar, pero otra no obvia, es que este tipo de control permite usar una tensión de generación más elevada que el nominal del sistema, dado que incorpora un convertidor de CC a CC, que mantiene la tensión de carga dentro del rango requerido por la tensión nominal del sistema.

Por otro lado (TECHNOSUN, 2018) menciona que el regulador MPPT ajusta el voltaje de entrada y por consiguiente la corriente según la curva V-I, para conseguir la máxima potencia del panel solar y luego transforma esta potencia para suministrar el voltaje requerido por la batería. Tienen la capacidad de aislar o separar los voltajes del panel y de la batería, de modo que puede haber, por ejemplo, una batería de 12 V y tres paneles conectados en serie para producir 111 V en el mismo sistema.

Este sistema consigue una eficiencia de conversión de hasta un 99 % (según fabricantes) y puede generar entre un 20 % a 40 % más de potencia con respecto a un regulador PWM (Según módulos y tipo de instalación).

4.5.4.4 Tecnología PWM

El regulador PWM es, en esencia, un interruptor que conecta los paneles solares a la batería. El resultado es que la tensión de dichos paneles descenderá a los valores de tensión que necesita la batería. Con este tipo de reguladores se recomienda el uso de paneles de 36 y 72 células, para instalaciones de 12 V y 24 V nominales respectivamente (TECHNOSUN, 2018).

Según (EnerNaval, 2015) un regulador PWM no es un convertidor de CC a CC. Cuando este interruptor está cerrado, el panel y la batería estarán casi a la misma tensión. La tensión del banco de baterías aumentará lentamente con el aumento de estado de carga de la batería. Cuando se alcanza la tensión de absorción, el regulador PWM empezará a desconectar y volver a conectar el panel para prevenir una sobrecarga (de ahí el nombre PWM).

4.5.4.5 Consideraciones del tipo de tecnología

- **PWM:** El controlador de carga pwm es una buena solución para sistemas menores, cuando la temperatura de la placa solar es entre moderada y alta (entre 45 °C y 75 °C) (EnerNaval, 2015).
- **MPPT:** El controlador mppt es la solución definitiva para sistemas de alta potencia, debido al menor coste general del sistema que conlleva la instalación de un cableado de menor sección. El controlador mppt también recogerá mucha más energía cuando la temperatura del panel solar sea baja (por debajo de 45 °C), o muy alta (por encima de 75 °C), o cuando la irradiación sea muy baja según detalla (EnerNaval, 2015).

4.5.5 Baterías para almacenamiento

Las baterías para sistemas fotovoltaicos son elementos para almacenamiento energético según describe (Abella, 2006a), y son dispositivos capaces de transformar la energía química en eléctrica. El funcionamiento en una instalación fotovoltaica será la siguiente:

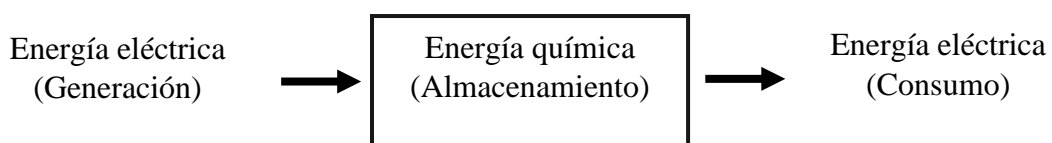


Figura 48: Ciclo de carga y descarga de una batería.
Fuente: Autor.

La misión que tienen las baterías en el sistema son las siguientes:

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

4.5.5.1 Elementos integrales de una batería plomo – ácido

Los elementos más importantes de una batería para almacenamiento de energía eléctrica son los siguientes:

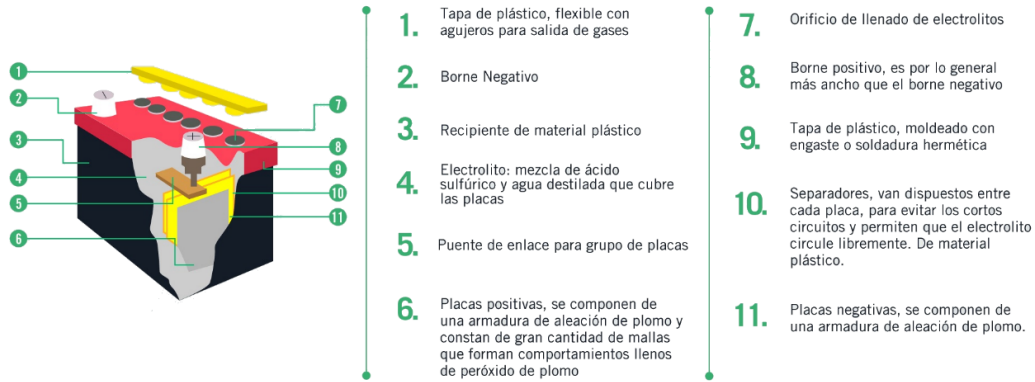


Figura 49: Elementos integrales de una batería de plomo-ácido.
Fuente: <https://autolab.com.co>

La Figura 49 representa una batería común plomo-ácido que usualmente se las emplea en los automóviles.

En los sistemas fotovoltaicos se emplean estas baterías debido a su bajo costo comparado con otros tipos.

Tabla 11: Tipos de baterías.

| Tipo de batería | Precio | Ciclado profundo | Mantenimiento |
|---------------------------------|--------|------------------|---------------|
| Plomo-Ácido | | | |
| Plomo-Antimonio | Bajo | Bueno | Alto |
| Plomo-Calcio abiertas | Bajo | Pobre | Medio |
| Plomo-Calcio selladas | Bajo | Pobre | Bajo |
| Híbridas (Antimonio-calcio) | Medio | Bueno | Medio |
| Electrolito inmobilizado | | | |
| Gel | Medio | Muy Bueno | Bajo |
| AGM (Absorption Glass Mat) | Medio | Muy Bueno | Bajo |
| Níquel-Cadmio (Ni-Cd) | | | |
| Placas “sintered” | Alto | Bueno | Ninguno |
| Placas “pocked” | Alto | Bueno | Medio |

Fuente: (Abella, 2006a).

4.5.5.2 Parámetros y consideraciones importantes

Capacidad de la batería

Se define como la cantidad de electricidad que puede lograrse en una descarga completa partiendo de un estado de carga total del mismo. Se mide en amperios hora (Ah) (Díaz & Carmona, 2018).

Ciclos de carga y descarga

Este ciclo se refiere a los procesos de carga y descarga en una batería. (Abella, 2006a).

Régimen de carga o descarga

Define (Abella, 2006a) que es la intensidad de la corriente eléctrica utilizada en el proceso. Este régimen se expresa en forma normalizada en relación a la capacidad en amperios hora. Por ejemplo, la descarga completa de una batería de 100 Ah, con una corriente de 20 A dura 5 h, lo que indica un régimen de I(C5).

Profundidad de descarga

Según (Ujaen, 2019) la profundidad de descarga (*Depth of discharge*, DOD) es un valor en tanto por ciento de la energía que se ha sacado de un acumulador plenamente cargado en una descarga. Por ejemplo, si se tiene una batería de 100 Ah y se somete a una descarga de 20 Ah, esto representa una profundidad de descarga del 20 %.

Esta profundidad de descarga según (Abella, 2006a) afecta a la vida útil de la batería, el número de ciclo carga/descarga de una batería desciende con la profundidad de descarga.

Baterías de ciclo poco profundo

Son diseñadas con rejillas de plomo-ácido y no deben ser descargadas diariamente más de un 15 % y nunca deben ser descargadas más de un 50 % ya que puede ser muy difícil volver a recargarlas después de una descarga de este tipo. Estas baterías son diseñadas para proporcionar grandes corrientes en periodos cortos de tiempo y no soportan la característica de descarga profunda. Proporcionan alrededor de 500 – 1000 ciclos al 15 % de profundidad de descarga antes de perder demasiada capacidad nominal y tener que ser reemplazadas (Abella, 2006a).

Baterías de ciclo profundo

Estas pueden soportar grandes descargas durante prolongados periodos de tiempo. A pesar de esto, no se deben descargar al 100 %. La mayoría de los fabricantes recomiendan que no se descarguen más del 80 % de su capacidad nominal. Normalmente las baterías de ciclo profundo pueden suministrar 1500 – 1800 ciclos al 80 % de profundidad de descarga antes de requerir reemplazarla. El número de ciclos puede aumentar en 3000 a 4000 si la descarga es más moderada, en torno al 25 %. La mayoría de los fabricantes recomiendan que una batería ha llegado al final de su vida útil y requiere ser reemplazada cuando esta ha perdido más del 20 % de su capacidad nominal.

A continuación, se da a conocer cómo afecta la profundidad de descarga en función a los ciclos de carga/descarga.

Tabla 12: Número de ciclos en función de la máxima profundidad de descarga permitida de dos fabricantes de baterías de plomo-ácido.

| Batería de ciclo profundo | | Batería de ciclo superficial | |
|---------------------------|--------|------------------------------|--------|
| P. de descarga (DOD) | Ciclos | P. de descarga (DOD) | Ciclos |
| 10 % | 7200 | 20 % | 1200 |
| 50 % | 3000 | 50 % | 800 |
| 75 % | 1500 | 80 % | 500 |

Fuente: (Abella, 2006a).

Autodescarga

Este fenómeno ocurre de forma natural cuando se mantiene en circuito abierto sin ningún tipo de consumo o carga, debido a los mecanismos internos dependientes del propio diseño de la batería (Abella, 2006a).

Estado de carga

Una batería se dice que está completamente cargada cuando esta alcanza el 100 % del estado de carga (State of charge, SOC) según menciona (Abella, 2006a).

Los métodos clásicos para determinar el estado de carga son la medida de la tensión en circuito abierto, la determinación de la resistencia interna, la medida de la densidad del electrolito y el computo de los amperios-hora de carga/descarga.

4.5.5.3 Factores que afectan la vida de la batería

El banco de baterías representa el elemento más costoso dentro del sistema fotovoltaico. El sistema en si tiene un periodo de vida útil de 20 a 30 años, pero el coste de reemplazar y mantener el banco supone un aumento en los costes del mismo sistema.

La vida útil de la batería depende de varios factores de diseño y operacionales, entre los que se encuentran:

- Materiales y componentes constructivos.
- Temperatura de operación.
- La frecuencia de uso y la profundidad de la carga y descarga.
- El estado de carga medio y los métodos de carga.

En tanto que la batería no se sobrecargue, sobre descargue u opere a elevadas temperaturas, el tiempo de vida es proporcional a su estado de carga promedio.

La vida útil de la batería se puede maximizar teniendo en cuenta los siguientes factores que menciona (Abella, 2006a):

- Temperatura de operación.
- Profundidad de descarga.
- Sobrecarga.
- Mantenimiento.
- Plena carga.

Temperatura de operación

Cuando la temperatura aumenta un 10 % las reacciones electroquímicas se doblan dando como resultado una disminución del 30 % de su tiempo de vida, por otro lado mientras la operación a bajas temperaturas aumenta su tiempo de vida, pero disminuye su capacidad, especialmente en baterías de plomo-ácido (Abella, 2006a).

Sobrecarga

Esta sobrecarga de la batería es perjudicial para la misma ya que produce un gaseo (desprendimiento de gases en todas las baterías de plomo-ácido excesivo y pérdida el electrolito según menciona (Soler, 2013)).

Por otro lado la estratificación del electrolito refiere a que la densidad del ácido disminuye en la parte superior y aumenta en la inferior, alterando el comportamiento eléctrico y produciendo una sobrecarga en la parte baja de los electrodos (Saguerelectronica, 2019).

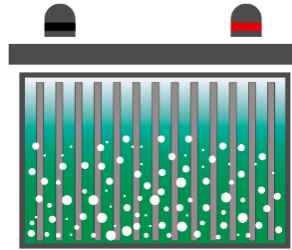


Figura 50: Representación gráfica de estratificación del electrolito.
Fuente: <http://www.enerjet.com.pe>

Sulfatación

Según (Regenbat, 2019) un 80 % de las baterías fallan prematuramente debido a la sulfatación. Las causas que provocan la sulfatación son inherentes a las baterías de plomo-ácido como la carga y la descarga, pero también hay otras causas que la aceleran aún más este proceso:

- El desuso de las baterías durante largos períodos de tiempo.
- Las baterías se almacenan sin una carga de flotación permanente.
- Utilización de las baterías en aplicaciones para las que no fueron diseñadas. Baterías de arranque para aplicaciones de descarga profunda y viceversa.
- Interrumpir prematuramente el proceso de carga la batería. Si cargamos una batería al 90 %, el 10 % restante del material no reactivado sufrirá la sulfatación.
- Las altas temperaturas incrementan la autodescarga de las baterías.
- Niveles incorrectos de carga y de voltaje de carga.

Así mismo, según (Saguerelectronica, 2019) si una batería descargada no se recarga pronto, se produce una recristalización, es decir, los cristales de sulfato de plomo se hacen más grandes, lo cual dificulta su descomposición química necesaria para el proceso de carga, obstaculizándose dicho proceso hasta hacerse imposible la recarga. Debido a la estratificación antes mencionada, la sulfatación tiende a comenzar en la parte inferior de los electrodos.



Figura 51: Sulfatación en batería de Plomo-ácido.
Fuente: www.intarcesoft.com.ve

Rendimiento de la batería

El rendimiento de una batería es la relación entre la cantidad de energía que puede suministrar una batería y la cantidad de energía necesaria que hay que reintegrar a esta para alcanzar su estado inicial (Sfe-solar, 2019).

4.5.6 Conductores eléctricos

En lo que respecta a conductores eléctricos en sistemas fotovoltaicos cabe mencionar que existen conductores específicamente para aplicaciones fotovoltaicas, ya que estos conductores estarán expuestos a duras condiciones climáticas y que deberán soportar toda la vida útil del sistema.



Figura 52: Características generales de conductores para aplicaciones fotovoltaicas.
Fuente: Cable solar TECSUN H1Z2Z2-K.

Algunas de las características más específicas son:

Tabla 13: Características específicas de conductores para aplicaciones fotovoltaicas

| Características | Descripción |
|---------------------------------|--|
| Norma de diseño | EN 50618; IEC 62930 |
| Vida estimada | 30 años |
| T. máxima del conductor | 120 °C |
| Resistencia al ozono | Cobre estañado |
| Resistencia a los rayos UVA | IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E; Resistencia a la tracción y elongación a la rotura después de 720 h (360 ciclos) de exposición a los rayos UVA según EN 50289-4-17 (Método A) |
| Resistencia a la absorción agua | DNI EN 60811-402 |
| Protección contra el agua | AD7 (inmersión) |
| Resistencia a aceites minerales | EN 60811-2-1; 24 h; 100 °C |
| Resistencia a ácidos y bases | IEC 62930 Anexo B y EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C (N-Oxalic acid, N-Sodium hydroxide) per IEC 60811-404; EN 60811-404 |
| Resistencia al amoníaco | Ensayo especial de Prysmian: 30 días en atmósfera saturada de amoníaco |
| Prueba de contracción | IEC 62930 Tab 2 para IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 para EN 60811-503 (máxima contracción 2%) |
| Resistencia al calor húmedo | IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab.2 1000h a 90 °C y 85 % de humedad para IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78 |
| Respetuoso con el medioambiente | Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea |
| Penetración dinámica | IEC 62930 anexo D; EN 50618 anexo D |
| Doblado a baja temperatura | Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 62930 Tab.2 para IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 para EN 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505 |
| Resistencia al impacto en frío | Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C para IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C para EN 60811-506 |
| Presión a temperatura elevada | < 50 % según EN 60811-508 |
| Dureza Prysmian | Test interno Prysmian: Tipo A: 85 según DIN EN ISO 868 |
| Resistencia a la abrasión | Ensayo especial Prysmian DIN ISO 4649 contrapapel abrasivo. |
| Durabilidad del mercado | IEC 62930; EN 50396 |

Fuente: Cable solar TECSUN H1Z2Z2-K.

Un conductor es aquel material que ofrece poca resistencia al paso de una carga eléctrica, los conductores son metálicos generalmente de cobre, aluminio y oro, este último empleado en circuitos electrónicos.

La resistencia se determina por medio de:

1. Resistividad de un material.
2. La geometría del dispositivo.

La resistividad se representa por el símbolo (ρ), que es una medida de la facilidad con que los electrones viajan a través de cierto material y depende de la temperatura, sus unidades son [$\Omega \cdot m$] (Hayt et al., 2007).

Dicha resistencia se la obtiene de la siguiente manera:

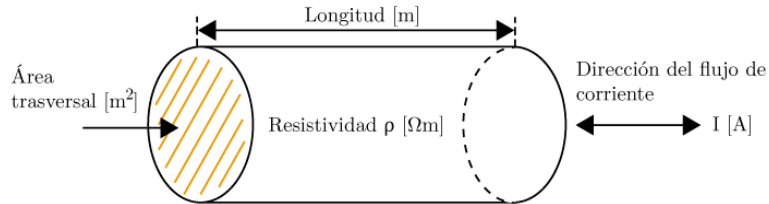


Figura 53: Definición de los parámetros geométricos empleados para calcular la resistencia de un alambre. Se supone que la resistividad del material es equivalente uniforme.

Fuente: Análisis de circuitos en ingeniería (Hayt et al., 2007).

Se la calcula con la siguiente ecuación.

$$R = \rho \cdot \frac{l}{S} \quad (\text{Ecuación 4})$$

Donde:

ρ : Resistividad [$\Omega \cdot m$].

l: Longitud del conductor [m].

S: Área de sección transversal [m^2].

Los conductores utilizados en aplicaciones residenciales se clasifican en:

- Alambres.
- Cables.

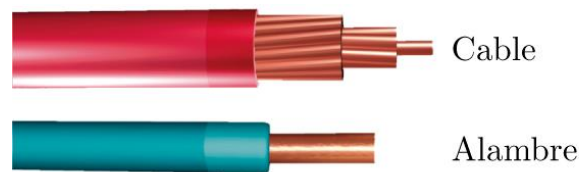


Figura 54: Diferencia entre cable y alambre.

Fuente: www.cabletec.co

El alambre es un único conductor eléctrico, mientras que el cable es un grupo de alambres finos conformando el mismo, ambos envueltos en un revestimiento con su respectiva rotulación indicando las condiciones y características para los cuales fueron fabricados (Electricaplicada, 2019).

- T: Aislamiento termoplástico.
- H: Resistencia al calor.
- HH: Alta resistencia al calor.
- W: Adecuado para lugares húmedos
- N: Recubrimiento de nylon, resistente al daño por petróleo o gas.
- X: Polímero sintético resistente a las llamas.

Su selección se hace en función a *american wire gauge* (AWG) que equivale a las escalas de calibres americanos para alambres y cables, también conocida como *brown and sharpe* (B&S) *wire gauge* (Cnorte, 2019).

4.5.7 Tableros eléctricos

Dependiendo de la aplicación y de la capacidad del SFV, se debe prever la instalación de armarios de conexiones, gabinetes, tableros de protección y seccionamiento con elementos dimensionados para las capacidades de potencia y corriente que soportan.

Generalmente los elementos que conforman un tablero eléctrico son los siguientes:

- Riel metálico din (para sujeción de los equipos de protección).
- Canaletas (para el transporte de conductores).
- Elementos de protección.
- Punto de puesta a tierra (para gabinete metálicos).
- Prensa cable o conectores de gándula (para transportar los conductores de manera segura del exterior al interior o viceversa).

4.5.8 Elementos de protección y seccionamiento

Los elementos de protección y seccionamiento son parte fundamental de cualquier sistema, ya que con estos se puede prevenir y evitar accidentes a los usuarios y daños a los equipos utilizados. De igual manera se los emplean para realizar las diferentes maniobras de mantenimientos del sistema, ya que como todo sistema eléctrico requiere mantenimiento especialmente el preventivo.

Según la Normativa Ecuatoriana de Construcción (NEC 2011 – Capítulo 14) enfocada a las energías renovables, los sistemas fotovoltaicos deben tener los elementos de protección comunes contra sobre voltaje, sobre intensidades, corto circuitos, desconexión

automática en caso de variaciones de los parámetros de la red, inducción de corrientes de tierra, etc. Los sistemas de protección se sujetarán a la norma ecuatoriana (NEC - Energías Renovables, 2011).

4.5.8.1 Puesta a tierra de sistemas fotovoltaicos en baja tensión

El sistema fotovoltaico al ser un sistema expuesto, está sometido a condiciones meteorológicas con una probabilidad de descarga producida por un rayo, que tiene consecuencias muy perjudiciales para el mismo. Para ello las normas de seguridad recomiendan o imponen el uso de protector de relámpago con la instalación adecuada del cable de tierra.

Según la guía UTE C15 712 (Francia) “Para minimizar los voltajes inducidos por rayos, la superficie de todos los bucles debe ser lo más pequeña posible, especialmente para el cableado de las cadenas fotovoltaicas. Los conductores CC y el conductor de conexión equipotencial debe viajar lado a lado” ((UTE), 2010). Es decir, disminuir el área del campo eléctrico inducido.

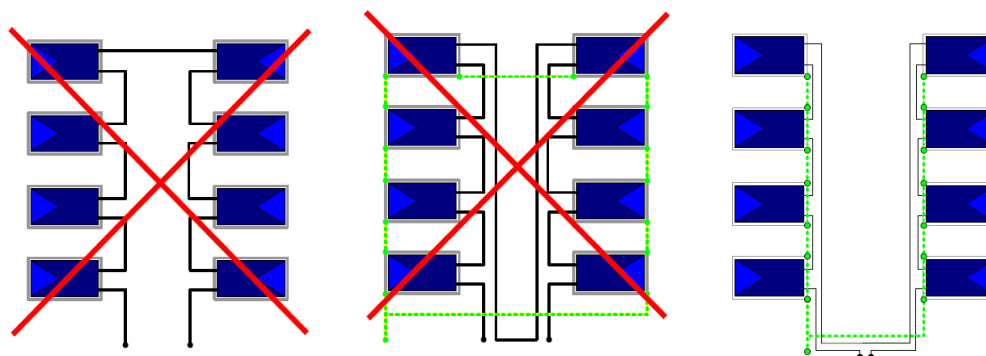


Figura 55: Correcta interconexión de paneles fotovoltaico.
Fuente: ((UTE), 2010).

En todo tipo de sistemas eléctricos se debe proporcionar una puesta a tierra de todos los equipos que lo integran, ya que es un medio de seguridad que forma parte de las instalaciones eléctricas, consiste básicamente en conducir eventuales desvíos de la corriente hacia la tierra física dispuesta en todo tipo de residencia con el fin de impedir que el usuario entre en contacto con la electricidad.

Capacitancias parásitas de las matrices fotovoltaicas

Según (Cruz Carrascar & De la Fuente Casal, 2012) los sistemas fotovoltaicos al tener un marco metálico que se requiere para estar a tierra con el objetivo de cumplir las

regulaciones y estándares de seguridad, el marco metálico y el área considerable de los paneles fotovoltaicos forman una capacitancia parásita (C_{G-PV}) que pueden afectar de forma directa al usuario que manipule el sistema, este valor de capacitancia parásita depende de:

- Superficie entre la matriz fotovoltaica y el marco puesta a tierra.
- Distancia de la célula fotovoltaica al módulo.
- Condiciones atmosféricas.
- Polvo y humedad que pueden incrementar la conductividad eléctrica de la superficie del panel.

La capacitancia parasita de los paneles fotovoltaicos es de 150 pF (pico faradios). Si la superficie del panel está cubierta por una capa de agua, la capacitancia parasita aumenta a 9 nF (nano faradios), aproximadamente 60 veces el valor anterior. La capacitancia parasita varía por cada kW de paneles instalados entre 50 nF y 150 nF. De igual manera se menciona que en el caso de los módulos de película fina, la medición de capacitancia parasita alcanza valores de 1 uF/kW, debido a la lámina metálica donde se depositan las células.

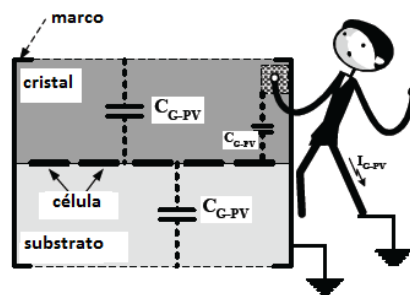


Figura 56: Capacitancias parásitas en paneles fotovoltaicos.
Fuente: (Cruz Carrascar & De la Fuente Casal, 2012).

4.5.9 Estructura de soporte y anclaje

Según la Normativa Ecuatoriana de Construcción (NEC 2011 – Capítulo 14) enfocada a energías renovables, define parámetros y consideraciones de cómo debe ser el tipo de estructura definiendo que: “Las estructuras de soporte son los elementos de sujeción, unión, fijación y protección mecánica de los componentes de un sistema fotovoltaico. Incluyen la estructura de los paneles fotovoltaicos, el soporte del banco de baterías, y protecciones adecuadas para el resto de elementos”. Para la fijación de paneles en la estructura de anclaje existen generalmente 2 tipos:

- Módulos instalados con orificios de montaje.
- Módulo instalado con pinzas.

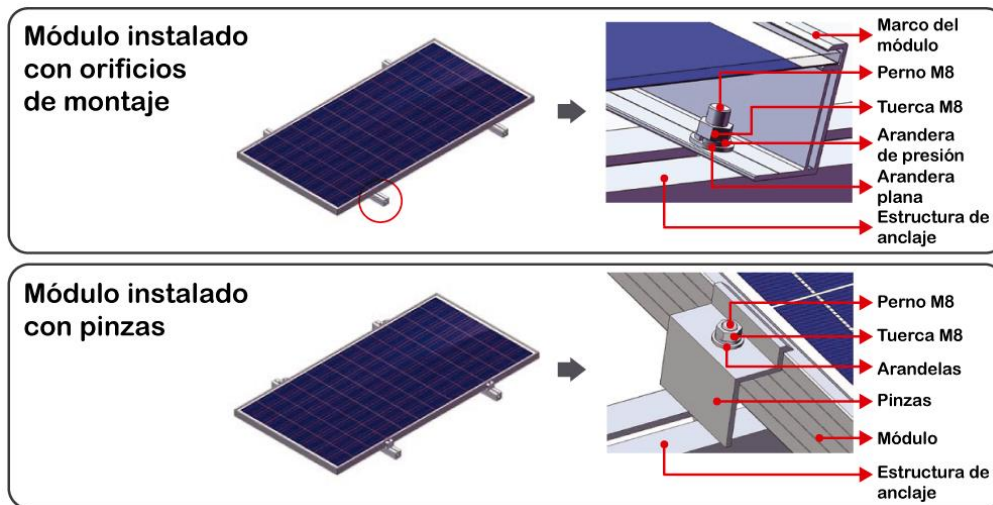


Figura 57: Fijación de paneles fotovoltaicos en estructura de anclaje.
Fuente: (Suntech, 2011).

4.6 Configuraciones técnicas de sistema fotovoltaicos

4.6.1 Arreglos entre paneles fotovoltaicos

Un panel solar como ya se mencionó, está conformado por células fotovoltaicas que están conectadas eléctricamente para cumplir con requerimientos eléctricos de funcionamiento como voltaje y corriente. Las conexiones entre paneles solares son de igual manera, logrando con ello valores de voltajes, corriente y potencia deseada.

- Una celda fotovoltaica suele ser un cuadrado de entre 4 pulgadas y 6 pulgadas.
- Se combina una cantidad de celdas individuales en un módulo (a menudo llamado panel fotovoltaico).
- A una cantidad de módulos fotovoltaicos en serie se la denomina una cadena.
- A una cantidad de cadenas en paralelo se la denomina una matriz.

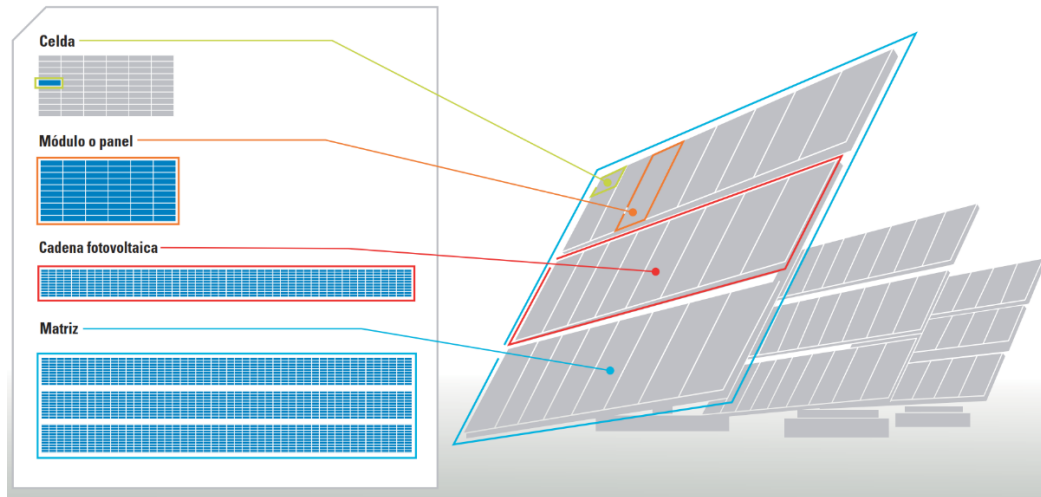


Figura 58: Estructura del generador fotovoltaico.
Fuente: Guía de aplicaciones fotovoltaicas de Bussmann.

Para la interconexión de paneles solares se debe considerar que todos los mismos deben tener características muy similares eléctricamente, es decir deben ser de la misma marca, de las mismas dimensiones, de los mismos niveles de tensión y corriente nominal para con ello evitar fallos y pérdidas de potencia.

4.6.1.1 Parámetros técnicos-eléctricos de un panel fotovoltaico

Es necesario conocer algunas de las características físicas y eléctricas que vienen dadas en las hojas de datos los paneles fotovoltaicos, las cuales son:

- **I_{sc}:** Corriente de corto circuito [A].
- **V_{oc}:** Tensión de circuito abierto [V].
- **η_p:** Eficiencia del panel fotovoltaico [%].

Estas a su vez, están dentro de condiciones de funcionamiento.

- **STC:** Condiciones de prueba estándar realizadas a: irradiancia de 1000 W/m², temperatura de celda de 25 °C y una masa de aire de AM 1.5.
- **NOTC:** Temperatura que trabaja una célula en un módulo bajo las condiciones de operación estándar a: Irradiancia 800 W/m², temperatura ambiente 20 °C, masa de aire AM 1.5, velocidad del viento 1 m/s.

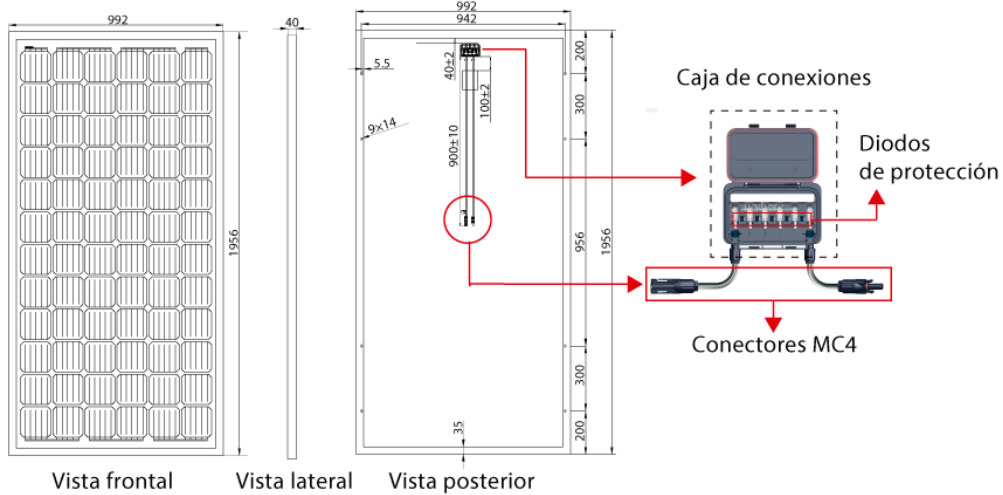


Figura 59: Características físicas de un panel fotovoltaico (350 Wp).
Fuente: Autor.

4.6.1.2 Paneles fotovoltaicos con conexión en serie

Los paneles fotovoltaicos son conectados en serie para obtener mayores niveles de tensión o voltaje deseados, está dado por la suma de los voltajes generados por cada panel fotovoltaico según (Domitilo, 2006) mientras que la corriente o intensidad será proporcionada por solo uno de ellos, consiste en unir eléctricamente un polo positivo de un panel al negativo del siguiente.

$$V_{Tot} = V_{módulo 1} + V_{módulo 2} + \dots V_N \quad (\text{Ecuación 5})$$

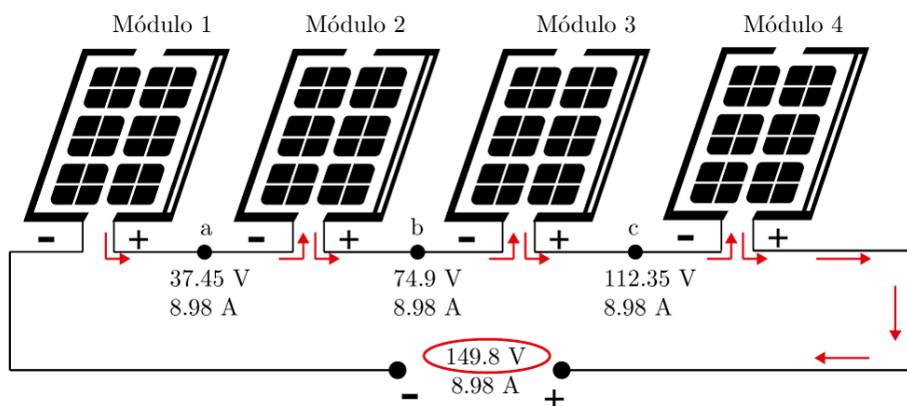


Figura 60: Paneles fotovoltaicos en serie con tensión nominal por panel de 37.45 V y 8.98 A.
Fuente: Autor.

La principal desventaja en este tipo de arreglo es el problema que causa si uno de ellos está defectuoso, todo el sistema puede dejar de funcionar, para ello es necesario utilizar

diodos de bloqueo y bypass entre módulos permitiendo así el paso de la corriente (López & Garzón, 2013).

4.6.1.3 Paneles fotovoltaicos con conexión en paralelo

El arreglo en paralelo de paneles fotovoltaicos consiste unir eléctricamente los extremos positivos entre sí y los extremos negativos entre sí, para finalmente obtener un positivo común y un negativo común. En esta conexión la tensión o voltaje coincidirá con la proporcionada por un panel y la corriente se sumará algebraicamente.

$$I_{Tot} = I_{módulo 1} + I_{módulo 2} + \dots + I_N \quad (\text{Ecuación 6})$$

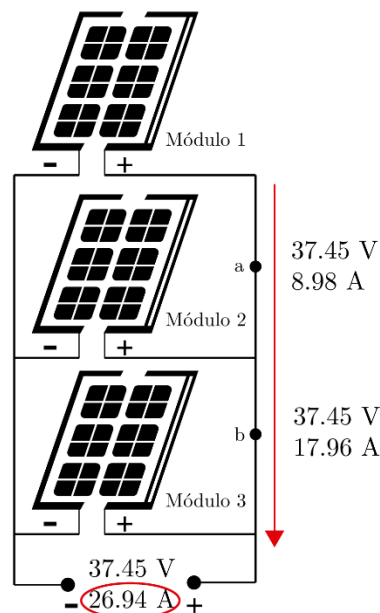


Figura 61: Dos series o cadenas de paneles fotovoltaicos conectadas en paralelo, con parámetros nominales por panel de 37.45 V y 8.98 A.

Fuente: Autor.

Por lo general se utiliza este tipo de arreglo para conseguir intensidades deseadas, pero el inconveniente que presenta dicho arreglo es que aumentan las pérdidas por efecto joule donde se necesitara considerar la sección del conductor para evitar sobrecalentamientos en los mismos.

4.6.1.4 Paneles fotovoltaicos con conexión serie-paralelo

Este tipo de arreglo combina las dos distribuciones logrando voltajes y corrientes deseadas. Cabe recalcar que este tipo de arreglo tiene una función importante desde el punto de vista rendimiento y costos.

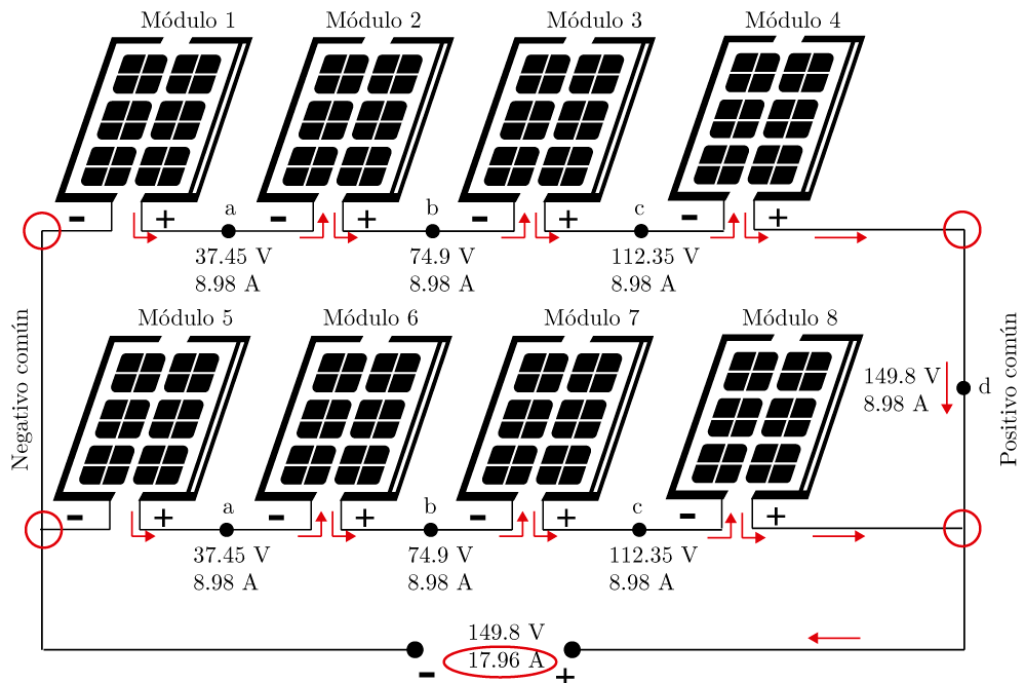


Figura 62: Paneles fotovoltaicos en serie-paralelo con tensión nominal por panel de 37.45 V y 8.98 A.
Fuente: Autor.

Desde el punto de vista económico, se recomienda la conexión en serie ya que al aumentar la tensión o voltaje se puede transmitir la potencia en conductores de una menor sección lo que implica una reducción de costos en los mismo, No obstante, se debe llegar a un punto de equilibrio acorde a los requerimientos admisibles de los equipos a utilizar.

4.6.1.5 Diodos By Pass y de bloqueo

Estos diodos son necesarios para evitar posibles daños eléctricos en los paneles fotovoltaicos producidos por sombras, evitando que los paneles fotovoltaicos afectados o sombreados trabajen como una carga.

Los fabricantes actualmente incorporan diodos de paso en las cajas de conexión de sus paneles fotovoltaicos como una norma general de fabricación. Estos diodos se los implementa para que soporten corrientes iguales o el doble de la corriente de cortocircuito (López & Garzón, 2013).

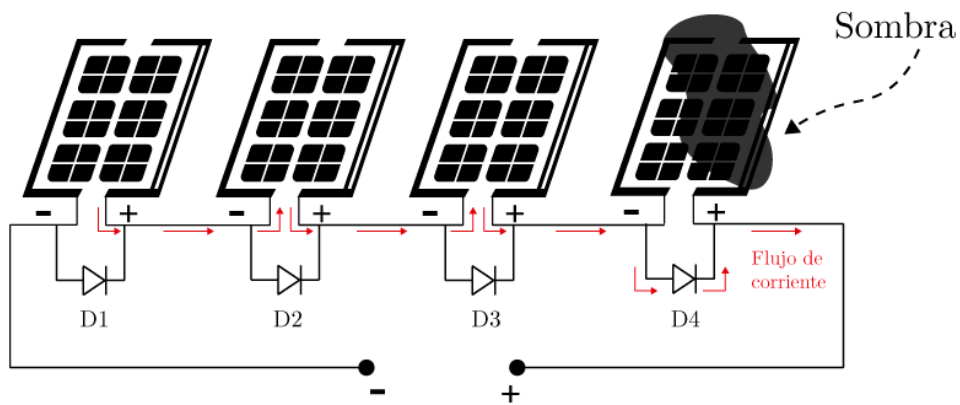


Figura 63: Diodos By-Pass.
Fuente: Autor.

Por otro lado, los diodos de bloque se encargan principalmente cuando se tiene un arreglo de dos o más cadenas en paralelo, estos diodos se emplean de igual manera para evitar tensiones inversas (Grupoelektra, 2019) ocasionada por sombras en una cadena y con ello evitar que toda la cadena se convierta en una carga eléctrica.

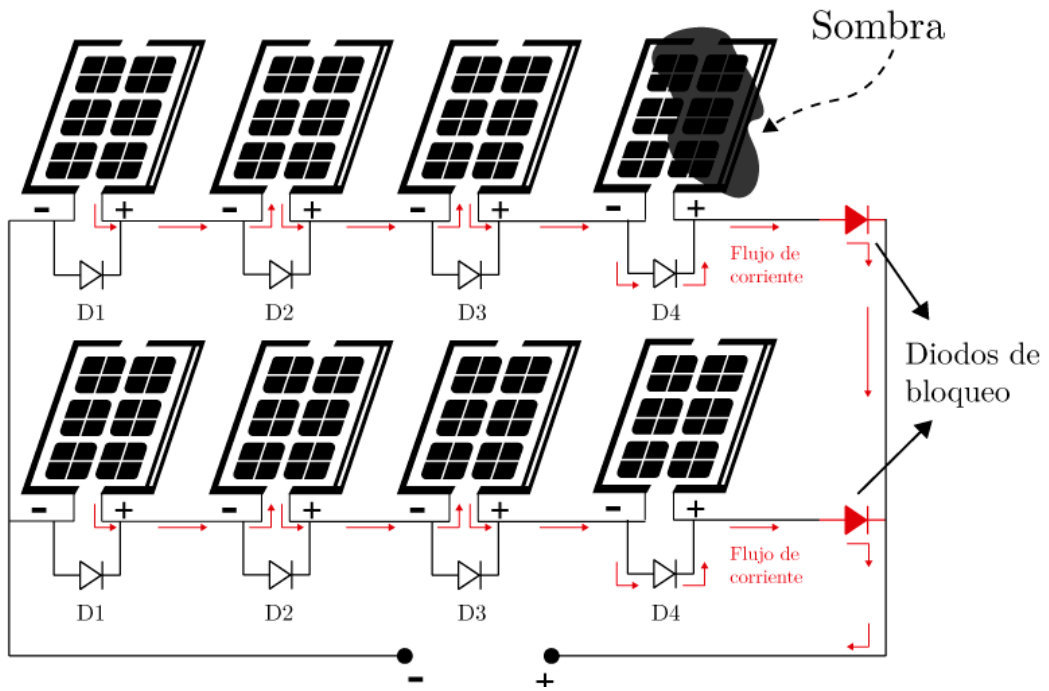


Figura 64: Diodos de bloqueo.
Fuente: Autor.

4.6.2 Arreglos entre baterías de almacenamiento

Las conexiones existentes entre baterías de almacenamiento de energía son idénticas a las conexiones realizadas entre paneles fotovoltaicos, existen así mismo 3 tipos de conexiones, serie, párlelo y serie paralelo, que de igual manera estas configuraciones se las realiza para obtener niveles de tensión, corriente y capacidad de almacenamiento deseado.

Para estas conexiones entre baterías se debe tomar en cuenta de igual manera emplear baterías de las mismas capacidades o características eléctricas y de la misma marca para evitar fallos en el sistema.

4.6.2.1 Baterías con conexión serie

La conexión en serie es idéntica a la conexión de los módulos fotovoltaicos, consiste en conectar eléctricamente el polo positivo de una batería al polo negativo de la siguiente batería y así sucesivamente logrando con ello niveles de tensión deseados ya que esta configuración es la suma algebraica de tensión de todas las baterías conectadas entre sí, donde la corriente se mantiene constante.

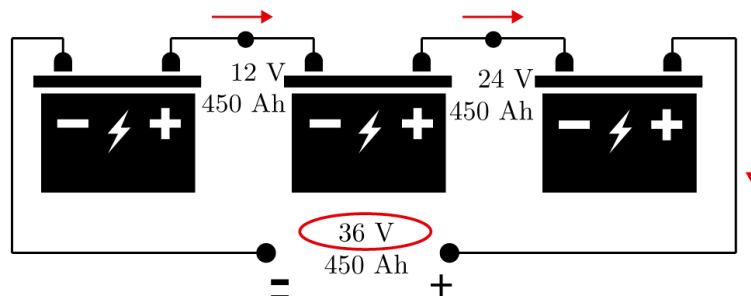


Figura 65: Baterías con conexión en serie; 12 V; 450 Ah.
Fuente: Autor.

4.6.2.2 Baterías con conexión en paralelo

La conexión en paralelo consiste es conectar todos los polos positivos entre si logrando un positivo común y todos los polos negativos entre si logrando un negativo común. Con este tipo de conexión se consigue aumentar la capacidad manteniendo un mismo valor de tensión. La capacidad será la suma algebraica de todas las capacidades de las baterías conectadas entre sí.

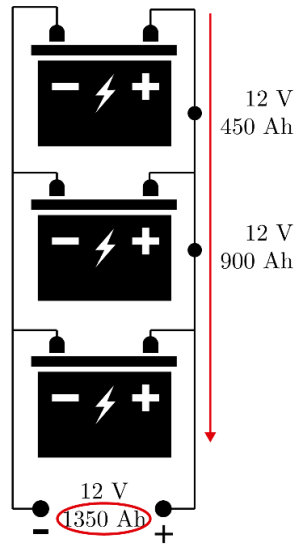


Figura 66: Baterías con conexión en paralelo; 12 V; 450 Ah.
Fuente: Autor.

4.6.2.3 Baterías con conexión serie-paralelo

En esta configuración se manipula las tensiones y capacidades de las baterías para obtener características deseadas lo más acordes a los equipos a utilizar.

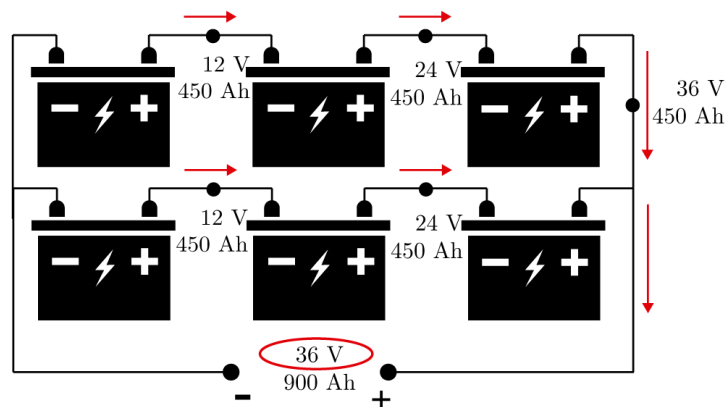


Figura 67: Baterías con conexión serie-paralelo.
Fuente: Autor.

4.6.3 Arreglos entre inversores

Los inversores fotovoltaicos deben tener las siguientes características:

- Bajo coste.
- Pequeño tamaño y peso.
- Alta fiabilidad.
- Alta eficiencia.
- Seguridad para la interacción con los seres humanos.

- Sistema de seguimiento MPPT.

Una clasificación general de los inversores fotovoltaicos conectados a red es la siguiente:

- Inversores centrales.
- Inversores cadena.
- Inversores multi-cadena.
- Inversores módulo.

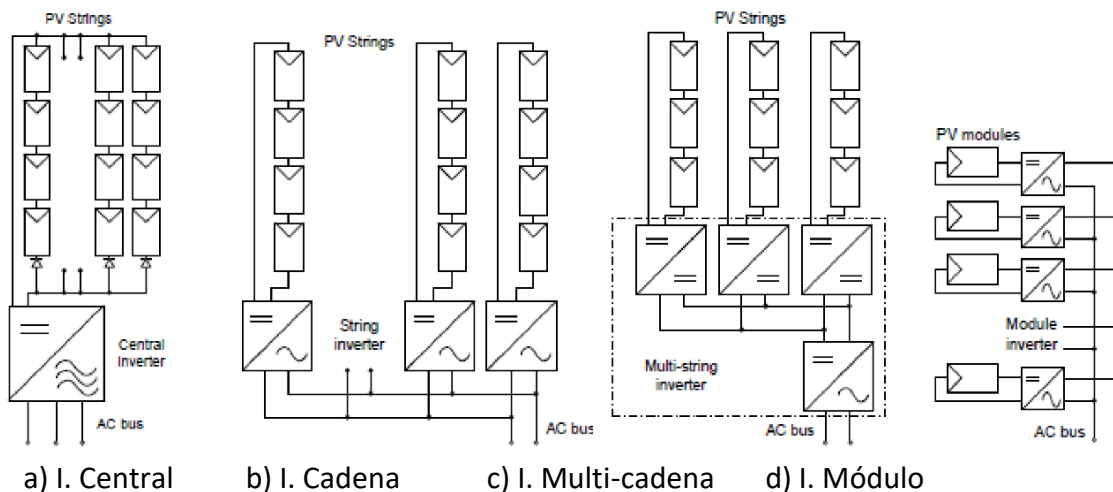


Figura 68: Configuraciones de inversores fotovoltaicos.
Fuente: (Cruz Carrascar & De la Fuente Casal, 2012).

4.6.3.1 Inversor central

En un sistema fotovoltaico donde exista un solo inversor se puede afirmar que este es un inversor central ya que engloba toda la potencia generada por todos los paneles fotovoltaicos según sea el arreglo entre los mismos. Son aplicados en pequeños sistemas y la principal desventaja es:

- Pérdidas por desajuste entre módulos o cadenas (series de paneles fotovoltaicos).

Por otro lado, las principales ventajas que tiene este inversor central son:

- Alta eficiencia del inversor debido a la alta potencia en comparación a los inversores de cadena.
- Simplicidad de conexionado.
- Bajo coste.

Por estas razones los inversores centrales son la primera opción para aplicaciones fotovoltaicas a media y gran escala, cuando las zonas de sombras, el oscurecimiento, o la diferencia de orientación son evitadas en la fase de planificación.

4.6.3.2 Inversor cadena

Se los emplea generalmente en residencias donde el espacio es reducido o en tejados ya construidos, ya que en muchos de los casos los módulos fotovoltaicos no pueden ser instalados con la misma orientación y están expuestos a diferentes zonas de sombra durante el día dado por la trayectoria o “recorrido” del sol.

La principal ventaja de esta configuración es que el sistema es altamente modular, es decir, en cualquier momento se puede añadir cadena tras cadena de módulos fotovoltaicos con su inversor.

4.6.3.3 Inversor multi-cadena

Según menciona (Cruz Carrascar & De la Fuente Casal, 2012) este tipo de arreglo combina las 2 configuraciones antes mencionadas dotándolos de los beneficios que ambas proporcionan. Su principal ventaja es que inversor puede alcanzar una mayor potencia que el inversor cadena sin tener que sacrificar las ventajas de la tecnología cadena, pero una de las desventajas es que necesita dos etapas de conversión de potencia para permitir un seguimiento individual de las entradas y se podría cuestionar el costo de la inversión. Este diseño de dos etapas, lleva a un menor pico de eficiencia, comparado con un inversor cadena simple. Por otro lado, tienen a veces un rango ancho de tensión admisible que proporciona al usuario dueño del sistema gran libertad en el diseño de su sistema fotovoltaico.

4.6.3.4 Inversor módulo

Estos inversores están conectados en cada panel dando mucha más libertad modular al sistema. Debido al bajo nivel de potencia los inversores pueden integrarse en la cubierta del marco del módulo, estos módulos pueden sencillamente se conectados a la red CA. La gran ventaja es que es no necesitar apenas de cables CC con ello se logra una instalación más sencilla y se minimiza al máximo el riesgo de incendio y de otros inconvenientes que se puedan presentar.

A pesar de estas grandes ventajas de sencillez, este inversor tiene poca aceptación esto es debido a las principales desventajas:

- El bajo nivel de potencia por unidad lleva una baja eficiencia.
- Gran coste, que en muchas aplicaciones no compensa.

4.7 Marco regulatorio para sistemas fotovoltaicos en el Ecuador

4.7.1 Introducción

Dentro del marco regulatorio ecuatoriano para sistemas fotovoltaicos, se deben analizar dos regulaciones aprobadas por la agencia de regulación y control de electricidad (ARCONEL), donde establecen condiciones, restricciones, responsabilidades, métodos de tramitación y contrato con la empresa del servicio eléctrico. Las regulaciones que se hacen mención son las siguientes:

- Regulación Nro. ARCONEL – 003/18.
- Regulación Nro. CONELEC – 004/11.

De igual manera se hace mención a una serie de normas ecuatorianas denominadas: norma ecuatoriana de construcción (NEC), establecidas por el comité ejecutivo de la norma ecuatoriana de la construcción, estas normas mencionadas se dividen en una serie de capítulos, donde específicamente el Capítulo 4 está enfocado a las energías alternativas de forma general.

4.7.2 Regulación Nro. ARCONEL – 003/18

Esta regulación se denomina “generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica” donde establece como objetivo lo siguiente:

- Establecer las condiciones para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que cuenten con sistemas de microgeneración fotovoltaica - μ SFV- hasta 100 kW de capacidad nominal instalada, ubicadas en techos, superficies de vivienda o en edificaciones para las categorías residencial y general determinados en el pliego tarifario en bajo y medio voltaje.

En esta regulación también establecen el alcance que va a tener la misma descrito de la siguiente manera.

- Esta regulación es aplicable a las empresas distribuidoras y para aquellos usuarios regulados, que decidan, previo al cumplimiento de requisitos, instalar un sistema de microgeneración fotovoltaica μ SFV con una capacidad nominal instalada de hasta 100 kW en medio o bajo voltaje, que operen en sincronismo con la red cuya producción sea auto consumida en sus propias instalaciones y aporten eventuales excedentes a la red de distribución, en caso de que existan.

De igual manera esta regulación determina los siguientes puntos:

- Las condiciones técnicas y comerciales para la instalación de sistemas fotovoltaicos hasta 100 kW de capacidad nominal instalada.
- Los requisitos y procedimiento para la conexión a las redes de la empresa distribuidora y la autorización de instalación y operación del μ SFV.
- Las condiciones para la medición.
- La operación en sincronismo con la red de distribución.
- El tratamiento comercial de la energía producida, de la energía consumida y eventuales excedentes de generación entregados al sistema de distribución.

El inconveniente de esta regulación es que no existe ningún tipo de comercialización (\$/kWh) por parte del usuario dueño del μ SFV y la empresa distribuidora, especificando lo siguiente:

La empresa de distribución deberá realizar el balance neto mensual de la energía entregada y consumida por el consumidor con μ SFV dentro de los diez primeros días laborables del mes siguiente de la operación del μ SFV, en base al reporte de la energía consumida y entregada que registre el equipo de medición, según la siguiente expresión:

$$\Delta E = (\text{Energía consumida de la red} - \text{Energía inyectada de la red}) \quad (\text{Ecuación 7})$$

ΔE Resultado del balance neto < 0 ; remanente negativo.

ΔE Resultado del balance neto > 0 ; remanente positivo.

En el caso en que el resultado del balance mensual neto de energía, exista un remanente negativo a facturar al consumidor, la empresa de distribución valorará la energía consumida a la tarifa correspondiente del pliego tarifario aprobado por ARCONEL y será facturada al consumidor con μ SFV, conforme lo establece el contrato de suministro.

El remanente negativo a facturar al consumidor no estará sujeto al subsidio de la tarifa dignidad ni subsidio cruzado.

Por el contrario, en el caso eventual en que el resultado del balance mensual neto de energía, exista un remanente positivo de energía entregada a la red a favor del consumidor con μ SFV, esta energía se considerará como crédito de energía a favor del consumidor que se pasa al siguiente mes y así sucesivamente, hasta un periodo máximo de reseteo.

El periodo para resetear el crédito energético es de dos años a partir de la fecha de la autorización de operación del μ SFV, luego de lo cual empieza nuevamente un similar mecanismo desde cero, hasta que exista una causal de desconexión del μ SFV o se cumpla el plazo de operación (ARCONEL 003/18, 2018).

4.7.3 Regulación Nro. CONELEC – 004/11

Esta regulación tiene como objetivo el establecimiento de los requisitos, precios, su período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al sistema nacional interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales.

Las energías renovables no convencionales comprenden las siguientes: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de capacidad instalada.

Establece los precios en (cUSD/kWh) preferentes por cada tipo de energía renovable.

Tabla 14: Precios preferentes Energías Renovables en (cUSD/kWh).

| Centrales | Territorio Continental | Territorio Insular de Galápagos |
|-------------------------|------------------------|---------------------------------|
| Eólica | 9.13 | 10.04 |
| Fotovoltaicas | 40.03 | 44.03 |
| Solar termoeléctrica | 31.02 | 34.12 |
| Corrientes marinas | 44.77 | 49.25 |
| Biomasa y biogás < 5 MW | 11.05 | 12.16 |
| Biomasa y biogás > 5 MW | 9.60 | 10.56 |
| Geotérmicas | 13.21 | 14.53 |

Fuente: (Regulación No. CONELEC 004/11, 2011).

Tabla 15: Precios preferentes Centrales Hidroeléctricas hasta 50 MW (cUSD/kWh).

| Centrales | Precio |
|---|--------|
| Centrales hidroeléctricas hasta 10 MW | 7.17 |
| Centrales hidroeléctricas mayores a 10 MW hasta 30 MW | 6.88 |
| Centrales hidroeléctricas mayores a 30 MW hasta 50 MW | 6.21 |

Fuente: (Regulación No. CONELEC 004/11, 2011).

Los generadores menores a 1 MW que se acojan a los precios preferentes de esta regulación no firmaran un contrato, sino que deberán obtener el registro, de conformidad con la regulación respectiva, adicionalmente a los requisitos establecidos en ésta se deberá verificar que la potencia del proyecto haga un uso óptimo del recurso.

En caso estos generadores deban entregar su energía a una empresa distribuidora, ésta se liquidará a los precios de la regulación y serán facturados a la respectiva empresa distribuidora (Regulación No. CONELEC 004/11, 2011).

4.7.4 Normas NEC-11 y requerimientos técnicos de los equipos a utilizar

El comité ejecutivo de la norma ecuatoriana de construcción en convenio con el ministerio de desarrollo urbano y vivienda (MIDUVI) tienen como objetivo principal regular los procesos que permitan cumplir con las exigencias básicas de seguridad y calidad en todo tipo de edificaciones como consecuencia de las características del proyecto, la construcción, el uso y el mantenimiento; especificando parámetros, objetivos y procedimientos con base a los siguientes criterios:

1. Establecer parámetros mínimos de seguridad y salud.
2. Mejorar los mecanismos de control y mantenimiento.
3. Definir principios de diseño y montaje con niveles mínimos de calidad.
4. Reducir el consumo energético y mejorar la eficiencia energética.
5. Abogar por el cumplimiento de los principios básicos de habitabilidad.
6. Fijar responsabilidades, obligaciones y derechos de los actores involucrados.

Donde establecen que “Los requisitos establecidos en la NEC serán de obligatorio cumplimiento a nivel nacional; por lo tanto, todos los profesionales, empresas e instituciones públicas y privadas tienen la obligación de cumplir y hacer cumplir los requisitos establecidos para cada uno de los capítulos” contemplados (MIDUVI, 2019).

Para ello se ha elaborado el documento NEC-11 Capítulo 14 enfocado a las energías renovables donde establecen requerimientos técnicos de todos los equipos involucrados de los diferentes tipos de sistema con energía renovable, una de ella los sistemas fotovoltaicos.

La norma que se hace mención está bajo la jurisdicción del instituto ecuatoriano de normalización (INEN).

4.7.4.1.1 Paneles fotovoltaicos

Requerimientos:

- a) Debe cumplir al menos con la norma internacional IEC-61215 “Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Calificación del diseño y aprobación de tipo”, IEEE-1262 “*Recommended practice for qualification of photovoltaic (PV) modules*” o equivalente. Para los módulos de capa delgada se aplicarán al menos los procedimientos de certificación IEC-61646, SERI/TR-213-3624. Los módulos deben contar con diodos de protección de corriente inversa (by pass).
- b) Debe poseer un certificado del fabricante, con marca, modelo, potencia pico del módulo, tiempo de garantía de producción, condiciones técnicas de operación, curva intensidad de corriente vs. voltaje y curva o factor de reducción de capacidad por envejecimiento.
- c) El marco debe ser de aluminio anodizado, rígido y suficientemente resistente para que soporte tensiones mecánicas durante el transporte, instalación y operación. También debe ofrecer facilidad para fijación de los soportes y conexiones.
- d) La caja de conexión debe estar firmemente unida al módulo El índice de protección (IP) mínimo de la caja debe ser IP54.
- e) La potencia pico (W_p) del módulo fotovoltaico después de 20 años de operación, no debe ser inferior al 80 % de su potencia inicial.
- f) Un módulo fotovoltaico igual o mayor a 140 Wp de potencia debe tener un voltaje nominal de 24 V.

4.7.4.1.2 Inversores convencionales e híbridos

Requerimientos:

- a) El inversor de conexión a red debe cumplir los requisitos de la norma IEC 61683:1999, UL458 u otras normas equivalentes aplicables.
- b) Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
 - Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
 - Auto conmutados.
 - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
 - No funcionaran en modo aislado.
- c) Deben poseer todas las protecciones a equipos y personas especificadas en la presente norma.
- d) El diseño debe asegurar que en ningún caso el sistema inyecte corriente continua a la red eléctrica.
- e) El tiempo de reconexión después de una falla en la red eléctrica, y una vez que se ha restablecido el servicio normal de la misma, no debe ser superior a 2 minutos y el accionamiento será automático.
- f) Debe tener protección contra polaridades inversas.
- g) Su operación debe ser silenciosa (menor a 40 dB) y no debe presentar ruidos inducidos por transformadores y mucho menos por desajustes mecánicos.
- h) Las perturbaciones generadas por armónicos deben ser los aceptados por la normativa ecuatoriana correspondiente.
- i) El inversor debe cumplir con las condiciones de calidad y confiabilidad del servicio según las regulaciones del sector eléctrico ecuatoriano, incorporando como mínimo las siguientes protecciones:
 - Cortocircuitos en corriente alterna.
 - Tensión de red fuera de rango.
 - Frecuencia de red fuera de rango.
 - Sobretensiones, mediante varistores o similares.
 - Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
- j) Cada inversor incorporara, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
 - Conexión y desconexión del inversor a la CA de la red. Podrá ser externo al inversor.
- k) Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
- Deben ser de onda senoidal pura.
 - La eficiencia a potencia pico será mayor a 90 %
 - El autoconsumo del inversor en modo nocturno debe ser inferior al 1 % de la potencia nominal.
 - El factor de potencia debe ser superior a 0.96 entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
 - El inicio de inyección de energía a la red, debe ocurrir antes del 10 % de su potencia nominal.
 - El valor de distorsión armónica total (THD) no será mayor al 2 %.
 - La potencia pico instantánea deberá ser mayor al 100 % de la potencia nominal.
 - Debe cumplir al menos las especificaciones de seguridad y compatibilidad electromagnética dada en las normas UL 458 / FCC Class B.
 - Se recomienda satisfaga la especificación e-Mark e-13* 72/245/EEC, 95/54/EC.
- l) Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie.
- m) Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
- n) La vida útil de los inversores de conexión a la red no debe ser inferior a 10 años.

4.7.4.1.3 Baterías de almacenamiento

Requerimientos:

- a) Las baterías para aplicaciones solares deben estar fabricadas de conformidad con la norma IEC 61427 (*Secondary cells for solar photovoltaic energy systems. General requirements and test methods*) u otra norma internacional aplicable.

- b) Ser nuevas y libres de daños físicos al momento de instalarse lo cual implica que la caja o contenedor no presente grietas o fisuras, infladas, abolladuras, golpes, sus terminales no deben presentar deformaciones ni desajustes.
- c) Los terminales deben ser de tuerca tornillo de material de bronce o acero inoxidable, lo que permitirá que no se presenten desajustes en las conexiones.
- d) Tener un régimen de auto descarga no mayor de 5 % por mes.
- e) Soportar al menos 8 eventos de descarga profunda (al 50 % de la capacidad) por año sin que se reduzca el tiempo especificado de su vida útil.
- f) El material de construcción de la caja y de la tapa debe ser rígido y de materiales retardantes de llama.
- g) Una batería con más de tres meses de fabricación previa su instalación debe ser recargada.
- h) El banco de baterías debe colocarse en un lugar ventilado, con acceso restringido y protegido del ambiente.
- i) Se recomienda dispongan de válvula de seguridad o de alivio de acción automática para regular la presión interna que puede incrementarse durante la operación.
- j) La máxima profundidad de descarga (PdDmax) (referida a la capacidad nominal de la batería en 20-horas) no debe exceder los valores propuestos en la Tabla 16.
- k) La vida de la batería (es decir, antes de que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal) a 20 °C, debe exceder un cierto número de ciclos, NOC, a una PdD del 50 %, dada por la Tabla 16:

Tabla 16: Máxima profundidad de descarga en función del tipo de batería.

| Tipo de batería | Máxima PdD (%) Recomendado | Número de ciclos (NOC) a 50 % PdD |
|--------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|
| Tubular o estacionaria abierta | 80 | 3600 |
| Estacionaria sellada | 60 | 600 - 1200 |
| Plomo acido solar abierta | 50 | 900 - 1000 |
| Plomo acido sellada AGM | 60 | 500 - 800 |
| Plomo acido sellada GEL | 60 | 600 - 950 |
| Ion Litio | 100 | Más de 1000 |
| Sodio Azufre (NaS) | 80 | Más de 4000 |

Fuente: (NEC - Energías Renovables, 2011).

- l) Se debe asegurar que la capacidad inicial de las baterías puestas en operación no difiera en más del 5 % de su valor nominal.

4.7.4.1.4 Conductores eléctricos

Según las normas ecuatorianas de construcción NEC-11 Capítulo 15 instalaciones electromecánicas, establece algunas de las características sobre el cableado eléctrico en función al código de colores establecidos para todo tipo de residencias.

Los conductores de una canalización eléctrica se identificarán según el siguiente código de colores (NEC - Instalaciones Electromecánicas, 2013):

Alimentadores eléctricos:

- Conductor de la fase 1: Azul.
- Conductor de la fase 2: Negro.
- Conductor de la fase 3: Rojo.
- Conductor de neutro: Blanco.
- Conductor de tierra: Verde.

Para instalaciones interiores:

- Conductor de fase: Azul, Negro, Rojo.
- Conductor de neutro: Blanco.
- Conductor de tierra: Verde.
- Conductor de retorno: cualquier otro color.

Las Normas Ecuatorianas de Construcción NEC-11 Capítulo 14, establece algunas de las especificaciones que deben tener contar todos los conductores empleados para este fin.

- a) Las secciones de los conductores externos deben ser tales que las caídas de tensión en ellos sean inferiores al 3 % entre el arreglo fotovoltaico y el regulador de carga, inferiores al 1 % entre la batería y el regulador de carga, e inferiores al 3 % entre el regulador de carga y las cargas. Todos estos valores corresponden a la condición de máxima corriente.
- b) El cable entre el arreglo fotovoltaico y el regulador de carga se debe seleccionar de tal forma que su ampacidad sea 1.25 veces la corriente de cortocircuito de todo el campo fotovoltaico. Igual para el cable entre el regulador y la batería.
- c) Los cables deben cumplir con el código de colores (rojo es positivo, negro es negativo) o por lo menos identificar la polaridad.

- d) Los cables exteriores de la instalación fotovoltaica deben ser especificados para uso en presencia de humedad, temperatura 90 °C, doble aislamiento multifilares y resistentes a los rayos ultravioleta, tipo XHHN, SUPERFLEX, o similar.
- e) Todos los terminales de los cables deben permitir una conexión segura y mecánica fuerte. Deben tener una resistencia interna pequeña, que no permita caídas de tensión superiores al 0.5 % del voltaje nominal. Esta condición es aplicable a cada terminal en las condiciones de máxima corriente.
- f) Los terminales de los cables no deben favorecer la corrosión que se produce cuando hay contacto entre dos metales distintos.
- g) Los fusibles deben elegirse de modo tal que la máxima corriente de operación esté en el rango del 50 % al 80 % de la capacidad nominal del fusible.
- h) El calibre o sección del conductor debe tomar en cuenta tanto la ampacidad como la caída de tensión y viene dada por la fórmula siguiente para conductores de cobre.

4.7.5 Pliego tarifario en Ecuador

El pliego tarifario es un documento emitido por la Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (ARCONEL) que contiene la estructura, nivel y régimen tarifario para el servicio público de energía eléctrica para la aplicación de la distribuidora y cumple con los principios tarifarios establecidos en la normativa vigente.

Categorías tarifarias

La determinación de la categoría tarifaria de los consumidores es responsabilidad de la distribuidora; la cual debe evaluar las características de la carga y el uso de la energía declarada por el consumidor regulado. Con esta base, la distribuidora debe establecer el tipo de tarifa que le corresponde al suministro solicitado.

- **Categoría residencial**

Corresponde al servicio público de energía eléctrica destinado exclusivamente al uso doméstico de los consumidores; es decir, en la residencia de la unidad familiar independientemente del tamaño de la carga conectada.

En esta categoría se incluye a los consumidores de bajos consumos y de escasos recursos económicos, que tienen integrada a su residencia una pequeña actividad comercial o artesanal.

- **Categoría general**

Corresponde al servicio público de energía eléctrica que es destinado por el consumidor a actividades diferentes al uso doméstico (categoría residencial), básicamente comprende el comercio, la industria y la prestación de servicios públicos y privado

5 MATERIALES Y MÉTODOS

5.1 Materiales

Para el presente trabajo de investigación se utilizó múltiples herramientas de diseño CAD 2D y 3D, así como catálogos, normativas, fuentes de datos de niveles de irradiación, entre otros, para con ello dar cumplimiento a la metodología propuesta.

- Meteonorm®.
- Autodesk® Revit®.
- Autodesk® Autocad®.
- Autodesk® Electrical®.
- SolariusPV®.
- Microsoft® Office 2019.
- Atlas solar con fines de generación eléctrica.
- Regulación 003/18.
- Mendeley®.
- Google maps®.
- Catálogos de los distintos componentes.

5.2 Metodología empleada

Esta sección es exclusiva para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos en entornos urbanos y rurales para las redes de baja tensión, para ello se ha elaborado un flujograma generalizado donde se detalla el método a seguir, partiendo desde las condiciones iniciales, hasta el estudio económico de factibilidad del sistema. Este flujograma se lo puede observar en el Anexo 7.

5.2.1 Condiciones iniciales

El usuario interesado en implementar un sistema fotovoltaico deberá considerar y cumplir con los siguientes requisitos:

- El interesado debe ser propietario del inmueble donde se va a instalar el sistema fotovoltaico.
- La instalación del SFV está condicionado a la emisión de factibilidad de conexión de la empresa distribuidora.

- La capacidad nominal instalada del SFV para consumidores residenciales será de hasta 300 kW de capacidad nominal y de 500 kW para consumidores comerciales o industriales (este último según reforma de Resolución Nro. ARCONEL-057/18).

5.2.2 Irradiación en función de la localidad

Para proceder con el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se necesita obtener los datos de irradiación solar [kWh/m²/día] en la localidad donde se implementará el sistema fotovoltaico, como guía se ilustra la Tabla 17:

Tabla 17: Localidad del sistema fotovoltaico.

| Localidad | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--|
| Ciudad: | Quito | | | | | | | | | | | |
| Provincia: | Pichincha | | | | | | | | | | | |
| Latitud: | -0.2294° | | | | | | | | | | | |
| Longitud: | -78.5244° | | | | | | | | | | | |
| Altitud [msnm]: | 2856 | | | | | | | | | | | |
| Irradiación promedio mensual: | 4.99 kWh/m ² /día | | | | | | | | | | | |
| Irradiación diaria promedio mensual | | | | | | | | | | | | |
| Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | |
| 4.94 | 4.64 | 4.78 | 4.53 | 4.83 | 4.69 | 5.53 | 5.47 | 4.89 | 5.25 | 5.14 | 5.14 | |

Fuente: (Instituto de Ingeniería Solar, 2017).

En el Anexo 1 se dispone de tablas de irradiación global promedio en las principales ciudades del país. No obstante, a continuación, se da un listado de los principales portales web donde se podrá consultar los datos de irradiación en un lugar en específico que no conste en el anexo antes mencionados.

Tabla 18: Fuentes de datos estadísticos de irradiación solar.

| Nombre | Descripción | Portal web |
|-------------------------|--|---|
| N.A.S.A. | Datos solares y meteorológicos de la investigación de la NASA. | https://power.larc.nasa.gov/ |
| Global solar atlas | Base de datos de recursos solares. | https://globalsolaratlas.info/ |
| Atlas solar del Ecuador | Versión CONELEC 2008 | http://energia.org.ec |
| Atlas solar del Ecuador | Versión Scinergy 2019 | http://meteo-scinergy.epn.edu.ec/ |
| Meteonorm | Software para ordenadores con bases de datos estadísticos. | https://meteonorm.com/ |

Fuente: Autor.

5.2.2.1 Hora solar pico

Para calcular las horas de sol pico (HSP) se deberá calcular la irradiación promedio mensual en función a un factor de corrección debido al ángulo de inclinación y posición geográfica (NEC - Energías Renovables, 2011) sobre la superficie del módulo fotovoltaico.

$$\overline{H}_C = k \cdot \overline{H} \quad (\text{Ecuación 8})$$

Donde:

\overline{H}_C : Irradiación promedio mensual corregida [kWh/m²/día].

\overline{H} : Irradiación promedio mensual [kWh/m²/día] (Anexo 1).

k: Factor de corrección en función del ángulo de inclinación y latitud geográfica, ver (Anexo 2).

$$HSP = \frac{\overline{H}_C}{1kW/m^2/dia} \quad (\text{Ecuación 9})$$

A partir de los datos de irradiación del Anexo 1 se requerirá llenar la siguiente tabla donde se determinará la hora solar pico promedio durante todo el año, valor que se utilizará para determinar el número de paneles fotovoltaicos.

Tabla 19: Hora de sol pico.

| Mes | Hora de sol pico | | | HSP |
|------------|----------------------|--------------|------------------------|-----|
| | Irra. \overline{H} | F. Corr. (k) | Irra. \overline{H}_C | |
| Enero | - | - | - | - |
| Febrero | - | - | - | - |
| Marzo | - | - | - | - |
| Abril | - | - | - | - |
| Mayo | - | - | - | - |
| Junio | - | - | - | - |
| Julio | - | - | - | - |
| Agosto | - | - | - | - |
| Septiembre | - | - | - | - |
| Octubre | - | - | - | - |
| Noviembre | - | - | - | - |
| Diciembre | - | - | - | - |
| Promedio | - | - | - | - |

Fuente: Autor.

5.2.2.2 Área de emplazamiento del sistema fotovoltaico

Es necesario contar con un lugar óptimo para aprovechar el recurso solar disponible, libre de sombras provocadas por obstáculos que puedan obstruir los rayos del sol, lugar amplio para el emplazamiento de los paneles fotovoltaicos, accesibilidad para limpieza y servicio, deben ser posicionados en lugares donde no estén sujetos al vandalismo y manipulación de los niños, no situarlos en lugares con chimeneas industriales o calles polvorientas, Entre otros.

En la Tabla 20 de detallan algunos de estos factores a considerar.

Tabla 20: Criterios de selección del área de emplazamiento del sistema fotovoltaico.

| Criterios de selección del área de emplazamiento | | |
|--|--|----------|
| Análisis de emplazamiento | | |
| Item | Detalles a considerar | Estado |
| | | Bien Mal |
| Paneles fotovoltaicos | | |
| 1 | Lugar libre de sombras (Ver Sección 5.2.2.3; Análisis de sombras). | |
| 2 | Accesibilidad para limpieza y servicio. | |
| 3 | Protección contra vandalismo. | |
| 4 | Lugar libre de manipulación accidental por niños. | |
| 5 | Lugar libre fuentes contaminantes como polvo y chimeneas industriales. | |
| Baterías de almacenamiento de energía | | |
| 1 | Suficiente ventilación en banco de baterías. | |
| 2 | Temperatura moderada (entre 10 °C y 35 °C). | |
| 3 | Lugar libre de rayos de luz solar directa al banco de baterías. | |
| 4 | Lugar libre de manipulación accidental por niños. | |
| Inversor híbrido e inversor convencional | | |
| 1 | Lugar con suficiente ventilación | |
| 2 | Lugar libre de manipulación accidental por niños. | |
| 3 | Lugar adecuado (Algunos inversores presentan excesivo ruido tras su pleno funcionamiento). | |

Fuente: Autor.

5.2.2.3 Análisis de sombras

Como se mencionó en la Sección 4.2.5; Sistemas fotovoltaicos en entornos urbanos, el sombreado es el principal problema que afronta dicho sistema, ya que si bien disminuyen considerablemente su eficiencia, pueden presentar inconvenientes, como puntos calientes en los mismo que ayudan a la degradación, disminución de la eficiencia del panel o daño permanente del panel afectado, que es uno de los errores comunes que menciona (PVTRIN, 2011) es por ello que se necesita realizar un análisis de sombras mediante memorias fotográficas destacando los posibles obstáculos que puedan generar

sombreado, y si es necesario, realizar un análisis de trayectoria solar durante 1 año debido a los equinoccios y solsticios, y de cómo edificaciones vecinas afectan al sistema.

Este fenómeno natural “varia la posición del sol” y puede que durante una de sus trayectorias genere sombra en un punto parcial o total del arreglo fotovoltaico.

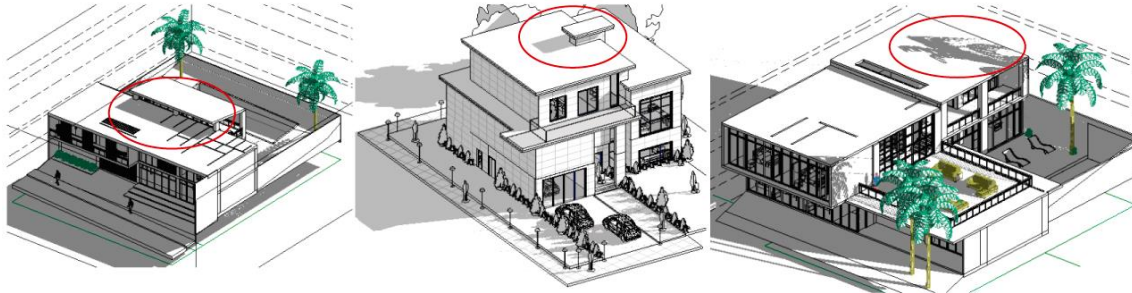


Figura 69: Proyección de sombras ocasionadas por detalles de la residencia.
Fuente: Autor, trayectoria solar realizada en Autodesk® Revit® versión estudiantil.

Mediante este estudio de sombra se determinará el coeficiente de sombreado que oscila en 0 y 1, y, entre más alto este valor menor es el sombreado ocasionado. Este coeficiente se lo aplicara a las horas de sol pico.

$$HSP_T = HSP \cdot C_S \quad (\text{Ecuación 10})$$

Donde:

C_S : Coeficiente de sombreado.

5.2.3 Criterios de dimensionamiento

Para determinar el número de paneles fotovoltaicos que se implementaran se considerará analizar o evaluar 3 metodologías existentes, una de ellas se basa en el consumo energético promedio mensual mediante la facturación dada por la empresa distribuidora, la otra se basa en dimensionar el sistema acorde al mes de mayor consumo eléctrico y finalmente la última se basa en realizar un levantamiento energético de todas las cargas existentes dentro del entorno. Ambas metodologías llegan a un punto en común, obtener la demanda energética diaria que necesita dicho entorno para su normal funcionamiento.

5.2.3.1 Consumo eléctrico promedio mensual

Dentro de un entorno ya sea residencial, comercial o industrial, mensualmente existe una demanda energética que las empresas distribuidoras comercializan su entrega mediante

las planillas de luz eléctrica, en estas planillas mensualmente muestran al consumidor la cantidad de energía eléctrica empleada, como se puede observar en la Figura 70.

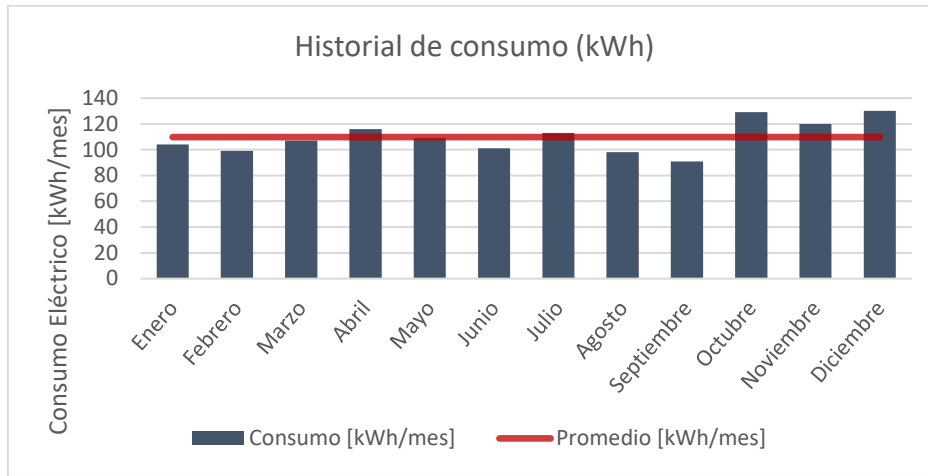


Figura 70: Consumo eléctrico promedio de una residencia básica.
Fuente: Autor.

Como se puede observar, no existe un consumo estándar debido al libre uso de las cargas, por ello se deberá realizar un levantamiento de datos de consumo energético mes a mes, para con ello obtener un nivel óptimo de energía eléctrica, es decir, un promedio de generación que el sistema fotovoltaico pueda suplir en [kWh/mes].

Para calcular el promedio de consumo eléctrico se empleará la siguiente ecuación:

$$E_{pcm} = \frac{\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} E_{mensual_i}}{12\ meses} = \frac{E_{ene} + E_{feb} + E_{mar} + \dots + E_{dic}}{12\ meses} \quad (Ecuación\ 11)$$

Donde:

E_{pcm} : Energía promedio de consumo mensual [kWh/mes].

E_m : Energía consumida mes a mes [kWh/mes].

Finalmente, la energía diaria necesaria en [Wh/día] que deberá suplir el sistema fotovoltaico asumiendo un promedio de 30 días por mes es:

$$E_{Gen} = \frac{E_{pcm} \cdot 1000\ Wh/kWh}{30\ d/mes} \quad (Ecuación\ 12)$$

E_{Gen} : Energía diaria generada [Wh/día].

5.2.3.2 Mes de mayor consumo eléctrico.

Como su nombre lo indica este método se basa en realizar un levantamiento de datos de consumos eléctricos descritos en las planillas de luz eléctrica comercializada por las empresas distribuidoras, donde se seleccionará el mes de mayor consumo.

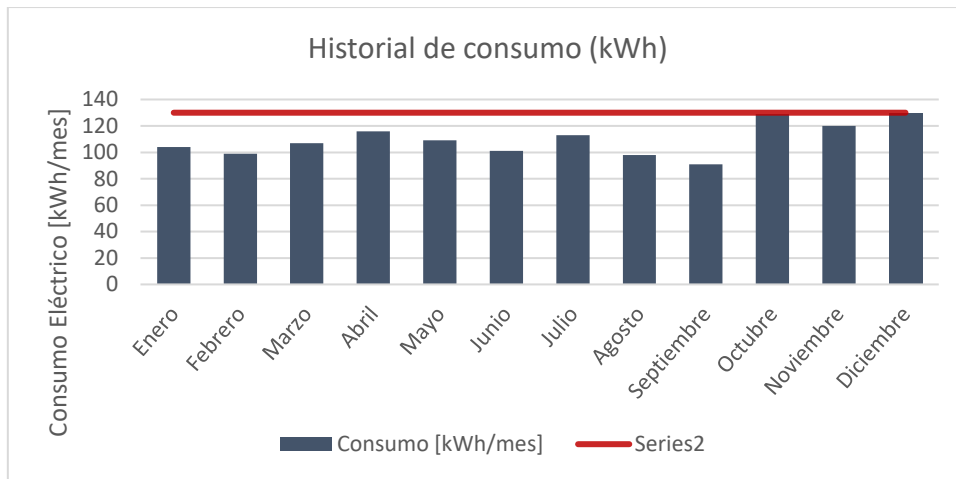


Figura 71: Mes de mayor consumo eléctricos.
Fuente: Autor.

La energía necesaria en [Wh/día] que deberá generar el sistema fotovoltaico para suplir dicha demanda es:

$$E_{Gen} = \frac{E_{mc} \cdot 1000 \text{ Wh/kWh}}{N_d} \quad (\text{Ecuación 13})$$

Donde:

E_{mc} : Energía eléctrica en el mes de mayor consumo [kWh/mes]

N_d : Número de días del mes de mayor consumo.

5.2.3.3 Levantamiento de cargas empleadas

Por su parte, esta metodología está enfocada en detalle a las cargas utilizadas donde se emplea un levantamiento de todos los consumos existentes dentro del entorno, asumiendo las horas de funcionamiento de cada carga, factores de simultaneidad, factor de arranque entre otros.

Tabla 21: Factores a considerar para levantamiento de datos de cargas.

| Equi. | Pot. [W] | Cant. | F.Arr. | F.Sim. | Pot.Cons | Horas | Ene.Cons |
|--------|----------|-------|--------|--------|----------|-------|----------|
| A | -- | -- | -- | -- | -- | -- | -- |
| B | -- | -- | -- | -- | -- | -- | -- |
| Total | | | | | -- | | -- |
| P.Exp. | | | | | -- | | -- |
| E.Gen | | | | | -- | | -- |

Fuente: Autor.

Donde:

Elem: Indica los equipos utilizados dentro del entorno.

Pot (P): Potencia consumida por cada elemento.

Cant (N): Cantidad utilizada del mismo equipo.

F.Arr: Factor de arranque (Únicamente empleado en motores)

F.Sim: Factor de simultaneidad.

Pot.Cons: Potencia total consumida.

Horas (N_h): Número de horas de funcionamiento.

Total: Sumatoria total global de consumo.

P. Exp: Porcentaje de expansión (porcentaje adicional que se destinara para futuras cargas).

E. Gen: Energía total consumida que deberá generar el sistema fotovoltaico.

La potencia consumida será:

$$P_{cons} = P \cdot N \cdot F_{Arr} \cdot F_{sim} \quad (\text{Ecuación 14})$$

La energía total diaria en [Wh/día] de generación necesaria será:

$$E_{Gen} = P_{cons} \cdot N_h \quad (\text{Ecuación 15})$$

5.2.4 Porcentaje de ahorro energético

Según el consumo promedio mensual o levantamiento que se disponga en el inmueble donde se implementará el sistema fotovoltaico, se establecerá bajo qué criterio se dimensionará el mismo, este porcentaje de ahorro energético (P_{ae}) varía entre 1 % a 100 % para el criterio de ahorro energético y autoconsumo, y de 101 % en adelante para el criterio de ser generador, es decir qué porcentaje adicional se inyectara a la red pública.

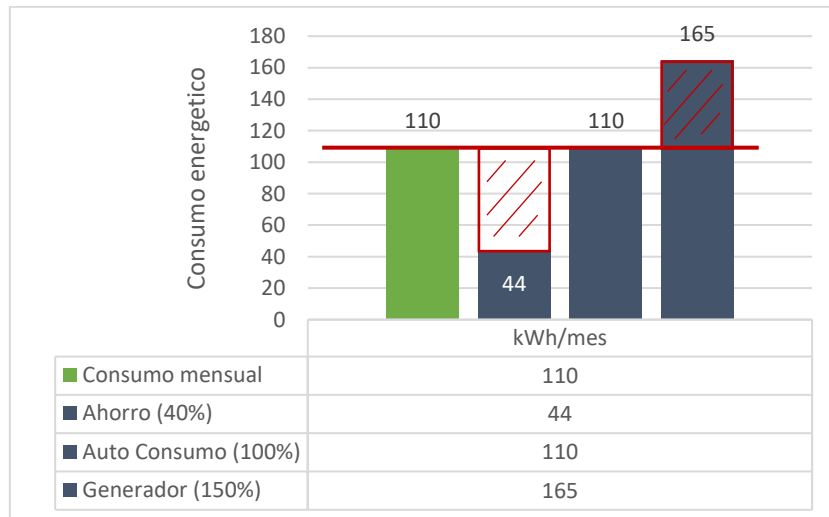


Figura 72: Criterios de dimensionamiento
Fuente: Autor.

El (P_{ae}) se lo aplicara al promedio de consumo eléctrico mensual mediante la siguiente operación:

$$E_{Gen} = \frac{E_{pcm} \cdot P_{ae}}{100\%} \quad (\text{Ecuación 16})$$

Donde:

P_{ae} : Porcentaje de ahorro energético [%].

5.2.5 Parámetros de instalación

A continuación, se establecerán algunos de los parámetros a considerar dentro del sistema fotovoltaico, estos factores serán de suma importancia para el dimensionamiento ya que comprenden pérdidas energéticas máximas permitidas.

Tabla 22: Parámetros y factores de pérdidas en sistema fotovoltaicos.

| Parámetros de instalación | | | |
|---|---------------------------------------|-------------------------|-------|
| Temperatura de operación | | | |
| Temperatura mínima [°C] | -10 | Temperatura máxima [°C] | 70 |
| Factor de dimensionamiento del inversor | | | |
| Valor mínimo [%] | 100 | Valor Máximo [%] | 120 |
| Pérdidas del sistema fotovoltaico | | | |
| Tipo | | Valor [%] | |
| A | Pérdidas por reflexión | | 3.10 |
| B | Pérdidas por sombreado | | 3.00 |
| C | Pérdidas por desajuste | | 5.00 |
| D | Pérdidas por efecto de la temperatura | | 7.00 |
| E | Pérdidas en circuitos de continua | | 1.20 |
| F | Pérdidas en los inversores | | 4.00 |
| G | Pérdidas en los circuitos de alterna | | 2.00 |
| Pérdidas totales (Factor global de pérdidas η_d) | | | 23.02 |
| Balance del sistema fotovoltaico (Balance of system) | | | |
| BOS [%] | | | 76.37 |
| Sistema de almacenamiento | | | |
| Rendimiento del sistema de almacenamiento | | | 0.95 |

Fuente: Basado en datos empleados en SolariusPV®.

Las pérdidas totales (PT.) se las obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$PT. [\%] = [1 - (1 - A - B) \cdot (1 - C - D) \cdot (1 - E) \cdot (1 - F)] + G \quad (\text{Ecuación 17})$$

O a su vez:

$$PT. [\%] = \left\{ 100 - \left[\left(\frac{100 - A - B}{100} \right) \cdot \left(\frac{100 - C - D}{100} \right) \cdot \left(\frac{100 - E}{100} \right) \cdot \left(\frac{100 - F}{100} \right) \right] \cdot [100] \right\} + G \quad (\text{Ecuación 18})$$

El balance del sistema BOS [%] será:

$$BOS [\%] = 100\% - PT. [\%] \quad (\text{Ecuación 19})$$

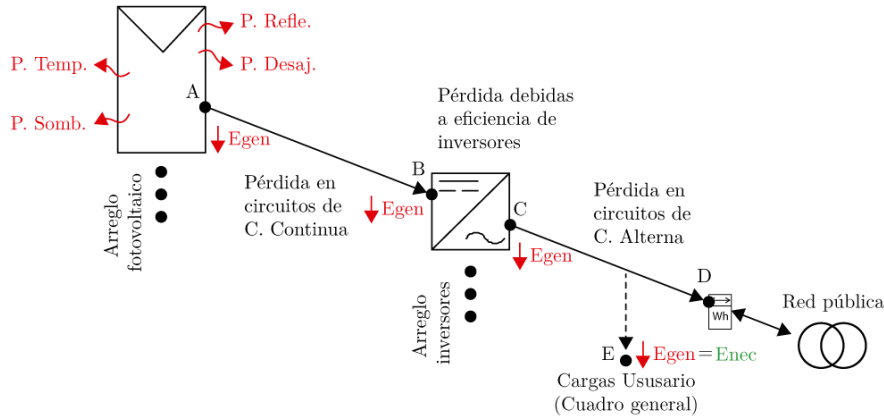


Figura 73: Pérdidas energéticas en sistemas fotovoltaicos.
Fuente: Autor.

La energía requerida obtenida por las 3 metodologías es el punto “E” aproximadamente (más específico en las “cargas usuario”) de la Figura 73, es por ello que aguas arriba existirán pérdidas y se considerarán los factores máximos permitidos descritos en Tabla 22.

5.2.6 Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos con inyección a red

Desde el punto de vista residencial, comercial se optará por un dimensionamiento a partir del consumo promedio mensual o el mes de mayor consumo, ya que este sistema funciona en paralelo con la red pública en baja tensión, se debe considerar que dentro de estos entornos no existen cargas que exigen una alta demanda energética y potencias elevadas que comúnmente se emplea en industrias de todo tipo de motores eléctricos.

Por otro lado, a nivel industrial se deberá realizar un modelo de simulación energética realizando un levantamiento de todas las cargas empleando factores de simultaneidad, horas equivalentes de funcionamiento y un porcentaje de expansión energética, este último a consideración del proyectista (Ver Tabla 21).

5.2.6.1 Determinación del número de paneles fotovoltaicos

Teniendo en cuenta todos los factores influyentes antes mencionados, para determinar el número de paneles (N_p) empleados se usará el método de hora solar pico, teniendo en cuenta que la energía necesaria (E_{Nec}) deberá ser en [Wh/día].

$$N_p = \frac{E_{Nec}}{W_p \cdot (HSP_T)_{\alpha,\beta} \cdot (1 - \eta_d)} \quad (\text{Ecuación 20})$$

Donde:

E_{Nec} : Es la energía necesaria para suplir dicha demanda energética.

W_p : Vatios pico por panel [W]

HSP: Horas de sol pico incidente sobre la superficie de los paneles (β indica la inclinación del panel, α indica la orientación de los paneles).

η_d : Factor global de pérdidas que se producen en el generador fotovoltaico (Ver Tabla 22)

Los vatios pico (W_p) los da explícitamente la ficha técnica de los paneles fotovoltaicos, generalmente la potencia viene dada en rangos de: 50 Wp, 110 Wp, 175 Wp, 200 Wp, 250 Wp, 270 Wp, 350 Wp, 365 Wp, entre otros, ya que depende de cada fabricante.

El proyectista deberá evaluar cuál será la opción más rentable económicamente ya que, los precios de los paneles fotovoltaicos varían en función de la potencia generada y del tipo de fabricante, de igual manera considerar el área disponible para implementar los paneles fotovoltaicos, ya que, a menor valor de los vatios pico, mayor número de paneles deberá emplear y por consiguiente mayor será el área de emplazamiento para suplir esa demanda energética.

Muchos de los proveedores ofrecen un valor de costo en relación de \$/Wp, que es un indicativo para la comparación de precios entre paneles de diferente marca, pero similares características eléctricas.

El área necesaria de emplazamiento será dada por la siguiente ecuación:

$$A_N = N_p \cdot A_p \quad (\text{Ecuación 21})$$

Donde:

A_N : Área necesaria de emplazamiento [m^2]

N_p : Número de paneles fotovoltaicos.

A_p : Área del panel fotovoltaico a emplear [m^2].

En función de este dimensionamiento también se determinará la potencia nominal instalada (P_0) del generador fotovoltaico requisito primordial en el trámite para su puesta en marcha, el cual se lo determinará con la siguiente ecuación:

$$P_0 = \frac{N_p \cdot W_p}{1000 W_p/kW_p} \quad (\text{Ecuación 22})$$

5.2.6.2 Determinación del inversor e inversores híbridos

Estos inversores convencionales e inversores híbridos son los elementos centrales de una instalación fotovoltaica conectado a la red eléctrica y debe cumplir ciertas características generales descritas en el Capítulo 5 y específicas en el Capítulo 7; cabe mencionar que, actualmente la mayoría de inversores disponibles mayores a 2 kW en el mercado cumplen con todos estos requisitos, no obstante, se requiere corroborar que cumplan con todas estas características, primordialmente de onda senoidal pura.

Durante su instalación se debe considerar que se manejan niveles de tensión potencialmente peligrosos, tanto en la entrada de corriente continua (CC), como en la salida de corriente alterna (CA); por lo tanto, se debe seguir cuidadosamente las recomendaciones del fabricante y recomendaciones para su puesta en operación.

El nivel de tensión de entrada que aceptan los inversores utilizados para la inyección a red proveniente del generador fotovoltaico suelen ser valores superiores a 100 VCC, no obstante, este valor depende del fabricante, lo que hará considerar las distintas configuraciones entre paneles fotovoltaicos para conseguir los niveles de tensión y corriente adecuados descritos en la Sección 4.6.1.

La determinación del inversor en un sistema fotovoltaico viene dada por algunos de los parámetros del arreglo fotovoltaico y criterios del proyectista, estos criterios vienen de si utilizar micro inversores, inversores centrales, o inversores cadena descritos en la Sección 4.6.3 acordes a que potencia se acoplarán.

Los parámetros que se deben considerar para la correcta selección del inversor ya sea para un único circuito central o varios circuitos con inversores independientes son los descritos en la Tabla 23 que es una tabla de puntos de verificación para comprobar los rangos aceptables y compatibilidad entre equipos.

Tabla 23: Comprobaciones eléctricas para determinar el tipo de inversor.

| No. | Comprobaciones eléctricas | Estado | |
|---|--|--------|-----|
| | | Bien | Mal |
| Inversores convencionales e inversores híbridos | | | |
| • Entrada del inversor | | | |
| 1 | Tensión en el punto de máxima potencia de las ramas (a la temperatura máxima) (elaborar Tabla 24) mayor o igual a la tensión de entrada mínima del inversor. $V_{mp.Tm\acute{a}x} \geq VM_{ppt.min}$ | | |
| 2 | Tensión en el punto de máxima potencia de las ramas (a la temperatura mínima) (elaborar Tabla 24) menor o igual a la tensión de entrada máxima del inversor. $V_{mp.Tmim} \leq VM_{ppt.m\acute{a}x}$ | | |
| 3 | Tensión de circuito abierto de las ramas (a la temperatura mínima) (elaborar Tabla 24) menor o igual a la tensión de entrada máxima del inversor. $V_{oc.Tmin} \leq VM_{ppt.m\acute{a}x}$ | | |
| 4 | Tensión de circuito abierto de las ramas (a la temperatura mínima) (elaborar Tabla 24) menor o igual a la tensión máxima de sistema del módulo (usualmente 1000 V) $V_{oc.Tmin} \leq V_{sm}$ | | |
| 5 | Corriente de corco circuito generada por el paralelo de las ramas menor o igual a la corriente máxima de entrada del inversor. $I_{sc.gen} \leq I_{max.inv}$ | | |
| Exclusivamente para inversores híbridos | | | |
| • Entrada del banco de baterías | | | |
| 1 | Tensión y corriente dentro del rango admisible del inversor | | |
| Inversores convencionales e inversores híbridos | | | |
| • Salida del inversor | | | |
| 1 | Tensión acorde a la red eléctrica | | |
| 2 | Frecuencia acorde a la red eléctrica. | | |
| 3 | Onda senoidal pura. | | |
| Factor de dimensionamiento del inversor dentro del rango descrito en (Tabla 22) | | | |

Fuente: Autor.

Para una serie de “n” paneles fotovoltaicos el voltaje de máxima potencia (V_{mp} total) y el voltaje de circuito abierto (V_{oc} total), en STC, será dicha tensión por el número de paneles en serie.

$$V_{mp\ tot(STC)} = V_{mp} \cdot N_{ps} \quad (\text{Ecuación 23})$$

$$V_{oc\ tot(STC)} = V_{oc} \cdot N_{ps} \quad (\text{Ecuación 24})$$

Para calcular (V_{mp}) o (V_{oc}) a un nivel de temperatura deseada se empleará el coeficiente de temperatura, que es un factor de escala de tensión por cada variación de temperatura, este coeficiente esta descrito en la hoja de datos del panel fotovoltaico ($V/^{\circ}C$).

$$\Delta T = T_d - T_{STC} \quad (\text{Ecuación 25})$$

Donde:

ΔT : Variación de temperatura [°C].

T_d : Temperatura deseada [°C].

T_{STC} : Temperatura en STC [25 °C].

Para calcular la variación de voltaje en función a una temperatura deseada se empleará las siguientes ecuaciones.

$$\Delta V = \Delta T \cdot C_T \quad (\text{Ecuación 26})$$

Donde:

C_T : Coeficiente de temperatura [V/°C] o a su vez [%/°C]

En un arreglo fotovoltaico en serie V_{mp} y V_{oc} en función a una temperatura deseada ($@T_d$) se determina con las siguientes ecuaciones:

$$V_{mp}(@T_d) = V_{mp\ tot(SCT)} + (\Delta V \cdot N_{ps}) \quad (\text{Ecuación 27})$$

$$V_{oc}(@T_d) = V_{oc\ tot(SCT)} + (\Delta V \cdot N_{ps}) \quad (\text{Ecuación 28})$$

En caso las operaciones sean en [%/°C] se utilizará las siguientes ecuaciones.

$$V_{mp}(@T_d) = V_{mp\ tot(SCT)} + \frac{\Delta V \cdot V_{mp\ tot(SCT)}}{100\%} \quad (\text{Ecuación 29})$$

$$V_{oc}(@T_d) = V_{oc\ tot(SCT)} + \frac{\Delta V \cdot V_{oc\ tot(SCT)}}{100\%} \quad (\text{Ecuación 30})$$

Donde:

N_{ps} : Número de paneles en serie

Estos valores son de mucha importancia, ya que la variación de la temperatura del panel fotovoltaico afecta las características eléctricas que pueden ocasionar un mal funcionamiento u ocasionar daños en el inversor. Es por esta razón que el ítem 3 de la Tabla 23 se debe analizar a detalle bajo las temperaturas descritas.

Tabla 24: Datos de voltaje para la determinación del inversor

| Revisión de variación de nivel de tensión | |
|---|-----------------------------|
| Voltaje de máxima potencia | Voltaje de circuito abierto |
| V_{mp} (- 10 °C) | V_{oc} (- 10 °C) |
| V_{mp} (25 °C) | V_{oc} (25 °C) |
| V_{mp} (70 °C) | V_{oc} (70 °C) |

Fuente: Autor.

El factor de dimensionamiento del inversor es la relación entre la potencia nominal del inversor en la salida y la potencia total de los módulos conectados al mismo y debe estar dentro del rango de los parámetros establecidos en la Tabla 22.

$$F_{Di} = \frac{P_{Ninv}}{P_0} \cdot 100\% \quad (\text{Ecuación 31})$$

5.2.6.3 Determinación del banco de baterías para inversores híbridos

Para la determinación del número de baterías, se establecerán los días de autonomía que se deseará en el lugar de emplazamiento y dependerá del criterio del usuario, cabe recalcar que entre más días de autonomía mayor será el número de baterías empleadas y por consecuente mayor la inversión realizada.

El proyectista inicialmente tendrá que determinar la energía consumida diariamente en la residencia en [kWh/día]. La energía necesaria será:

$$E_{nb} = E_{nec} \cdot D_a \quad (\text{Ecuación 32})$$

Donde:

E_{nb} : Energía necesaria de baterías [kWh]

E_{nec} : Energía necesaria en residencia [kWh/día]

D_a : Días de autonomía; un día de autonomía equivale a 12 horas (1/2 día), debido a que durante la noche es donde se utilizará mayormente las baterías.

La energía almacenada en las baterías para estas condiciones será la siguiente:

$$E_a = \frac{E_{nb} \cdot 100}{Pd} \quad (\text{Ecuación 33})$$

Donde:

E_a : Energía almacenada [kWh].

Pd : Profundidad de descarga [%] (ver Tabla 16).

La capacidad de la batería en [Ah] será la siguiente:

$$Q = \frac{E_a}{V_b} \quad (\text{Ecuación 34})$$

Donde:

V_b : Tensión de la batería [V].

Finalmente se obtiene el número de baterías empleadas según la capacidad seleccionada de la misma.

$$N_b = \frac{Q}{Q_c} \quad (\text{Ecuación 35})$$

Donde:

Q_c : Capacidad comercial de la batería [Ah].

5.2.6.4 Dimensionamiento de conductores

Para proceder con la determinación de la sección o calibre [S] de los conductores eléctricos a emplear tanto en los tramos de corriente continua (CC) como en los tramos de corriente alterna se debe considerar las especificaciones requeridas de estos descritas en la Sección 4.7.4.1.4, no obstante, para aplicaciones fotovoltaicas, existen conductores especiales entre el generador y el inversor, conductores que deben resistir condiciones climáticas exigentes, como la presencia de agua, los niveles elevados de temperatura, resistencia al desgarrado, resistencia a los rayos ultravioleta, entre otros, (ver Sección 4.5.6). Estos conductores son usualmente denominados cable solar.

- **Tramos de corriente continua:**

Se lo determina mediante la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot l \cdot i}{\Delta V} \quad (\text{Ecuación 36})$$

Donde:

S : Sección o área transversal del conductor [mm^2]

ρ : Resistividad del material del conductor (cobre a 20 °C = $0.01786 \Omega \cdot \frac{mm^2}{m}$).

2: Representa los conductores negativo y positivo.

l : longitud del tramo del conductor eléctrico hasta el inversor [m].

i : Corriente que circula por el conductor eléctrico [A].

ΔV : Caída de tensión máxima permitida [V] (3 % de la tensión nominal del generador fotovoltaico).

Para el cálculo de la corriente que circular por los conductores se utiliza la potencia nominal instalada (P_0) en el arreglo fotovoltaico.

$$i = \frac{P_0}{V_{AF}} \quad (\text{Ecuación 37})$$

Donde:

P_0 : Potencia nominal instalada [W].

V_{AF} : Voltaje de la rama en máxima potencia en STC a la temperatura máxima $V_{mp\ tot(STC)}$.

Para determinar la caída de tensión se empleará la siguiente ecuación en función a la tensión de todo el arreglo fotovoltaico.

$$\Delta V = \frac{\%_v \cdot V_{AF}}{100\%} \quad (\text{Ecuación 38})$$

Donde:

$\%_v$: Porcentaje máximo permitido en caída de tensión (2 %).

- **Tramos de corriente alterna monofásica**

Para determinar la sección o calibre de los tramos de corriente alterna en instalación monofásica se emplea la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot l \cdot i_{inv} \cdot \cos \varphi}{\Delta V} \quad (\text{Ecuación 39})$$

Donde:

$\cos \varphi$: Factor de potencia permitido (0.96).

i_{inv} : Corriente máxima de salida del inversor a plena potencia.

l : Longitud del tramo de corriente alterna hasta el tablero principal.

ΔV : Caída de tensión máxima permitida [V].

Para determinar la intensidad se requerirá emplear la potencia máxima que puede entregar el inversor seleccionado.

$$i_{inv} = \frac{P_{inv}}{V_{inv}} \quad (\text{Ecuación 40})$$

La caída de tensión se la obtendrá a partir de la tensión de salida del inversor fotovoltaico inyectada a la red.

$$\Delta V = \frac{\%_v \cdot V_{inv}}{100 \%} \quad (\text{Ecuación 41})$$

Donde:

$\%_v$: Porcentaje máximo permitido en caída de tensión (3 %).

- **Tramos de corriente alterna; trifásico**

Finalmente, para el caso de contar con una potencia mayor a 5 kW de generación fotovoltaica con conexión trifásica, el cálculo de la sección o calibre del conductor se lo realizara con la siguiente ecuación.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot l \cdot i_{inv} \cdot \cos \varphi}{\Delta V} \quad (\text{Ecuación 42})$$

Cabe recalcar que el calibre o la sección del conductor se debe tomar en cuenta tanto la ampacidad como la caída de tensión.

A continuación, se indica una tabla de referencia de la sección de los conductores y su ampacidad.

Tabla 25: Ampacidad del conductor en AWG y mm².

| Ampacidad del conductor | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| mm² | 0.83 | 1.30 | 2.08 | 3.31 | 5.26 | 8.37 | 13.30 | 21.15 | 33.62 | 53.52 | 67.43 | 85.00 | 107.21 |
| AWG | 18 | 16 | 14 | 12 | 10 | 8 | 6 | 4 | 2 | 1/0 | 2/0 | 3/0 | 4/0 |
| Amp | 10 | 13 | 18 | 25 | 30 | 40 | 55 | 70 | 95 | 125 | 145 | 165 | 195 |

Fuente: (NEC - Energías Renovables, 2011).

5.2.6.5 Eficiencia de conductores

Para determinar la eficiencia de los conductores tanto en los tramos de corriente continua como corriente alterna se empleará la pérdida de potencia por disipación en los mismos.

Pérdidas de potencia en tramos de corriente continua:

$$P_{pCC} = \frac{2 \cdot \rho \cdot l \cdot i^2}{S} \quad (\text{Ecuación 43})$$

Donde:

P_{pCC} : Pérdida de potencia en tramos de corriente continua [W]

i : Corriente nominal que circula por los conductores [A]

ρ : Resistividad del material del conductor (cobre a 20 °C = 0.01786 $\Omega \frac{mm^2}{m}$).

l : Longitud del tramo CC [m].

S : Sección transversal del conductor [mm].

La eficiencia del tramo de corriente continua será:

$$\eta_{cDC} = \frac{P_o - P_{pCC}}{P_o} \quad (\text{Ecuación 44})$$

- **Pérdidas de potencia en tramos de corriente alterna monofásica:**

$$P_{pCAM} = \frac{2 \cdot \rho \cdot l \cdot i_{inv}^2 \cdot \cos \varphi}{S} \quad (\text{Ecuación 45})$$

Donde:

$\cos \varphi$: Factor de potencia máximo permitido (0.96).

La eficiencia será:

$$\eta_{cACM} = \frac{P_{oinv} - P_{pCAM}}{P_o} \quad (\text{Ecuación 46})$$

Donde:

P_{oinv} : Potencia nominal a la salida del inversor.

- **Pérdidas de potencia en tramos de corriente alterna trifásica**

En el caso de una línea trifásica, asumiendo que no circula corriente por el neutro, la potencia pérdida es:

$$P_{pCAT} = \frac{3 \cdot \rho \cdot l \cdot i^2 \cdot \cos \varphi}{S} \quad (\text{Ecuación 47})$$

La eficiencia será:

$$\eta_{cCAT} = \frac{P_{oinv} - P_{pCAT}}{P_o} \quad (\text{Ecuación 48})$$

Donde:

P_{oinv} : Potencia nominal a la salida del inversor.

5.2.6.6 Protecciones, conectores y tableros eléctricos

Las protecciones empleadas en sistemas fotovoltaicos son tal que no exista riesgos para personas y/o equipos involucrados, logrando confianza y seguridad del sistema. Las protecciones serán distribuidas generalmente por 3 cuadros, el de campo, el fotovoltaico y el general.

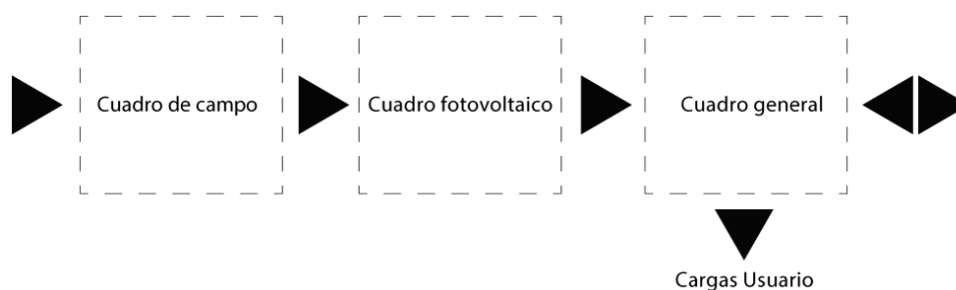


Figura 74: Cuadros de protecciones eléctricas.
Fuente: Autor.

Para los cuadros de campo o tableros eléctricos, se deben considerar las siguientes condiciones:

- Los tableros que contienen los dispositivos de interrupción y protección de la instalación, deben permitir la ampliación posterior del número de circuitos iniciales, por lo menos en un 20 %.
- Los armazones de los tableros y las partes metálicas que no conduzcan corriente, deben conectarse permanentemente a tierra.
- Los tableros deberán estar adecuadamente alumbrados en forma que se puedan manejar los interruptores y efectuar las lecturas de los instrumentos con facilidad
- Según su ubicación, tendrán al menos un índice de protección IP32 si se lo ubica al interior de un cuarto o vivienda e IP54 si se coloca a la intemperie.
- Todos los tableros deberán usar carril din para la sujeción de los elementos de protección y seccionamiento.

Protecciones empleadas en cuadro de campo

Las protecciones utilizadas en circuito de corriente continua serán colocadas en el tablero denominado “Cuadro de campo” que será el primer tablero de protecciones del sistema fotovoltaico. Este cuadro de campo será compuesto por una o varias ramas según el espacio dispuesto, lo que dará lugar a tener uno o varios cuadros de campo dentro de todo el sistema fotovoltaico.

Estará compuesto por:

- Diodos de bloqueo.
- Fusibles.
- Interruptor general automático magnetotérmico del generador fotovoltaico.
- Protector de sobre tensiones transitorias (SPD).

Todas las protecciones y componentes utilizados en el sistema fotovoltaico deben estar debidamente referenciadas.

Diodo de protección: Este será seleccionado considerando la corriente de máxima potencia en STC que circulará por los conductores de una rama y será empleado en sistemas fotovoltaicos de dos o más ramas, al tratarse de un diodo de protección de corrientes inversas su valor será 1.5 veces la corriente nominal y el inmediato superior de esa operación, será única mente empleado a partir de 2 ramas o más.

$$Diodo = 1.5 \cdot I_{mp} \quad (\text{Ecuación 49})$$

Se lo colocará en el polo positivo y en lo posible con un conector MC4 o empleando borneras para su fácil manipulación.

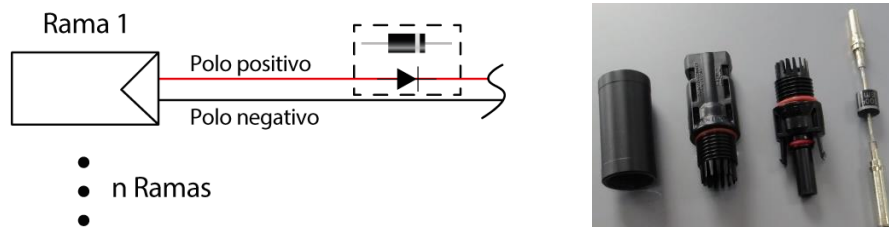


Figura 75: Diodo de bloqueo con conector MC4.
Fuente: Autor.

Conectores multi-contact: Este tipo de conectores son empleados en aplicaciones fotovoltaicas ya que garantizan interconexiones estancas entre paneles, son de contacto

simple y de fácil implementación. Los componentes del sistema de conectores MC para la rama fotovoltaica sirven para el ahorro de tiempo y la seguridad del cableado en serie y en paralelo de paneles fotovoltaicos, para instalaciones solares integradas en cubierta y cualquier otro tipo de montaje.



Figura 76: Conector multicontact (MC4). a) Conector macho; b) Conector hembra.
Fuente: Autor.

Fusible: El fusible es el elemento primordial en el sistema fotovoltaico, estos se colocarán en el polo positivo y negativo, preferiblemente con porta fusibles. Se lo determinara con 1.25 veces la corriente de máxima potencia en STC de toda la rama, se emplearán fusibles de cuchilla o fusibles de alta capacidad de ruptura (NT/NH) para sistemas fotovoltaicos de media escala.

$$Fusible: 1.25 \cdot I_{mp} \quad (Ecuación 50)$$

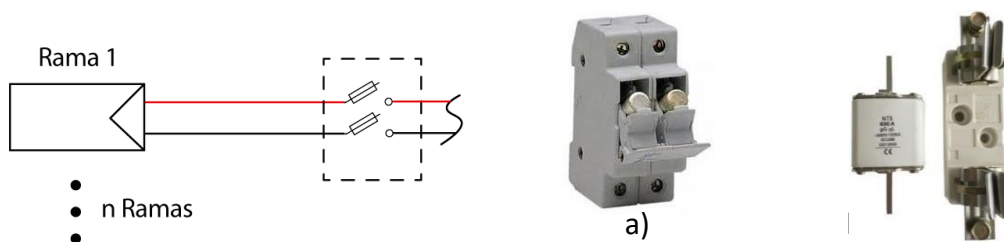


Figura 77: a) Portafusible tipo cartucho, b) Portafusible tipo cuchilla.
Fuente: Autor.

De acuerdo con su función los fusibles se subdividen en clases de servicios. La primera letra señala la clase de funcionamiento y la segunda, el objeto a proteger, a continuación, se ilustra la Tabla 29 para más detalles donde está la descripción de cada letra.

Clases de servicio de fusibles:

Tabla 26: Clases de servicio de fusibles.

| Dg | Nombre | Descripción. |
|----------------------|---|---|
| Primera letra | | |
| a | Fusibles de uso parcial | Fusibles que como mínimo, pueden conducir en forma permanente corrientes de hasta la intensidad asignada indicada, y, además, están en condiciones de interrumpir corrientes de desconexión. |
| g | Fusibles de uso general | Fusible que pueden conducir en forma permanente corrientes de, como mínimo, la intensidad asignada indicada y, además, están en condiciones de interrumpir las corrientes de más pequeñas hasta llegar a su intensidad asignada de la corriente de desconexión. |
| Segunda letra | | |
| D | Protección de motores | Fusibles empleados para la protección de motores (según UL 248 - Norte América). |
| G | Protección de cables y conductores | Fusibles empleados para la protección de cables y conductores (uso general). |
| M | Protección para aparatos de maniobra | Protección para aparatos de maniobra/motores (para protección de circuitos de motores). |
| N | Protección de cables y conductores | Fusibles empleados para la protección de cables y conductores (según UL 248 – Norte América). |
| PV | Protección de equipos fotovoltaicos | Fusibles empleados para la protección de equipos fotovoltaicos. |
| R, S | Protección de semiconductores | Fusibles empleados para la protección de semiconductores. |
| Tr | Protección de transformadores | Fusibles empleados para la protección de transformadores. |
| L | Protección de cables y conductores | Fusibles empleados para la protección de cables y conductores (según DIN VDE). |

Fuente: (Montaje Electromecánico, 2011).

Protector de sobre tensiones (SPD): Las sobre tensiones transitorias son ocasionadas por descargas atmosféricas directas o indirectas (campos magnéticos o electrostáticos) que alcanzan decenas de kilovoltios y su duración es de microsegundos, estos causan la destrucción de los equipos. Se empleará un SPD específicamente para corriente continua CC y existen de varios polos (1P, 2P, 3P, 4P+N)

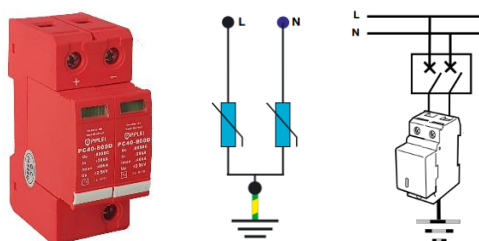


Figura 78: Protector de sobre tensiones (SPD).
Fuente: Autor.

Cuadro fotovoltaico

Son todas aquellas protecciones principales del sistema fotovoltaico, estará dispuestas de la siguiente manera.

- Protector de sobre tensiones monofásico o trifásico según sea el caso (SPD)
- Interruptor general automático magnetotérmico.
- Interruptor diferencial.
- Relé de voltaje y frecuencia.

Relé de voltaje y frecuencia.

Este dispositivo no es más que un interruptor de interconexión para desconexión – conexión en caso de variación de la frecuencia y voltaje de la red según los siguientes límites: +/- 5 % frecuencia nominal y +/- 10 % voltaje nominal; respectivamente, junto con un relé de enclavamiento. El rearme del sistema de conmutación debe ser automático, este dispositivo usualmente ya viene integrado en inversores *ongrid*, no obstante, se debe realizar su respectiva comprobación.

Interruptor diferencial

Es aquel dispositivo que protege las vidas humanas al contacto accidental directo o indirecto provocados por el contacto con las partes activas de la instalación. Estos dispositivos son tanto monofásicos como trifásicos.

Cuadro general

Al implementar un sistema fotovoltaico se debe acoger siempre a la seguridad de las personas, por consecuente se debe actualizar el cuadro general para complementar una seguridad total, este cuadro general estará dispuesto por:

- Interruptor automático magnetotérmico general de corte.
- Interruptor diferencial.
- Protector de sobre tensiones transitorias (SPD).
- Interruptor automático magnetotérmico para cada circuito por separado (iluminación, toma corrientes, entre otros.).

5.2.6.7 Puesta a tierra

Condiciones para la puesta a tierra

Todos los elementos metálicos relacionados con la instalación del sistema fotovoltaico, tanto de la sección de corriente continua, como de la de corriente alterna, deberán estar conectadas a un único sistema de puesta a tierra; el cual, deberá ser independiente de la empresa de distribución.

De ser necesario deberá efectuarse una separación galvánica entre la red de distribución de bajo voltaje y las instalaciones del sistema fotovoltaico, por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones.

Consideraciones

- El sistema fotovoltaico debe disponer de elementos de seccionamiento manual para operación y mantenimiento.
- Se debe proporcionar una conexión a tierra de los equipos.
- El electrodo de tierra debe ser una o varias varillas de acero recubierto de cobre (copperweld) de no menos de 16mm (5/8 pulgadas) de diámetro y 1.8 m de longitud, enterrada verticalmente en su totalidad. La abrazadera de conexión al electrodo de tierra deberá ser resistente a la corrosión, de preferencia de cobre o bronce, o unión termo soldada.
- La resistividad de la tierra debe ser menor a 20 ohms.
- El cable del sistema de puesta a tierra de los equipos, en cualquiera de los casos, podrá ser de cobre desnudo o aislado y el calibre se debe dimensionar de acuerdo a las características eléctricas de la instalación, según el código eléctrico ecuatoriano.
- Los sistemas deben incluir una protección contra descargas o sobre voltajes directos o inducidos (varistores), tanto en la parte de CC como en la de CA
- La conexión a tierra de la parte continua del sistema se la hará de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes de los equipos instalados, debiendo prevalecer siempre la condición de seguridad de las personas.

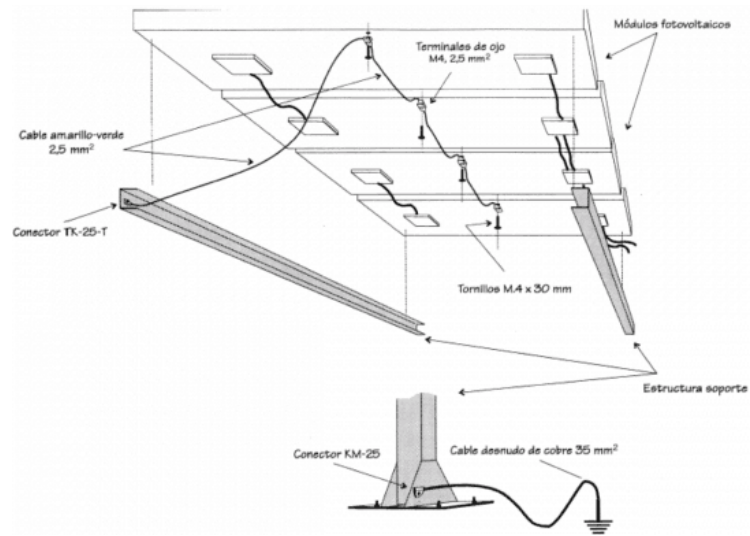


Figura 79: Esquema de puesta a tierra de los elementos integrales.
Fuente: www.sfe-solar.com

5.2.6.8 Diagrama unifilar y distribución para inversores centrales

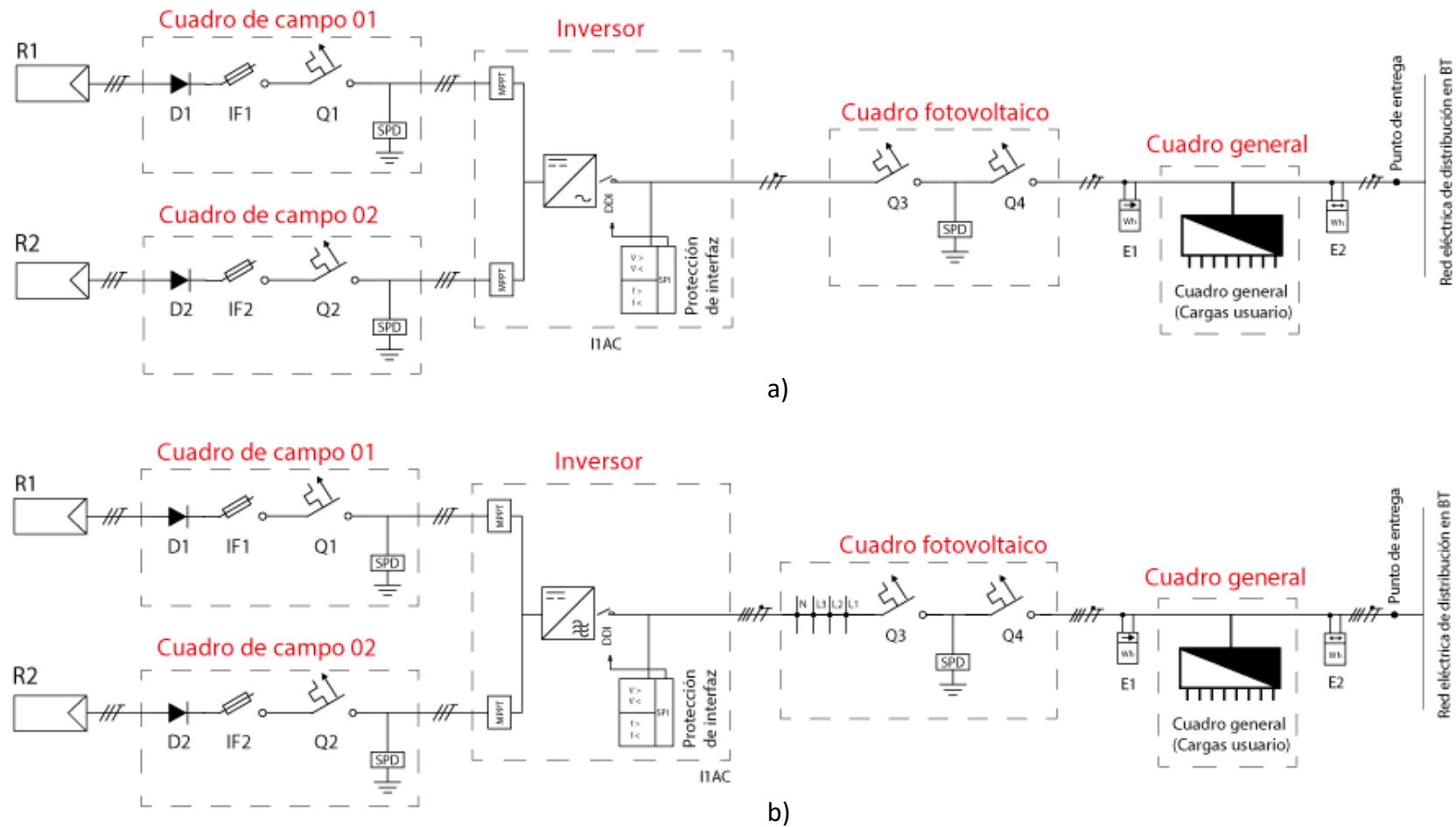


Figura 80: Diagrama unifilar con inversor centralizado y 2 entradas MPPT, a) Monofásico, b) Trifásico.
Fuente: Autor.

5.2.6.9 Diagrama unifilar y distribución

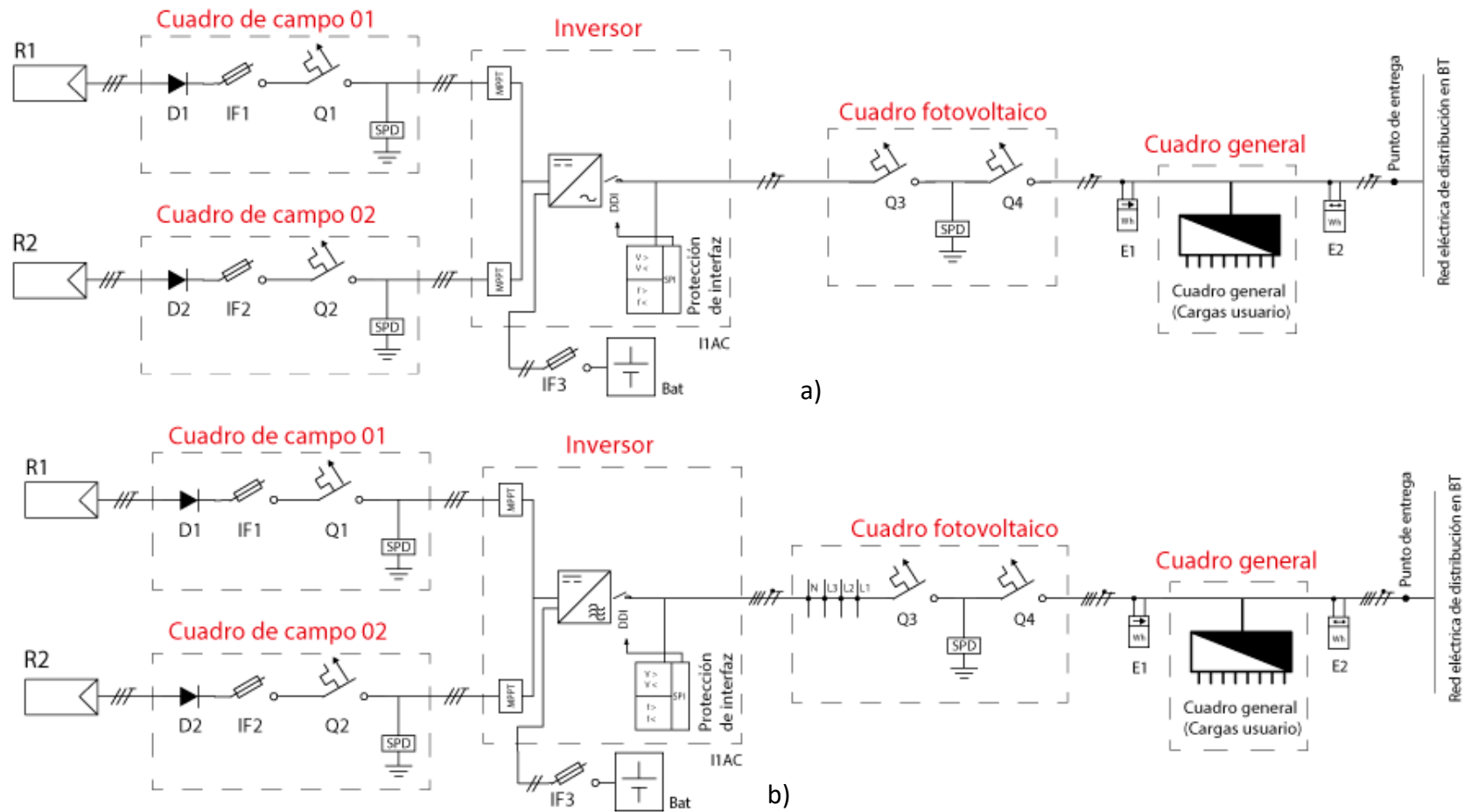


Figura 81: Diagrama unifilar híbrido centralizado con 2 entradas MPPT, a) Monofásico, b) Trifásico.
Fuente: Autor.

5.2.7 Conexión de inversores en red de baja tensión

La manera correcta de la interconexión de estos inversores monofásicos se puede observar en la Figura 82, ya que gran parte de estos inversores son diseñados para redes de distribución de 220 V por “fase”, y, citando (EERSSA, 2012) los niveles de las redes de distribución monofásicas de baja tensión son de 120 V y 240 V, mientras que para las redes de distribución trifásicas en baja tensión son de 127 V y 220 V, no obstante, estos niveles de tensión están sujetos a fluctuaciones debido a la cargabilidad de los sistemas de distribución, a las pérdidas debido a la caída de tensión, entre otros. Cabe recalcar que, la conexión a tierra física del sistema fotovoltaico debe estar separada de la tierra física de la acometida de la red eléctrica por al menos 5 metros entre ellas.

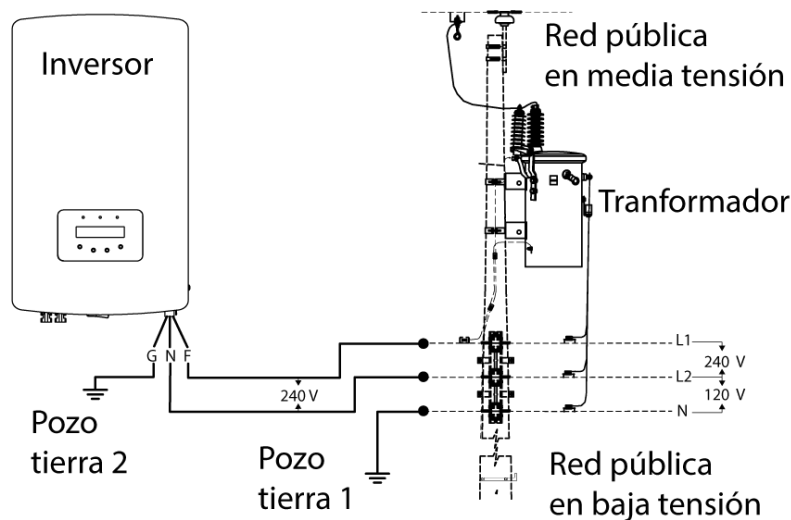


Figura 82: Conexión eléctrica en red de baja tensión en el Ecuador.
Fuente: Autor.

5.2.8 Producción anual de energía

La producción anual de energía es parte del dimensionamiento del sistema fotovoltaico, ya que si bien es un requisito de la memoria técnica ayuda al usuario y proyectista conocer sobre la cantidad de excedentes que se inyectará a la red.

En un principio se partió del consumo promedio mensual, pero dado que la operación matemática para determinar el número de paneles fotovoltaicos acorde a ese consumo suelen ser números enteros con decimales y su selección es el número inmediato superior de dicha operación. Entonces, acorde a esa pequeña potencia agregada se estimará la producción de energía anual total conjuntamente con todos los elementos empleados, La

producción anual de energía será considerando los puntos A, B, C, D de la Tabla 22, la eficiencia de los conductores ya obtenidos y la eficiencia del inversor empleado, obteniendo un balance del sistema general (BOS) que básicamente es la eficiencia del sistema.

Tabla 27: Producción anual de energía en [kWh/año].

| Producción anual de energía | | | | | |
|-----------------------------|------------|---------|-----|----------------|--------------------|
| Mes | P_o [kW] | HSP [h] | BOS | Días [D_m] | Producción kWh/mes |
| Enero | - | - | - | - | - |
| Febrero | - | - | - | - | - |
| Marzo | - | - | - | - | - |
| Abril | - | - | - | - | - |
| Mayo | - | - | - | - | - |
| Junio | - | - | - | - | - |
| Julio | - | - | - | - | - |
| Agosto | - | - | - | - | - |
| Septiembre | - | - | - | - | - |
| Octubre | - | - | - | - | - |
| Noviembre | - | - | - | - | - |
| Diciembre | - | - | - | - | - |
| Producción anual [kWh/año] | | | | | - |

Fuente: Autor.

La producción mensual será:

$$E_{pm} = P_o \cdot HSP \cdot BOS \cdot D_m \quad (\text{Ecuación 51})$$

La producción anual será la sumatoria de todas las producciones mensuales del año.

$$E_{pa} = \sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} P_{m_i} \quad (\text{Ecuación 52})$$

5.2.9 Factor de planta

El factor de capacidad o factor de planta de una central de generación eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período y la energía generada si hubiese trabajado a plena carga durante ese mismo período (generalmente 1 año). Cabe mencionar que el factor de planta en sistemas fotovoltaicos

está comprendido entre 10 % y 30 % debido a que el sistema solamente funciona a plena generación pocas horas en el día y está sujeto a condiciones climáticas impredecibles.

$$F_p = \frac{\text{Producción real}}{\text{Producción teorica}} \cdot (100\%) \quad (\text{Ecuación 53})$$

$$F_p = \frac{\sum_{i=\text{mes } 1}^{\text{mes } 12} E_{\text{mensual}_i}}{P_0 \cdot 8760} \cdot (100\%) \quad (\text{Ecuación 54})$$

Donde:

F_p : Factor de planta anual (%)

$\sum_{i=\text{mes } 1}^{\text{mes } 12} E_{\text{mensual}_i}$: Energía anual entregada por el sistema fotovoltaico [kWh]

8760: Número de horas del año.

5.2.10 Índice de rendimiento

El índice de rendimiento indica un valor en porcentaje y expresa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación fotovoltaica. De esta forma indica qué proporción de la energía está realmente disponible para la alimentación tras haber descontado las pérdidas energéticas. Entre más cercano este valor al 100 % el sistema trabajara de manera más efectiva, no obstante, debido a las pérdidas existentes no es posible llegar al 100 %, sin embargo, las instalaciones fotovoltaicas eficientes alcanzan un coeficiente de rendimiento del 80 %.

El índice de rendimiento (*performance ratio*) del sistema fotovoltaico será:

$$PR = \frac{E_{pa}}{\frac{H_{A(\alpha,\beta)} \cdot P_0}{G^*}} \cdot (100 \%) \quad (\text{Ecuación 55})$$

Donde:

E_{pa} : Producción anual de energía [kWh].

$H_{A(\alpha,\beta)}$: Irradiación anual incidente en el plano del generador fotovoltaico [kWh/m²].

P_0 : Potencia nominal del sistema fotovoltaico [kW].

G^* : Irradiancia de referencia 1 kW/m² que permite que este factor sea adimensional.

5.2.11 Medidor bidireccional

De acuerdo a la regulación por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEI 003/18).

Los consumidores con μ SFV deberán instalar un sistema de medición que tenga la capacidad de medir el flujo en ambos sentidos.

Las especificaciones que deben contar estos equipos serán las siguientes:

- Medidor de energía activa/reactiva
- Corriente máxima de trabajo (Clase en amperios), según normas IEC o equivalente.
- Frecuencia de trabajo 60 Hz.
- Precisión para energía activa y reactiva: 0.5 % o mejor
- Capacidad de almacenamiento de la información en periodos de al menos 15 minutos.
- Borneras de prueba de corrientes cortocircuitables y potencial, instaladas antes de los medidores, con los seguros correspondientes.
- Sistema de registro en memoria no volátil de con una capacidad de almacenamiento de la información de 45 días corridos, para un periodo de integración de 15 minutos.
- Fuente auxiliar de energía (batería).
- Referencia de tiempo con reloj de cuarzo (no dependiente de la frecuencia de la red) y sincronizable localmente.
- Disponer de los protocolos, certificados de ensayos en fábrica o en sitio.

No obstante, esta regulación indica que la empresa de distribución instalara este sistema de medición.

Ubicación del punto de medición

El equipo de medición se ubicará conforme a los diseños aprobados por la empresa de distribución, tomando en cuenta que debe existir la facilidad de toma de lecturas mensuales y de actividades de control.

En el caso que por algún evento o condición se requiera cambiar la ubicación de un punto de medición ya instalado, será necesario el conocimiento y aprobación previos de la empresa de distribución (ARCONEL 003/18, 2018).

5.2.12 Estructura de soporte y anclaje

Las especificaciones serán las siguientes:

Tabla 28: Especificaciones de estructura de soporte y anclaje.

| Seguridad de instalación | |
|--------------------------|---|
| Nro. | Descripción |
| 1 | Las estructuras deben resistir como mínimo 10 años de exposición a la intemperie sin corrosión o fatiga apreciables. |
| 2 | Deben estar diseñadas para soportar una velocidad del viento de al menos 100 km/h. |
| 3 | Ningún elemento componente de la estructura, a ninguna hora del día deben ser causa de sombreado de los módulos fotovoltaicos. |
| 4 | La tornillería usada para sujetar el módulo a la estructura debe ser de acero inoxidable o bronce. |
| 5 | Facilitar que haya una ventilación adecuada debajo de los módulos, se recomienda una distancia mínima de 10 cm entre el plano del tejado y el plano del módulo. |
| 6 | Sellar convenientemente cualquier perforación que se realice en una cubierta |
| 7 | Tomar en cuenta la dilatación térmica lineal de los marcos de los módulos (se recomienda una distancia mínima de 2 cm entre un módulo y otro) |
| 8 | Los módulos pueden instalarse utilizando los orificios de montaje en el marco, pinzas o un sistema de inserción (ver Figura 57). |

Fuente: Autor.

5.2.13 Orientación, inclinación y distancia entre paneles

5.2.13.1 Ángulo óptimo de inclinación

Una superficie recibe la máxima cantidad de energía si es perpendicular a la dirección del sol. Para determinar la inclinación (β) óptima de una superficie fija, se emplea la siguiente fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en diferentes latitudes (Adler et al., 2013).

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \cdot |\phi| \quad (\text{Ecuación 56})$$

Donde:

β_{opt} : Ángulo óptimo de inclinación [°].

$|\phi|$: Latitud del lugar (Sin signo) [°].

Entonces, el ángulo de inclinación óptimo para el Ecuador está comprendido entre 4.66° para el norte del Ecuador y 7.15° para el sur del Ecuador, no obstante, el ángulo mínimo de inclinación recomendable para su autolimpieza es 5° (Solano et al., 2016).

5.2.13.2 Ángulo óptimo de orientación

Para sistemas fotovoltaicos que se implemente en cubiertas, la orientación del sistema quedará sujeta a la orientación de la cubierta y se deberá realizar un estudio de trayectoria solar o memoria fotográfica para evaluar los posibles obstáculos que puedan afectar al mismo, en caso se utilice algún tipo de estructura en terraza la orientación será: Para la región norte del país hacia el sur, y la región sur del país hacia el norte siempre respetando el ángulo de inclinación óptimo.

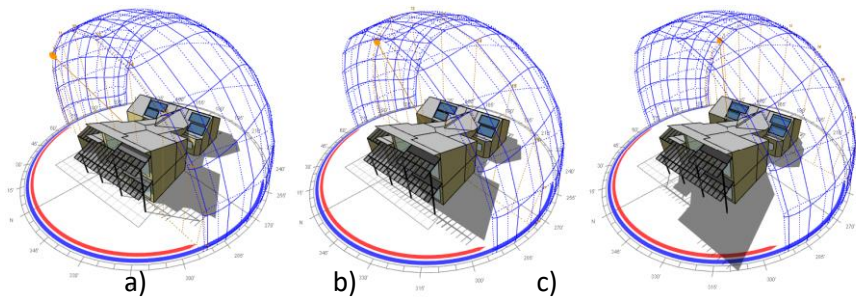


Figura 83: Análisis de trayectoria solar (Quito-Ecuador, Lat 0° ; 8:30 am), Autodesk® Ecotect Analysis®. a) Solsticio, b) Equinoccio, c) Solsticio.
Fuente: Autor.

5.2.13.3 Distancia entre paneles fotovoltaicos

Si bien en los hemisferios norte y sur se debe considerar la distancia mínima entre paneles fotovoltaicos, ya que estos ocasionan sombreado según la trayectoria del sol (ver Figura 84), en regiones próximas a la línea ecuatorial no se presenta este inconveniente, ya que los rayos del sol caen casi perpendicularmente a la superficie, y su inclinación es mínima por cuestiones de mantenimiento.

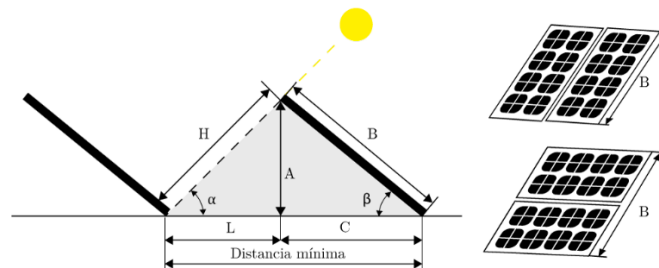


Figura 84: Distancia mínima entre paneles para los hemisferios norte y sur.
Fuente: Adaptación de (Tobajas Vásquez, 2018).

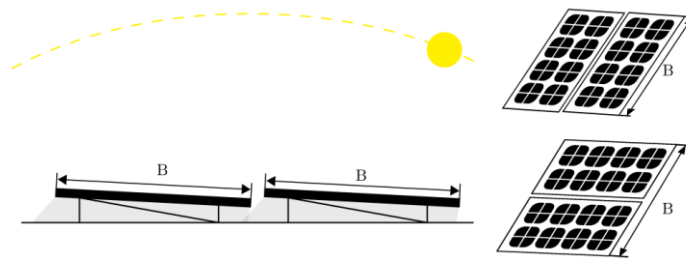


Figura 85: Distancia mínima entre paneles para regiones cercanas al Ecuador.
Fuente: Autor.

5.2.14 Operación y mantenimiento

El mantenimiento como en cualquier sistema es de suma importancia, ya que esto alarga la vida útil del sistema fotovoltaico teniendo altos estándares de calidad, eficiencia y seguridad, este mantenimiento generalmente será del tipo preventivo y correctivo.

- **Mantenimiento preventivo:** Es el conjunto de actividades programadas que tienen como objetivo evitar fallos en los equipos, debido al desgaste normal de sus componentes a corto, mediano y largo plazo.
- **Mantenimiento correctivo:** Es el conjunto de actividades no programadas que se ejecutan posteriormente a un evento de falla y que tiene como fin corregirlo

Al tratarse de sistemas fotovoltaicos en baja tensión, el nivel de mantenimiento dependerá de la escala del mismo, ya que depende de esto se tendrá personal exclusivo para este fin. Al mencionar el nivel de mantenimiento, se refiere a la parte administrativa y gestión del mantenimiento, ya que esto provee tener en stock los componentes necesarios en caso de una falla, a realizar ordenes de trabajo, a realizar reportes o informes después de cada mantenimiento entre otras.

5.2.14.1 Gestión del mantenimiento

Desde el punto de vista administrativo la operación y mantenimiento de una central fotovoltaica empieza con:

- Contrato de operación y mantenimiento de al menos 3 años.
- Inventario de equipos instalados.
- Inventario de equipos o componentes de repuesto.
- Manuales de cada equipo y componentes.
- Planos eléctricos, civiles, de comunicaciones, entre otros.

- Garantías de los equipos.

Luego de la puesta en operación del sistema fotovoltaico, el mantenimiento se debe gestionar en base a los siguientes ítems.

- Plan de mantenimiento anual.
- Ordenes de trabajo.
- Procedimientos técnicos.
- Informes técnicos.

El personal encargado de la operación y mantenimiento serán de ayuda las siguientes herramientas administrativas.

- Codificación e identificación clara y exacta de cada equipo.
- Registro histórico del número de operación de los equipos.
- Registro histórico del tiempo de operación de los equipos.
- Registro histórico de actividades de mantenimiento.
- Registro histórico de eventos o fallas.
- Control del inventario de equipos y repuestos.

Recomendaciones antes de manipular el sistema fotovoltaico

- Para reducir el riesgo de corto circuito utilizar herramientas aisladas en todo momento.
- No llevar anillos o pulseras metálicas en la instalación i/o mantenimiento.
- Si el mantenimiento es de alto riesgo, utilizar línea de vida y arnés de seguridad.

Recomendaciones en caso de emplear baterías de almacenamiento

- Usar ropa y equipo de seguridad, el uso de gafas de seguridad es indispensable.
- El encargado de mantenimiento deberá evitar fumar, encender cualquier tipo de fuego y evitar usar herramientas que produzcan chispas.
- El área debe estar bien ventilada.
- Manipular las baterías con guantes de goma; el líquido electrolítico es corrosivo.

5.2.14.2 Inspecciones visuales en módulos fotovoltaicos

Tabla 29: Inspección visual bajo norma ASTM E 1799-96.

| Inspección visual de un módulo fotovoltaico antes de su instalación | | | |
|---|--|------|-----|
| Designación: ASTM E 1799-96 | | | |
| Ítem | Detalles a inspeccionar | Bien | Mal |
| 1 | Daños por embarque (transporte). | | |
| 2 | Defectos en los soportes de montaje o estructuras. | | |
| 3 | Superficies pegajosas de materiales poliméricos. | | |
| 4 | Falla en la unión adhesiva. | | |
| 5 | Burbujas de laminación de los materiales encapsulados. | | |
| 6 | Corrosión de los sujetadores, miembros mecánicos o elementos eléctricos. | | |
| 7 | Huecos o corrosión en las películas de las capas fotovoltaicas. | | |
| 8 | Decoloración de los materiales encapsulados. | | |
| 9 | Decoloración de los elementos fotovoltaicos activos. | | |
| 10 | Quebrados, rotos o grabados en las superficies externas. | | |
| 11 | Interconexiones eléctricas rotas, quebradas o defectuosas. | | |
| 12 | Elementos estructurales con grietas o dañadas. | | |
| 13 | Terminales eléctricas no unidas al módulo o módulo haciendo contacto al bastidor. | | |
| 14 | La falta, la legibilidad o descamación en la etiqueta de identificación o de la marca. | | |
| Otra anomalía evidente (especifique) | | | |

Fuente: (De León, 2012).

5.2.14.3 Mantenimiento del sistema fotovoltaico

Tabla 30: Mantenimiento del sistema fotovoltaico.

| Mantenimiento del sistema fotovoltaico | | | |
|--|--|--------|-----|
| No | Detalles a considerar | Estado | |
| Paneles fotovoltaicos y estructura de sujeción | | Bien | Mal |
| 1 | Comprobar que no exista proyección de sombras sobre el módulo | | |
| 2 | Limpieza de cada módulo (use un paño suave, agua y detergente no abrasivo). | | |
| 3 | Revisar terminales y conexiones (Búsqueda de terminales flojas, corroídas o golpeadas, apriete y/o reemplace si es necesario). | | |
| 4 | Verificar el ángulo de inclinación y corregir si es necesario. | | |
| 5 | Medir corrientes de fuga (ver ASTM E-1462-95). | | |
| 6 | Medir la resistencia de aislamiento (ver ASTM E-1462-95). | | |
| 7 | Medir continuidad a tierra (ver ASTM E-1462-95). | | |
| 8 | Medir tensión de salida del módulo según especificaciones del fabricante. | | |
| 9 | Revisar el apriete de tornillos de montaje en la estructura. | | |
| 10 | Revisar la estructura en busca de tornillos flojos, soldaduras agrietadas, anclaje firme. | | |
| Tableros eléctricos e inversores | | | |

- 1 Revisar fusibles y porta fusibles en busca de corrosión, marcas por arco o chisporroteo, falso contacto; corregir y/o reemplazar si es necesario.
- 2 Revisar terminales y conexiones (Búsqueda de terminales flojas, corroídas o golpeadas, apriete y/o reemplace si es necesario).
- 3 Verificar que la conexión a tierra no esté interrumpida que las terminales estén apretadas.
- 4 Asegurar la ventilación del disipador de calor (libre de polvo y suciedad)

Baterías de almacenamiento

- 1 Revisar si existe sulfatación en los terminales de las baterías (corregir; limpiar con agua y cepillo de cerdas de plástico).
- 2 Asegurar el apriete de las terminales de la batería.
- 3 Limpiar el polvo con trapo seco o brocha.
- 4 Revisar el nivel del electrolito, rellenar si está por debajo del nivel. (omitir este paso en baterías de gel)
- 5 Cubrir los bornes con vaselina para evitar la formación de sulfato
- 6 Medir el nivel de tensión entre todos los bornes y verificar tensión.

Otra anomalía evidente (especifique):

Fuente: (De León, 2012).

Adicional a este mantenimiento, verificar continuamente y no permitir que aves u otros animales se posen sobre el módulo, cables de conexión u otras partes expuestas y de ser necesario realizar termografías a todos los módulos para detectar puntos calientes en los mismo.

ASTM E-1462-95

Corrientes de fuga: El procedimiento consiste en aplicar una rampa de voltaje entre el circuito fotovoltaico las partes accesibles del módulo y las superficies externas del circuito fotovoltaico, mientras se monitorea la corriente o se determina si la corriente excede los límites establecidos. A continuación, el módulo se inspecciona para detectar la formación de posibles arcos eléctricos.

El valor máximo aceptable es $50 \mu A$ de la corriente de fuga.

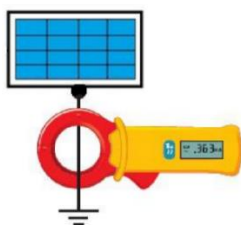


Figura 86: Medición de la corriente fotovoltaica.
Fuente: (De León, 2012).

Resistencia de aislamiento: La resistencia de aislamiento se mide entre el circuito, las partes accesibles del sistema y las superficies externas del módulo fuera del sistema fotovoltaico, utilizando un ohmímetro de alta impedancia.

Continuidad en la conexión a tierra: Es utilizado para la verificación de continuidad eléctrica entre todos los componentes conductivos externos y el punto de conexión a tierra en el módulo especificado por el fabricante. Esto se logra haciendo pasar una corriente entre la conexión de tierra y la parte conductora en cuestión y calcular la resistencia entre estos dos puntos. Para más detalles consultar las siguientes normas:

Tabla 31: Normas ASTM E44.09 Standards.

| ASTM E44.09 Standards | |
|------------------------------|---|
| Desig. | Descripción |
| E 927-91 | Specification for Solar Simulation for Terrestrial PV Testing. |
| E 948-95 | Test Method for Electrical Performance of PV Cells using Reference Cells under Simulated Sunlight. |
| E 973-91 | Test Method for Determination of the Spectral Mismatch Parameter Between a PV Device and a PV Reference Cell. |
| E 1021-95 | Test Methods for Measuring Spectral Response of PV Cells |
| E 1036-96 | Test Methods Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial PV Modules and Arrays using Reference Cells. |
| E 1038-93 | Test Method for Determining Resistance of PV Modules to Hail by Impact with Propelled Ice Balls |
| E 1039-94 | Test Method for Calibration of Silicon Non-Concentrator PV Primary Reference Cells Under Global Irradiation |
| E 1040-93 | Specification for Physical Characteristics of Non-Concentrator Terrestrial PV Reference Cells |
| E 1125-94 | Test Method for Calibration of Primary Non-Concentrator Terrestrial PV Reference Cells using a Tabular Spectrum |
| E 1143-94 | Test Method for Determining the Linearity of a PV Device Parameter with Respect to a Test Parameter |
| E 1171-93 | Test Method for PV Modules in Cyclic Temperature and Humidity Environments |
| E 1328-94 | Terminology Relating to PV Solar Energy Conversion |
| E 1362-95 | Test Method for the Calibration of Non-Concentrator Terrestrial PV Secondary Reference Cells |
| E 1462-95 | Test Methods for Insulation Integrity and Ground Path Continuity of PV Modules |
| E 1524-93 | Test Methods for Saltwater Immersion and Corrosion Testing of PV Modules for Marine Environments |
| E 1596-94 | Test Methods for Solar Radiation Weathering of PV Modules |
| E 1597-94 | Test Method for Saltwater Pressure Immersion and Temperature Testing of PV Modules for Marine Environments |
| E 1799-96 | Practice for Visual Inspection of PV Modules |
| E 1802-96 | Test Methods for Wet Insulation Integrity Testing of PV Modules |

Fuente: Autor.

Tabla 32: IEEE PV Standards.

| IEEE PV Standards | |
|-------------------|---|
| Desig. | Descripción |
| 928 IEEE | Recommended Criteria for Terrestrial PV Power Systems |
| 929 IEEE | Recommended Practice for Utility Interface of Residential and Intermediate PV Systems |
| 937 IEEE | Recommended Practice for Installation and Maintenance of Lead-Acid Batteries for PV Systems |
| 1013 IEEE | Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for PV Systems |
| 1144 IEEE | Sizing of Industrial Nickel-Cadmium Batteries for PV Systems |
| 1145 IEEE | Recommended Practice for Installation and Maintenance of NickelCadmium Batteries for PV Systems |
| P1262 | Recommended Practice for Qualification of PV Modules |
| P1361 | Recommended Practice for Determining Performance Characteristics and Suitability of Batteries in PV Systems |
| P1373 | Recommended Practice for Field Test Methods and Procedures for GridConnected PV Systems |
| P1374 | Guide for Terrestrial PV Power System Safety |

Fuente: Autor.

Tabla 33: IEC PV Standards.

| IEC PV Standards | |
|------------------|---|
| Desig. | Descripción |
| IEC-891 | Procedures for Temperature and Irradiance Corrections to Measured I-V Characteristics of Crystalline Silicon PV Devices |
| IEC-904-1 | Measurement of PV I-V Characteristics |
| IEC-904-2 | Requirements for Reference Solar Cells |
| IEC-904-3 | Measurement Principles for Terrestrial PV Solar Devices with Reference Spectral Irradiance Data |
| IEC-904-4 | On-Site Measurements of Crystalline Silicon PV Array I-V Characteristics |
| IEC-904-5 | Determination of the Equivalent Cell Temperature (ECT) of PV Devices by the Open-Circuit Voltage Method |
| IEC-904-6 | Requirements for Reference Solar Modules |
| IEC-904-7 | Computation of Spectral Measurement of a PV Device |
| IEC-904-8 | Guidance for Spectral Measurement of a PV Device |
| IEC-904-9 | Solar Simulator Performance Requirements |
| IEC-1173 | Overvoltage Protection for PV Power Generating Systems |
| IEC-1194 | Characteristic Parameters of Stand-Alone PV Systems |
| IEC-1215 | Design and Type Approval of Crystalline Silicon Terrestrial PV Modules |
| IEC-1701 | Salt Mist Corrosion Testing of PV Modules |
| IEC-1702 | Rating of Direct-Coupled PV Pumping Systems |
| IEC-1721 | Susceptibility of a Module to Accidental Impact Damage (Resistance to Impact Test) |
| IEC-1727 | PV-Characteristics of the Utility Interface |
| IEC-1829 | Crystalline Silicon PV Array On-Site Measurement of I-V Characteristics |

Fuente: Autor.

5.2.15 Estudio de factibilidad

El estudio de factibilidad de este tipo de sistemas está sujetos principalmente al tipo de comercialización entre la empresa distribuidora y el usuario, para instalaciones residenciales en baja tensión no existe una tarifa de alimentación o comercialización, no obstante, existe un método de “comercialización” mediante un balance mensual neto que representará un ahorro económico, y con este evaluar el retorno de la inversión.

Tabla 34: Parámetros a considerar para estudio de factibilidad.

| Presupuesto y estimación a partir de datos generales | | | | |
|---|---------|------------------------------------|----------|------------|
| Resumen instalación | | Inversión de la instalación | | |
| Producción anual [kWh] | | Costo de equipos [\$] | | |
| Potencia nom. instalada [kW] | | Protección y Secc. [\$] | | |
| Número de módulos | | Transporte y estructura [\$] | | |
| Número de inversores | | Gastos técnicos [\$] | | |
| --- | --- | Costo Total [\$] | | |
| --- | --- | Imprevistos | 5 % | |
| --- | --- | Costo total de obra [\$] | | |
| Costos de operación y mantenimiento | | | | |
| Costos extraordinarios | | | | |
| Descripción | Año | P. destinado | [\$/kWp] | Costo [\$] |
| Mantenimiento extraordinario | | 5 % | | |
| Sustitución de inversor (es) | | Valor fijo | | |
| Sustitución de baterías | | Valor fijo | | |
| Costos periódicos | | | | |
| Descripción | Periodo | P. destinado | [\$/kWp] | Costo [\$] |
| Mantenimiento | | Valor Fijo | | |
| Rentabilidad | | | | |
| Tarifa de alimentación | | Datos generales | | |
| Tarifa de alimentación [\$/kWh] | 0.000 | Consumo tot. Anual [kWh] | | |
| Duración de tarifa alim [años] | N/A | Tarifa exportación [\$/kWh] | | 0.000 |
| | | Tarifa de compra [\$/kWh] | | 0.097 |
| Factores de rentabilidad | | | | |
| Tasa a considerar ----- | | | | |
| Tasa de inflación anual (O&M) | 2 % | T. inflación energía anual | | 1 % |
| Tasa de descuento (<i>i</i>) | 4 % | Aumento consumo anual | | 1 % |
| Instalación ----- | | | | |
| Pérdida de eficiencia anual | 0.90 % | Duración vida útil [años] | | 25 |

Fuente: Autor.

Se deberá identificar que tarifa de compra se dispone, este valor está dado en los pliegos tarifarios que aplica ARCONEL a todas las empresas distribuidoras del país.

5.2.15.1 Consideraciones

Para una correcta evaluación económica se deberá considerar los factores económicos y técnicos que afectan al sistema fotovoltaico durante su vida útil.

Pérdida de eficiencia

A partir de la producción anual del sistema, se debe considerar un factor de pérdida de eficiencia en el mismo durante cada periodo, este valor será el 0.90 % anual.

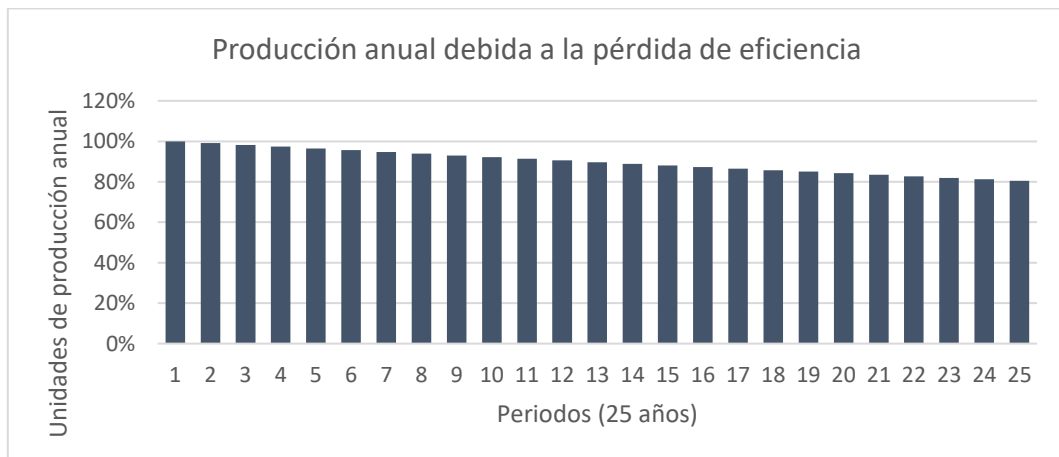


Figura 87: Pérdida de eficiencia del sistema fotovoltaico.
Fuente: Autor.

Aumento del consumo anual

Posteriormente se aplicará una tasa de incremento a la energía consumida anualmente (expansión energética) denominada tasa de inflación de energía al consumo anual (1 %).

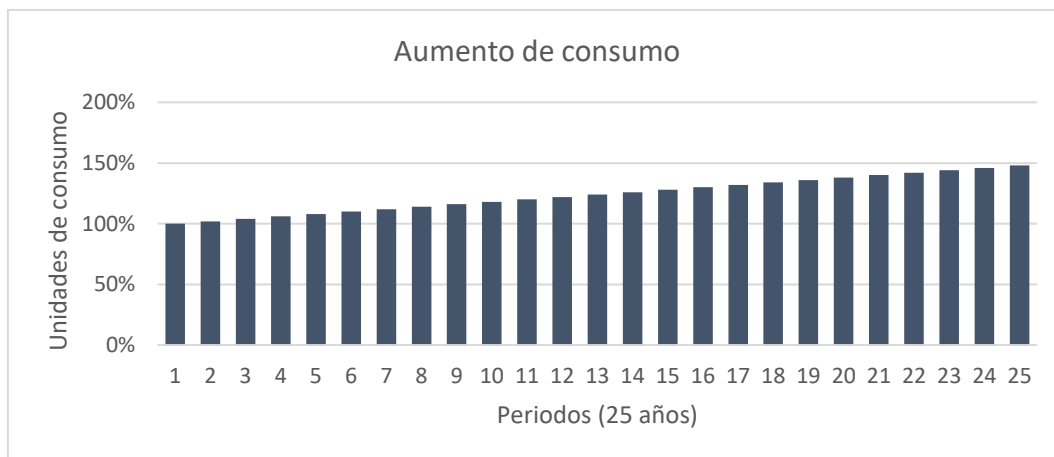


Figura 88: Tasa de inflación de consumo energético anual.
Fuente: Autor.

Tasa anual de inflación de la energía

A partir del incremento del consumo energético anual, se le aplicará una tasa de inflación de la energía, es decir, se la aplicará a la tarifa de comercialización de compra de la energía a las empresas distribuidoras.

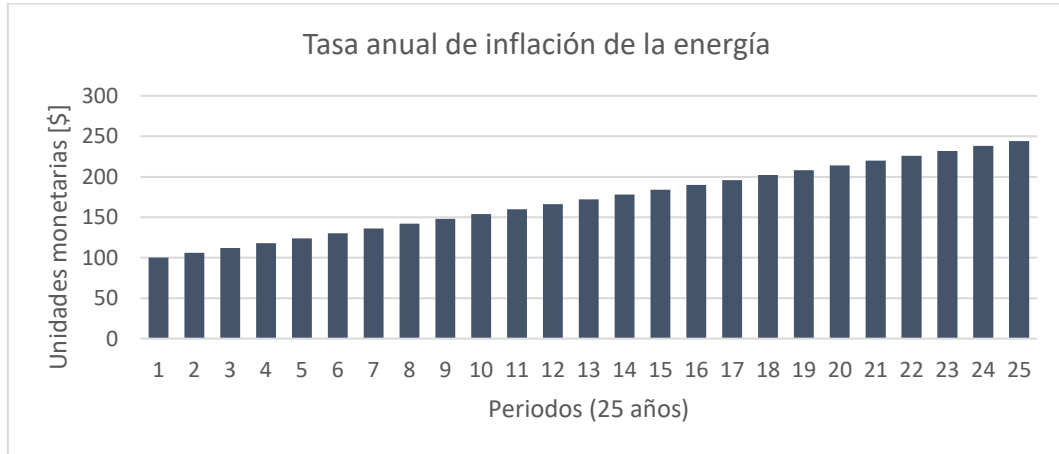


Figura 89: Tasa anual de inflación de la energía.
Fuente: Autor.

Inversión de la instalación

En este campo entran todos los equipos necesarios y gastos debidos para tener la instalación en perfectas condiciones posterior a la puesta en funcionamiento, este será el costo total de obra de la Tabla 34.

Costos de operación y mantenimiento

- **Costos extraordinarios**

En esta sección se considerará un mantenimiento único para la sustitución del inversor o inversores empleados y mantenimiento periódico para el recambio del banco de baterías en caso de emplearlos, este tiempo depende de cada fabricante, se destinará el valor total de recambio, usualmente el inversor tiene una vida útil de 10 años, mientras que las baterías dependen del tipo de tecnología a emplear puede varias de 5 a 10 años y todo ello dependerá el tiempo prolongado de uso.

- **Costos Periódicos**

Estos costos son de tipo mantenimiento preventivo, se destinará un porcentaje de la inversión total para dicho propósito, normalmente en cada periodo, en este tipo de costes, se aplicará una tasa de inflación del 2 % adicional en cada uno de ellos.

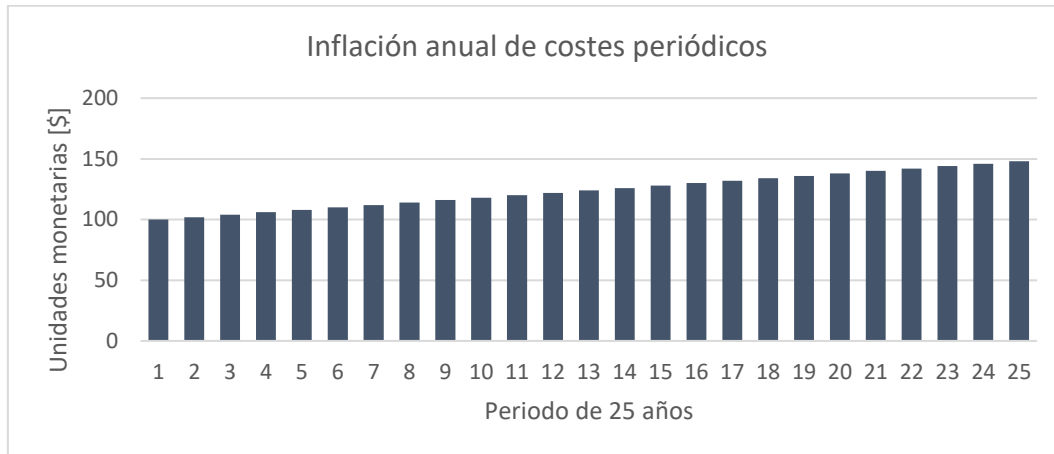


Figura 90: Inflación anual de costes periódicos.
Fuente: Autor.

Los costos de operación y mantenimiento serán:

$$C_{om} = C_e + C_p \quad (\text{Ecuación 57})$$

Donde:

C_e : Costos extraordinarios [\$].

C_p : Costos periódicos [\$].

5.2.15.2 Flujo de caja sin comercialización económica

A partir del flujo de caja se puede obtener el punto de retorno de inversión. El flujo de caja (F_c) aplicado a este tipo de sistemas será:

$$F_c = (A_h - (I_{ini} + C_{om})) \quad (\text{Ecuación 58})$$

Donde:

A_h : Ahorro económico [\$].

I_{ini} : Inversión inicial [\$].

C_{om} : Costos de operación y mantenimiento [\$].

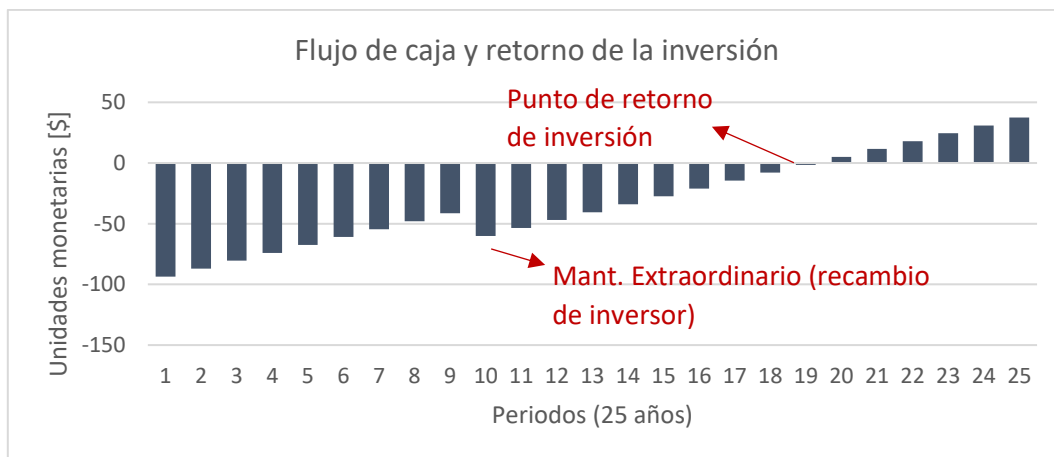


Figura 91: Flujo de caja y punto de retorno de inversión sin sistema de almacenamiento energético.
Fuente: Autor.

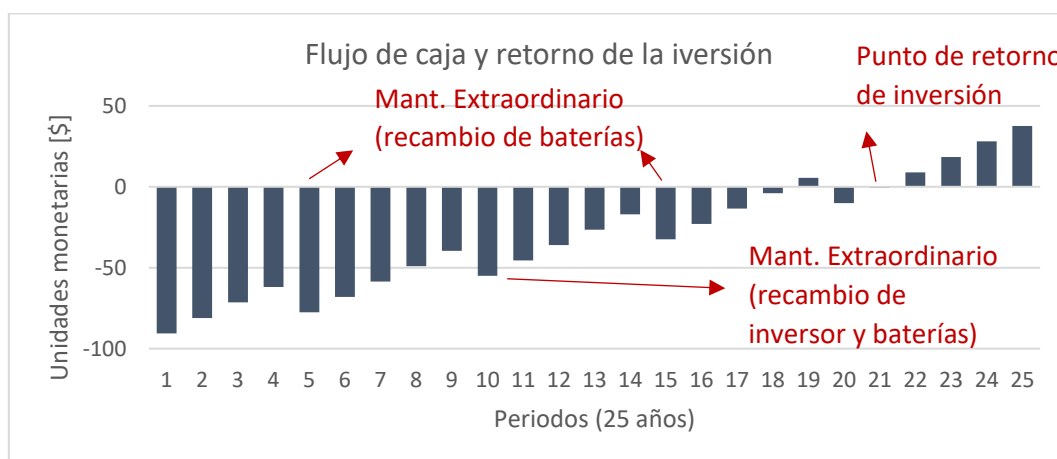


Figura 92: Flujo de caja y punto de retorno de inversión con sistema de almacenamiento de energía.
Fuente: Autor.

5.2.15.3 Flujo de caja con comercialización económica

Una tarifa de alimentación no es más que un acuerdo a largo plazo y precios vinculados a los costos de producción para los productores de energía renovable, esta tarifa de alimentación suele utilizarse típicamente en el rango de 15 a 25 años. Esta tarifa de alimentación logra que los sistemas fotovoltaicos sean atractivos desde el punto de vista económico, ya que según el valor de dicha tarifa la inversión retornara en un menor tiempo.

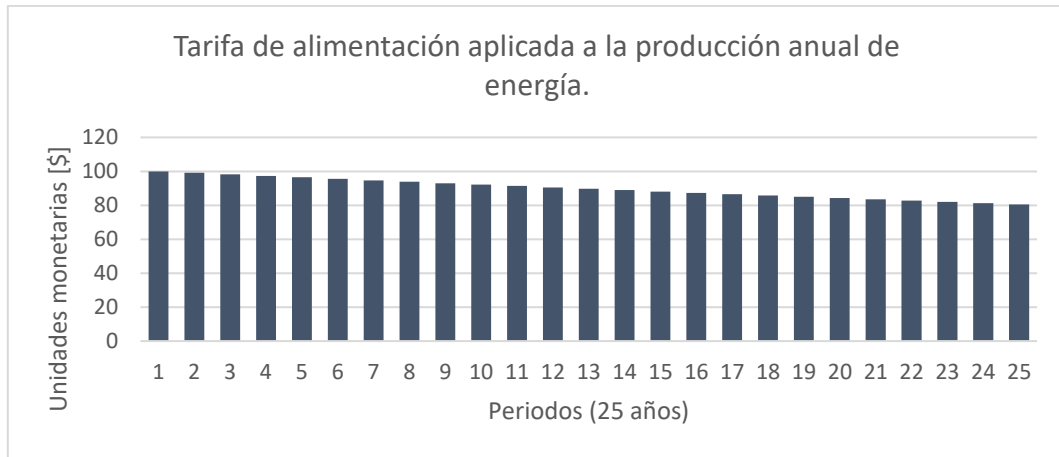


Figura 93: Tarifa de alimentación aplicada a la producción anual de energía con una pérdida de eficiencia del sistema.
Fuente: Autor.

El ingreso económico de la producción de energía por tarifa de alimentación será:

$$I_{Ta} = E_{pa} \cdot T_a \quad (\text{Ecuación 59})$$

Donde:

I_{Ta} : Ingresos por tarifa de alimentación [\\$].

E_{pa} : Producción anual [kWh/año].

T_a : Tarifa de alimentación [\$/kWh].

Otro factor a considerar es la tarifa de exportación, se basa únicamente en la cantidad de energía inyectada y su comercialización.

$$I_{Te} = E_{ired} \cdot T_e \quad (\text{Ecuación 60})$$

Donde:

I_{Te} : Ingresos por tarifa de exportación [\\$].

E_{ired} : Energía inyectada a la red [kWh/año].

T_e : Tarifa de exportación [\$/kWh].

Finalmente, el flujo de caja F_c tomando en cuenta estos factores serán:

$$F_c = (A_h + I_{Ta} + I_{Te}) - (I_{ini} + C_{om}) \quad (\text{Ecuación 61})$$

Donde:

A_n : Ahorro económico [\\$].

I_{Ta} : Ingresos por tarifa de alimentación [\\$].

I_{Te} : Ingresos por tarifa de exportación [\\$].

I_{ini} : Inversión inicial [\\$].

C_{om} : Costos de operación y mantenimiento [\\$].

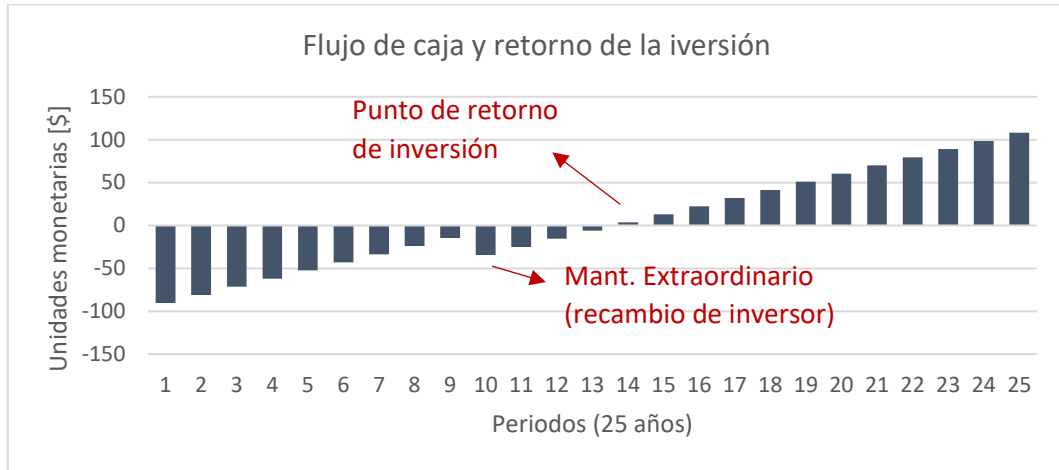


Figura 94: Flujo de caja y retorno de la inversión con tarifa de alimentación y tarifa de exportación.
Fuente: Autor.

Como puede apreciarse en la Figura 94, la tarifa de alimentación y exportación permite recuperar la inversión en un menor periodo y entre mayor producción menor tiempo de retorno de la inversión.

5.2.15.4 Valor actual neto y tasa interna de retorno.

El valor actual neto es un criterio económico que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto de inversión para conocer cuánto se ganará o perderá con dicha inversión.

$$VAN = -I_{ini} + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} = -I_{ini} + \frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (\text{Ecuación 62})$$

Donde:

F_t : Flujo de dinero en cada periodo t (ingresos económicos).

i : Tasa de descuento

n : Número de periodos.

I_{ini} : Inversión inicial.

El criterio de decisión para una inversión es el siguiente:

Tabla 35: Consideraciones del VAN para la toma de decisión de la inversión.

| Valor actual neto en la vida útil del sistema fotovoltaico | | |
|--|--|---|
| Valor | Descripción | Consideraciones |
| Si VAN > 0 | La inversión realizada producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida (<i>i</i>). | El proyecto de inversión puede aceptarse. |
| Si VAN = 0 | La inversión realizada no producirá ni ganancias ni pérdidas. | Al no producir ganancias, el proyecto de inversión se lo debe analizar bajo otros criterios como de beneficio social y ambiental. |
| Si VAN < 0 | La inversión realizada producirá pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida (<i>i</i>). | El proyecto de inversión debe ser rechazado. |

Fuente: Autor.

La tasa interna de retorno (TIR) es una tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión, viene expresada en tanto por ciento y es obtenida a partir de los flujos de dinero en cada periodo de un tiempo determinado. La TIR es la tasa de descuento que iguala, en el momento inicial, la corriente futura de cobros con la de pagos, generando un VAN igual a cero:

$$VAN = -I_{ini} + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} = -I_{ini} + \frac{F_1}{(1+TIR)^1} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} \quad (\text{Ecuación 63})$$

Donde:

I_{ini} : Inversión inicial.

F_t : Flujo de dinero en cada periodo t (ingresos económicos).

n: Número de periodos.

Tabla 36: Consideraciones del TIR para la toma de decisión de la inversión.

| Tasa interna de retorno | | |
|-------------------------|--|---|
| Valor | Descripción | Consideraciones |
| Si TIR > <i>i</i> | La inversión realizada producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida (<i>i</i>). | El proyecto de inversión puede aceptarse. |
| Si TIR = <i>i</i> | La inversión realizada no producirá ni ganancias ni pérdidas. | Al no producir ganancias, el proyecto de inversión se lo debe analizar bajo otros criterios como de beneficio social y ambiental. |
| Si TIR < <i>i</i> | La inversión realizada producirá pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida (<i>i</i>). | El proyecto de inversión debe ser rechazado. |

Fuente: Autor.

Para sistemas fotovoltaicos la gráfica de la TIR durante toda la vida útil del sistema es de la siguiente manera.

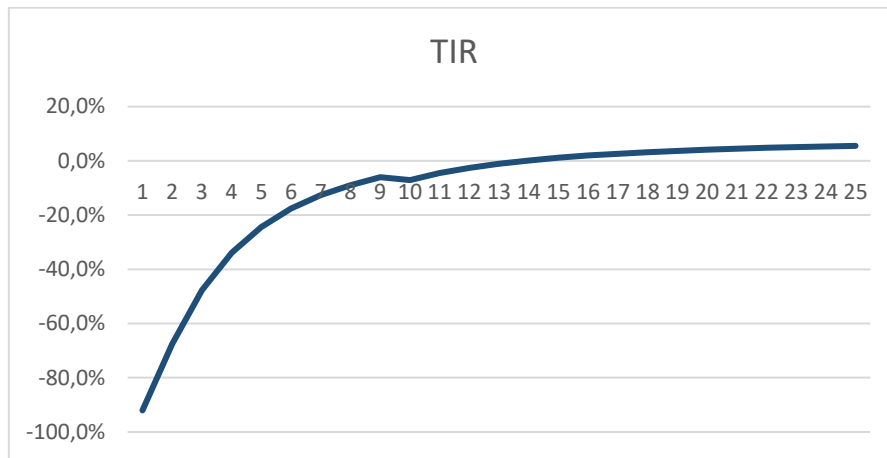


Figura 95: Tasa interna de retorno.
Fuente: Autor.

5.2.15.5 Cálculo del LCOE (levelized cost of electricity)

El costo nivelado de electricidad (*levelized cost of electricity*) por sus siglas (LCOE) es utilizado para comparar el costo de energía eléctrica proveniente de diferentes fuentes, tanto renovables como no renovables, sin embargo, el LCOE proporciona una base común para una comparación en [\$/kWh].

$$LCOE = \frac{\text{Costo total de vida útil}}{\text{Generación total de energía}} = \frac{I_{ini} + C_{om(vida\ util)}}{E_{tot(vida\ util)}} \quad (\text{Ecuación 64})$$

Donde:

I_{ini} : Inversión inicial [\\$].

$C_{o(vida\ util)}$: Total costos de operación y mantenimiento en la vida útil del sistema ($C_{om} = C_e + C_p$) considerando inflación anual [\\$].

$E_{tot(vida\ util)}$: Producción total de energía eléctrica en la vida útil del sistema [kWh] considerando pérdida de eficiencia.

5.2.15.6 Emisiones tóxicas evitadas

Al implementar un sistema fotovoltaico ya sea a nivel residencial, comercial o industrial, este aporta con la mitigación de gases contaminantes producidas por centrales de generación eléctrica de recursos fósiles, gases como dióxido de carbono (CO_2) metano

(CH_4) y óxido nitroso (N_2O) son algunos de los gases liberados en la atmosfera debido a la quema de estos recursos.

A partir de la producción de energía anual se puede determinar la cantidad de emisiones reducidas de los gases antes mencionados. Para ello se debe contar con el factor de emisión de consumo de electricidad de cada gas en cuestión, estos factores son los siguientes:

Tabla 37: Factores de emisiones de principales gases contaminantes.

| Factor de emisión por gas (kg CO_2e /kWh) | | | |
|---|---------|---------|---------|
| CO_2 | CH_4 | N_2O | Total |
| 0.46254 | 0.00044 | 0.00236 | 0.46534 |

Fuente: 2016 Government GHG Conversion; Factors for Company Reporting (BEIS, 2016).

Para determinar las emisiones evitadas por cada gas en el periodo de un año se utiliza la siguiente ecuación:

$$E_e = E_{pa} \cdot F_{eg} \quad (\text{Ecuación 65})$$

Donde:

E_e : Emisiones evitadas [kg CO_2].

E_{pa} : Producción de energía anual [kWh].

F_{eg} : Factor de emisión [kg CO_2e / kWh].

Estas cuatro operaciones que se deben realizar incluyendo la total, reflejan la cantidad de emisiones evitadas durante un año, para analizar dentro de un periodo de 25 años de vida útil del sistema fotovoltaico se debe incluir un valor de pérdida de eficiencia del sistema, de alrededor del 10 % (0.90) o más, para este cálculo, la ecuación será la siguiente:

$$E_{eu} = E_{pa} \cdot F_{eg} \cdot V_u \cdot \eta_p \quad (\text{Ecuación 66})$$

Donde

E_{eu} : Emisiones evitadas en la vida útil del sistema [kg CO_2e].

V_u : Vida útil del sistema [años].

η_{pe} : Pérdida de eficiencia en el periodo de la vida útil del sistema (0.90).

5.2.15.7 Toneladas equivalentes de petróleo (TEP)

Al igual que las emisiones evitadas, las toneladas equivalentes de petróleo (*Tonne of oil equivalent* por sus siglas TOE) es un indicador de mucha utilidad ya que permite medir la cantidad de combustible ahorrado al utilizar una fuente de energía renovable, básicamente es el factor de conversión de electricidad a energía primaria [TOE/MWh] de acuerdo con la metodología de la *International energy agency* (IEA). Factor de conversión (TEP) a eléctrico MWh: 0.26 TOE/MWh. (WORLD ENERGY COUNCIL, 2013)

Para determinar el TEP ahorrado en el transcurso de 1 año se utilizará la siguiente ecuación:

$$TEP_{AA} = E_{pa} \cdot F_{TOE} \quad (\text{Ecuación 67})$$

Donde:

TEP_{AA} : Toneladas equivalentes de petróleo ahorrado durante el primer periodo.

E_{pa} : Producción de energía anual [MWh].

F_{TOE} : Factor de conversión TEP = 0.26 TEP/MWh.

Para estimar el TEP en la vida útil del sistema de aproximadamente 25 años y con una pérdida de eficiencia aproximadamente del 10 % (0.90), el TEP será:

$$TEP_{Au} = E_{pa} \cdot F_{TOE} \cdot V_u \cdot \eta_p \quad (\text{Ecuación 68})$$

Donde:

V_u : Vida útil del sistema [años].

η_p : Pérdida de eficiencia en el periodo de la vida útil del sistema (0.90).

5.2.16 Memoria técnica

La memoria técnica es el documento que acredita y referencia el trabajo realizado, es decir, cálculos, datos e información que respaldan al proyecto, de modo que debe ser el aval de la calidad del mismo, en esta memoria técnica se debe incluir. todas las características de los equipos utilizados, memoria fotográfica, lugar de emplazamiento entre otras.

- Diagrama unifilar de la instalación.

- Especificaciones generales del equipamiento.
- Esquema de conexión a la red de distribución de medio o bajo voltaje.
- Modo de conexión.
- Estudio del sistema de protecciones y equipo de seccionamiento.
- Aspectos técnicos complementarios respecto a las protecciones, a fin de cumplir con los estándares y requerimiento de la empresa de distribución.
- Número y potencia de los paneles fotovoltaicos.
- Potencia total instalada del sistema fotovoltaico.
- Estimación de la producción energética mensual y anual del proyecto.
- Características de los inversores.
- Potencia de cortocircuito.
- Las características del punto de entrega y medición.
- Los niveles de voltaje máximos y mínimos de la red.
- Punto propuesto para la conexión.
- Emisiones tóxicas evitadas.
- Toneladas equivalentes de petróleo.
- Cualquier otra información solicitada por la empresa de distribución.

5.2.17 Seguridad en sistemas fotovoltaicos

En lo que respecta a la seguridad en sistemas fotovoltaicos se debe considerar lo siguiente:

Tabla 38: Consideraciones de seguridad general y seguridad de manipulación.

| Consideraciones generales | |
|---------------------------|---|
| Seguridad general | |
| Nro. | Descripción |
| 1 | La instalación la deben realizar únicamente personas calificadas |
| 2 | Los instaladores deben asumir el riesgo de las lesiones que puedan producirse durante la instalación, incluido (sin limitaciones) el de descarga eléctrica. |
| 3 | Cuando está expuesto a la luz directa, un solo módulo puede generar más de 30 V de CC El contacto con una tensión de 30 V o más es peligroso. |
| 4 | No desconecte los módulos estando en carga. |
| 5 | El correcto diseño de las estructuras de soporte es responsabilidad de los diseñadores de sistema y de los instaladores. |
| 6 | No utilice espejos o lentes de aumento para concentrar la luz solar sobre los módulos. |
| 7 | Utilice únicamente equipos, conectores, cables y marcos de soporte adecuados para sistemas eléctricos solares. |
| 8 | Se considera que los módulos con seguridad clasificada IEC 61730-2 cumplen los requisitos de la clase de seguridad 2. |

| Seguridad de manipulación | |
|----------------------------------|--|
| 1 | No levante el módulo por la caja de conexiones ni por los cables eléctricos. |
| 2 | No se ponga de pie sobre el módulo ni lo pise. |
| 3 | No deje caer el módulo ni permitan que caigan cosas sobre el. |
| 4 | Cuando coloque el módulo sobre una superficie hágalo con cuidado. |
| 5 | El transporte y la instalación indebidas pueden romper el módulo. |
| 6 | No intente desmontar los módulos ni retire ninguna etiqueta ni componente de los mismos. |
| 7 | No aplique pinturas ni adhesivos a la superficie del módulo. |
| 8 | No taladre orificios en el marco. De hacerlo, podría disminuirse la resistencia del marco o causarle corrosión. |
| 9 | Los paneles que se rompan el vidrio o se deteriore la lámina posterior no pueden repararse, y deben dejar de utilizarse por que el contacto con el marco o cualquier superficie del panel puede provocar una descarga eléctrica. |
| 10 | Trabaje solamente en condiciones secas y utilice exclusivamente herramientas secas |

Fuente: (Suntech, 2011).

Tabla 39: Seguridad de instalación fotovoltaica.

| Seguridad de instalación | |
|---------------------------------|--|
| Nro. | Descripción |
| 1 | Nunca abra conexiones eléctricas ni desenchufe conectores mientras el circuito este en carga. |
| 2 | El contacto con las partes cargadas eléctricamente de un panel, tales como terminales, pueden causar quemaduras, chispas e incluso descargas mortales tanto si el panel está conectado como si no lo está. |
| 3 | Durante la instalación no toque el módulo fotovoltaico innecesariamente la superficie de vidrio y el marco pueden estar muy calientes y existe el riesgo de sufrir quemaduras y descargas eléctricas. |
| 4 | No lleve a cabo trabajos de con condiciones de viento o lluvia. |
| 5 | Para prevenir el deterioro de los conductores impida que estén expuestos a la luz solar directa. |
| 6 | Durante el transporte y la instalación de los componentes mecánicos y eléctricos no debería haber niños en las proximidades. |
| 7 | Durante la instalación o reparación de sistemas fotovoltaicos, no debe llevar puestos pulseras, pendientes o anillos metálicos. |
| 8 | Utilizar en todo momento herramientas aisladas que estén autorizadas para su uso en instalaciones eléctricas. |
| 9 | Utilizar en todo momento los equipos de protección personal tales como arnés, línea de vida, casco, guantes etc. |








Fuente: (Suntech, 2011).

5.2.18 Software de simulación y diseño

Finalmente, en esta sección se presenta distintos softwares de simulación, diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos que ahorran mucho tiempo al proyectista, ya que lo hacen de manera automática considerando y teniendo en cuenta los conocimientos antes descritos. Todos estos softwares necesitan un tipo de licencia pagada ya que existe

un gran trabajo tras ellos, se mencionará los más influyentes y utilizados por profesionales arquitectos, ingenieros e investigadores dentro de este campo.

Tabla 40: Softwares de simulación, análisis y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.

| Softwares de diseño y simulación | | | |
|----------------------------------|----------------|---|--|
| Nombre | Propietario | Descripción | Logo |
| PV Sys® | PV Sys® | Simulación energética y dimensionamiento. |  |
| SolariumPV® | ACCA Software® | Simulación energética y dimensionamiento. |  |
| Revit® | Autodesk® | Software de arquitectura con simulación energética y trayectoria solar. |  |
| Ecotect Analysis® | Autodesk® | Simulación energética y trayectoria solar. |  |
| Sketchup® | Trimble® | Software de arquitectura con simulación energética y trayectoria solar. |  |
| DesignBuilder® | DesignBuilder® | Simulación y análisis energético |  |
| AutoCAD Electrical® | Autodesk® | Diseño de diagramas eléctricos unifilares y distribución. |  |

Fuente: Autor.

6 RESULTADOS

6.1 Caso de estudio

Como resultados de esta investigación se realizará un caso de estudio en concreto ilustrando la metodología para sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en baja tensión, en este caso no se empleará el uso de baterías para almacenamiento energético, no obstante, el método de evaluación es el mismo. Este sistema será dimensionado para un usuario físico en concreto donde se evaluará el impacto del sombreado y con ello establecer si el sistema fotovoltaico será viable en su residencia. Adicional a esto, se realizará una simulación energética para conocer el comportamiento real del sistema considerando todas las cargas de la residencia y de cómo el sistema fotovoltaico se comporta en situaciones reales según el área de emplazamiento (curva de carga del consumo residencial, curva de carga de generación y curva de carga de intercambio con la red eléctrica).

6.2 Condiciones iniciales

Como primer punto se analizarán las condiciones iniciales para su implementación.

- ✓ Ser propietario del inmueble donde se va a instalar el sistema fotovoltaico.
- ✓ Factibilidad de conexión de la empresa distribuidora.

6.3 Irradiación en función de la localidad

El sistema fotovoltaico será instalado en la siguiente localidad, en una cubierta cuya inclinación de aproximadamente 8° , debido a esta inclinación optima no se evaluará la Sección 5.2.13.1. Se procederá a llenar la Tabla 17.

Tabla 41: Localidad de emplazamiento del sistema fotovoltaico.

| Localidad | | | | | | | | | | | |
|---|------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Ciudad: | Loja | | | | | | | | | | |
| Provincia: | Loja | | | | | | | | | | |
| Latitud: | -4° | | | | | | | | | | |
| Longitud: | -79.20° | | | | | | | | | | |
| Altitud [msnm]: | 2135 | | | | | | | | | | |
| Irradiación promedio mensual: | 4.31 kWh/m ² /día | | | | | | | | | | |
| Inclinación de cubierta (techo) | 8° | | | | | | | | | | |
| Irradiación diaria promedio mensual [kWh/m ² /día] | | | | | | | | | | | |
| Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
| 4.06 | 4.22 | 4.17 | 4.06 | 4.00 | 3.86 | 4.25 | 4.33 | 4.36 | 4.69 | 4.89 | 4.61 |



Fuente: Datos de: Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts.

6.4 Hora solar pico

Procedemos a llenar la Tabla 19 con los valores de los Anexos 1 y 2 para posteriormente realizar las operaciones matemáticas según las Ecuaciones 2 y 3.

Tabla 42: Hora de sol pico según localidad.

| Hora de sol pico | | | | |
|------------------|-----------------|--------------|-------------------|------|
| Mes | Irra. \bar{H} | F. Corr. (k) | Irra. \bar{H}_c | HSP |
| Enero | 4.06 | 0.94 | 3.82 | 3.82 |
| Febrero | 4.22 | 0.96 | 4.05 | 4.05 |
| Marzo | 4.17 | 1.00 | 4.17 | 4.17 |
| Abril | 4.06 | 1.03 | 4.18 | 4.18 |
| Mayo | 4 | 1.05 | 4.20 | 4.20 |
| Junio | 3.86 | 1.05 | 4.05 | 4.05 |
| Julio | 4.25 | 1.04 | 4.42 | 4.42 |
| Agosto | 4.33 | 1.02 | 4.42 | 4.42 |
| Septiembre | 4.36 | 1.00 | 4.36 | 4.36 |
| Octubre | 4.69 | 0.96 | 4.50 | 4.50 |
| Noviembre | 4.89 | 0.94 | 4.60 | 4.60 |
| Diciembre | 4.61 | 0.93 | 4.29 | 4.29 |
| Promedio | 4.29 | 0.99 | 4.25 | 4.25 |

Fuente: Autor.

La irradiación anual será la obtenida a partir de la Tabla 43 después de haber aplicado el factor de corrección debido al ángulo de inclinación.

Tabla 43: Irradiación anual según localidad.

| Hora de sol pico | | | |
|--|------|-------------------|------------------------|
| Mes | Días | Irra. \bar{H}_c | Irra. \bar{H}_c /mes |
| Enero | 31 | 3.82 | 118.30 |
| Febrero | 28 | 4.05 | 113.43 |
| Marzo | 31 | 4.17 | 129.27 |
| Abril | 30 | 4.18 | 125.46 |
| Mayo | 31 | 4.20 | 130.20 |
| Junio | 30 | 4.05 | 121.59 |
| Julio | 31 | 4.42 | 137.02 |
| Agosto | 31 | 4.42 | 136.93 |
| Septiembre | 30 | 4.36 | 130.80 |
| Octubre | 31 | 4.50 | 139.56 |
| Noviembre | 30 | 4.60 | 137.91 |
| Diciembre | 31 | 4.29 | 132.90 |
| Irradiación anual [kWh/m²] | | | 1553.36 |

Fuente: Autor.

6.5 Área de emplazamiento

Tabla 44: Comprobación del área de emplazamiento.

| Criterios de selección del área de emplazamiento | | |
|--|--|--------|
| Análisis de emplazamiento | | |
| Ítem | Detalles a considerar | Estado |
| Paneles fotovoltaicos | | |
| 1 | Lugar reducido de sombras (Ver Sección 5.2.2.3, Análisis de sombras). | √ |
| 2 | Accesibilidad para limpieza y servicio. | √ |
| 3 | Protección contra vandalismo. | √ |
| 4 | Lugar libre de manipulación accidental por niños. | √ |
| 5 | Lugar libre fuentes contaminantes como polvo y chimeneas industriales. | √ |
| Baterías de almacenamiento de energía | | |
| 1 | Suficiente ventilación en banco de baterías. | N/A |
| 2 | Temperatura moderada (entre 10 °C y 35 °C). | N/A |
| 3 | Lugar libre de rayos de luz solar directa al banco de baterías. | N/A |
| 4 | Lugar libre de manipulación accidental por niños. | N/A |
| Inversor híbrido e inversor convencional | | |
| 1 | Lugar con suficiente ventilación | √ |
| 2 | Lugar libre de manipulación accidental por niños. | √ |
| 3 | Lugar adecuado (Algunos inversores presentan excesivo ruido tras su pleno funcionamiento). | √ |

Fuente: Autor.

6.6 Análisis de sombras

Al realizar un análisis de trayectoria solar de los equinoccios y solsticios en el lugar de emplazamiento, orientación de la residencia, y memoria fotográfica, se determinó que el lugar más idóneo para implementar los paneles fotovoltaicos es en la parte frontal derecha de la cubierta.

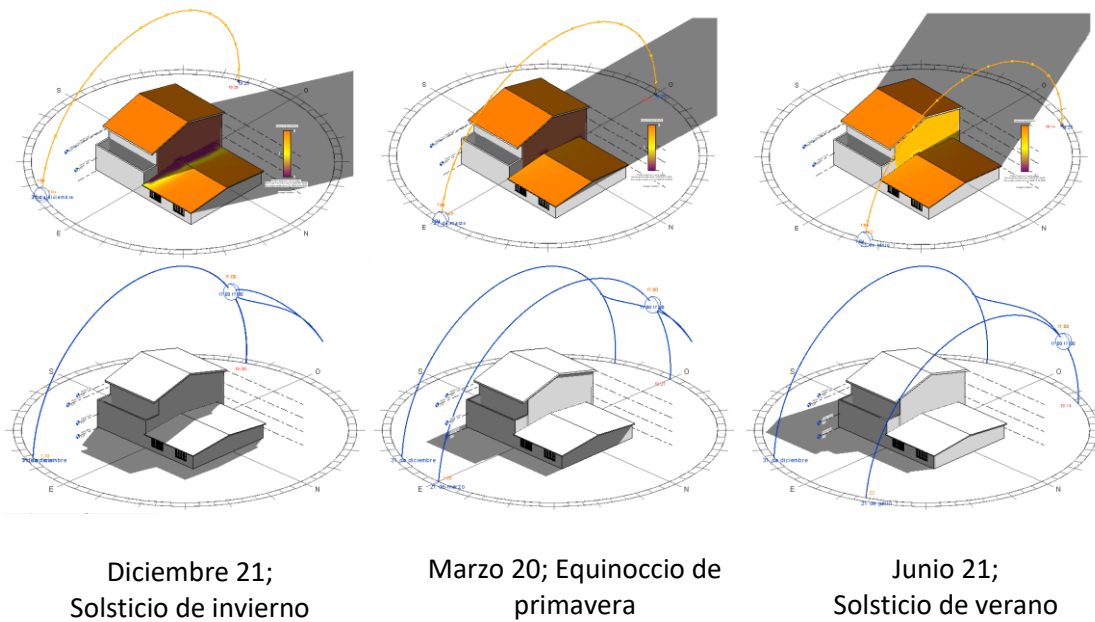


Figura 96: Simulación de trayectoria solar.
Fuente: Autor, elaborado en Autodesk® Revit® versión para estudiantes. Ver anexo 5

No obstante, la memoria fotográfica indica claramente muchos más obstáculos.

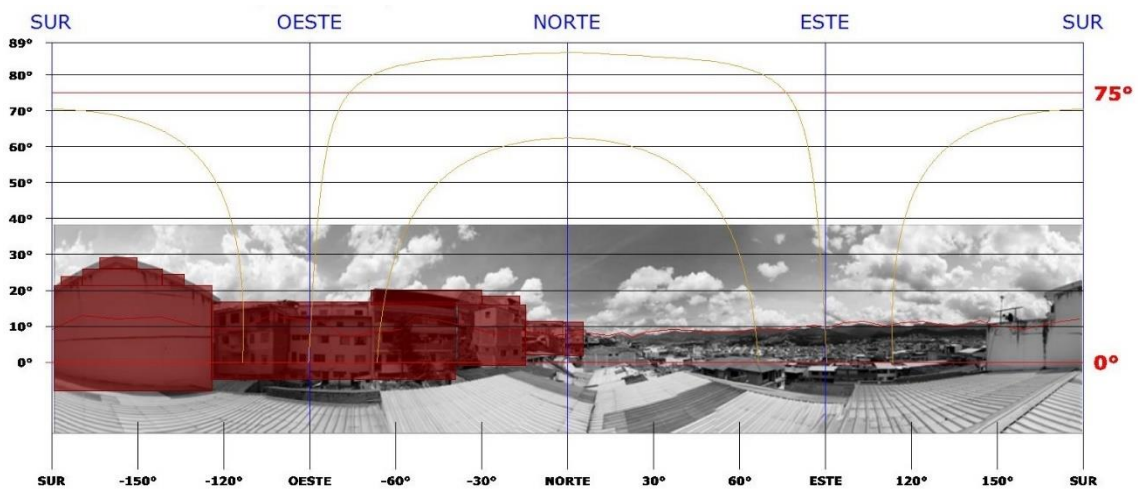


Figura 97: Estudio de sombra.
Fuente: Autor; elaborado en SolariusPV® versión para estudiantes. Ver anexo 6

El estudio de sombra de la Figura 97 es un método para determinar si el proyecto a implementar es energéticamente viable, dando como resultado un coeficiente de sombreado de 0.97, de Ecuación 10 las horas de sol pico serán:

$$HSP_T = 4.25 h \cdot 0.97$$

$$HSP_T = 4.12 h$$

Para el caso de las Figura 96 y 97 se realizó una simulación de la cantidad de energía que entregará el generador fotovoltaico en estas condiciones.

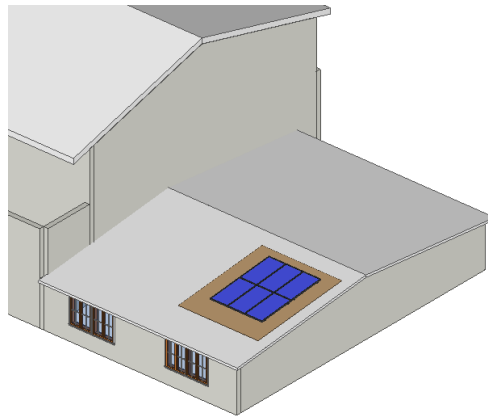


Figura 98: Ubicación idónea de módulos fotovoltaicos.
Fuente: Autor; elaborado en Autodesk® Revit® & SolariusPV® versiones para estudiantes.

6.7 Criterio de dimensionamiento

Para este dimensionamiento se empleará el método del consumo promedio mensual.

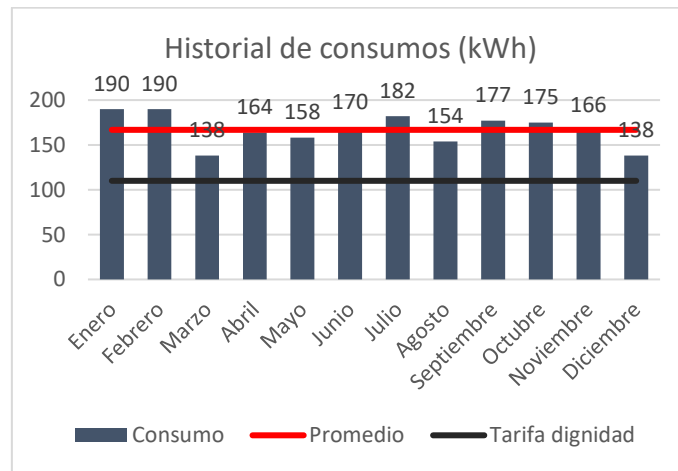


Figura 99: Historial de consumo eléctrico en la residencia.
Fuente: Autor.

Consumo total anual = 2002 kWh/año

De (Ecuación 11) se obtendrá:

$$E_{pcm} = \frac{(190 + 190 + 138 + 164 + 158 + 170 + 182 + 154 + 177 + 175 + 166 + 138) \text{ kWh}}{12 \text{ meses}}$$

$$E_{pcm} = 166.83 \text{ kWh/mes}$$

6.8 Porcentaje de ahorro energético

Este dimensionamiento se lo realizará con el criterio de autoconsumo (100 %). De (Ecuación 16) se obtendrá:

$$E_{Gen} = \frac{166.83 \text{ kWh/mes} \cdot 100 \%}{100 \%} = 166.83 \text{ kWh/mes}$$

Transformando de kWh a Wh:

$$E_{Gen} = 166.83 \frac{\text{kWh}}{\text{mes}} \cdot \frac{1000 \text{ Wh}}{1 \text{ kWh}} = 166830 \text{ Wh/mes}$$

Este valor dividido para un promedio de 30 días por mes:

$$E_{Gen} = \frac{166830 \text{ Wh/mes}}{30 \text{ dias/mes}} = 5561 \text{ Wh/dia}$$

6.9 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

6.9.1 Determinación del número de paneles fotovoltaicos

Acorde a los parámetros de la instalación de la Tabla 22 se procederá a determinar el número de paneles. Para este caso se empleará paneles de 325 Wp. en STC. De (Ecuación 20) se obtendrá.

$$N_p = \frac{5561 \text{ Wh/dia}}{(325 \text{ W}) \cdot (4.12 \text{ h}) \cdot (0.7637)}$$

$$N_p = 5.44 \approx 6 \text{ paneles}$$

En el Anexo 3 se ilustra las especificaciones técnicas del panel empleado.

- **Área necesaria**

De (Ecuación 21) el área necesaria empleada será la siguiente:

$$A_N = 6 \cdot 1.94 \text{ m}^2$$

$$A_N = 11.64 \text{ m}^2$$

- **Potencia nominal instalada**

De (Ecuación 22) la potencia nominal instalada será:

$$P_0 = \frac{6 \cdot 325 \text{ Wp}}{1000 \text{ Wp/kWp}}$$

$$P_0 = 1.95 \text{ kWp}$$

6.9.2 Determinación del inversor

El inversor se lo selecciona acorde a la potencia nominal instalada (P_0) y se procede a realizar las comprobaciones eléctricas de la Tabla 23. En el Anexo 3 se detalla todas las especificaciones técnicas del inversor.

Tabla 45: Características eléctricas de inversor fotovoltaico.

| Características eléctricas | |
|--|------------------------------------|
| Modelo: | ABB Italy S.p.A. - UNO-2.0-TL-OUTD |
| Tipo conexión: | Monofásico |
| P. nominal: | 2000 W |
| Entradas MPPT: | 1 |
| Eficiencia: | 97.5 % = 0.975 |
| Características eléctricas de entrada | |
| P. nominal: | 2200 W |
| V. MPPT Min: | 180 V |
| V. MPPT Max: | 500 V |
| V. Max. entrada: | 600 V |
| Corriente Max: | 12.50 A |
| Características eléctricas de Salida | |
| P. nominal: | 2000 W |
| V. Salida: | 230 V |
| Frecuencia: | 50/60 Hz |
| THD: | < 3 % |

Fuente: ABB Italy S.p.A – UNO-2.0-TL-OUTD.

Con estos datos se comprobará la compatibilidad entre el campo fotovoltaico y el inversor seleccionado.

De (Ecuación 23) el voltaje a máxima potencia a 25°C en STC será:

$$V_{mp \text{ tot}(STC)} = 37.69 \text{ V} \cdot 6$$

$$V_{mp \text{ tot}(STC)} = 226.14 \text{ V}$$

De (Ecuación 24) el voltaje de circuito abierto a 25°C en STC será:

$$V_{oc \text{ tot}(STC)} = 46.64 \text{ V} \cdot 6$$

$$V_{oc \text{ tot}(STC)} = 279.84 \text{ V}$$

Para determinar los niveles de tensión a diferente temperatura se empleará el coeficiente de temperatura en este caso y para este panel se emplean factores con valores en %/°C ($V_{mp\ tot(STC)} = -0.41\ \%/^{\circ}C$ y $V_{oc\ tot(STC)} = -0.31\ \%/^{\circ}C$).

De (Ecuación 25) la variación de temperatura para -10 °C y 70 °C será:

$$\Delta T = -10\ ^{\circ}C - 25\ ^{\circ}C = -35\ ^{\circ}C$$

$$\Delta T = 70\ ^{\circ}C - 25\ ^{\circ}C = 45\ ^{\circ}C$$

De (Ecuación 26) la variación de voltaje para $V_{mp\ tot(STC)}$ será:

$$\Delta V = (-35\ ^{\circ}C) \cdot (-0.41\ \%/^{\circ}C) = 14.35\ \%$$

$$\Delta V = (45\ ^{\circ}C) \cdot (-0.41\ \%/^{\circ}C) = -18.45\ \%$$

De (Ecuación 26) la variación de voltaje para $V_{oc\ tot(STC)}$ es:

$$\Delta V = (-35\ ^{\circ}C) \cdot (-0.31\ \%/^{\circ}C) = 10.85\ \%$$

$$\Delta V = (45\ ^{\circ}C) \cdot (-0.31\ \%/^{\circ}C) = -13.95\ \%$$

De (Ecuación 29) el voltaje a máxima potencia a -10 °C en STC será:

$$V_{mp}(@Td) = 226.14\ V + \frac{14.35\ \% \cdot 226.14\ V}{100\ \%}$$

$$V_{mp}(@Td) = 258.59\ V$$

De (Ecuación 29) el voltaje a máxima potencia a 70 °C en STC será:

$$V_{mp}(@Td) = 226.14\ V + \frac{-18.45\ \% \cdot 226.14\ V}{100\ \%}$$

$$V_{mp}(@Td) = 184.41\ V$$

De (Ecuación 30) el voltaje a circuito abierto a -10 °C en STC será:

$$V_{oc}(@Td) = 279.84\ V + \frac{10.85\ \% \cdot 279.84\ V}{100\ \%}$$

$$V_{oc}(@Td) = 310.20\ V$$

De (Ecuación 30) el voltaje a circuito abierto a 70 °C en STC:

$$V_{oc}(@Td) = 279.84 V + \frac{-13.95 V \cdot 279.84 V}{100 \%}$$

$$V_{oc}(@Td) = 240.80 V$$

Los valores calculados son descritos en la siguiente tabla:

Tabla 46: Revisión de variación de voltaje para determinar el inversor.

| Revisión de variación de voltaje | | | |
|----------------------------------|----------|-----------------------------|----------|
| Voltaje de máxima potencia | | Voltaje de circuito abierto | |
| Vmp (-10 °C) | 258.59 V | Voc (-10 °C) | 310.20 V |
| Vmp (25 °C) | 226.14 V | Voc (25 °C) | 279.84 V |
| Vmp (70 °C) | 184.41 V | Voc (70 °C) | 240.80 V |

Fuente: Autor.

Factor de dimensionamiento

De (Ecuación 31) el factor de dimensionamiento del inversor es:

$$F_{Di} = \frac{2000 W}{1950 W} \cdot 100 \%$$

$$F_{Di} = 102.56 \%$$

Finalmente realizamos las comprobaciones eléctricas mediante la Tabla 23.

Tabla 47: Comprobaciones de compatibilidad.

| No. | Comprobaciones eléctricas | Estado | |
|--|---|--------|-----|
| | | Bien | Mal |
| Inversores convencionales e inversores híbridos | | | |
| • Entrada del inversor | | | |
| 1 | Tensión en el punto de máxima potencia de las ramas (a la temperatura máxima) (ver Tabla 46) mayor o igual a la tensión de entrada mínima del inversor. $V_{mp.Tm\acute{a}x} \geq V_{Mppt.min}$ | √ | |
| 2 | Tensión en el punto de máxima potencia de las ramas (a la temperatura mínima) (ver Tabla 46) menor o igual a la tensión de entrada máxima del inversor. $V_{mp.Tmim} \leq V_{Mppt.m\acute{a}x}$ | √ | |
| 3 | Tensión de circuito abierto de las ramas (a la temperatura mínima) (ver Tabla 46) menor o igual a la tensión de entrada máxima del inversor. $V_{oc.Tmin} \leq V_{Mppt.m\acute{a}x}$ | √ | |
| 4 | Tensión de circuito abierto de las ramas (a la temperatura mínima) (ver Tabla 46) menor o igual a la tensión máxima de sistema del módulo (usualmente 1000V) $V_{oc.Tmin} \leq V_{sm}$ | √ | |
| 5 | Corriente de corcho circuito generada por el paralelo de las ramas menor o igual a la corriente máxima de entrada del inversor. $I_{sc.gen} \leq I_{max.inv}$ | √ | |
| Exclusivamente para inversores híbridos | | | |
| • Entrada del banco de baterías | | | |
| 1 | Tensión y corriente dentro del rango admisible del inversor | N/A | |
| Inversores convencionales e inversores híbridos | | | |

| • Salida del inversor | | |
|---|---------------------------------------|---|
| 1 | Tensión acorde a la red eléctrica | √ |
| 2 | Frecuencia acorde a la red eléctrica. | √ |
| 3 | Onda senoidal pura. | √ |
| Factor de dimensionamiento del inversor dentro del rango descrito en (Tabla 22) | | √ |

Fuente: Autor.

6.9.3 Dimensionamiento de conductores

- **Tramos de corriente continua:**

Se empleará conductores para aplicaciones fotovoltaicas que soportan todo tipo de condiciones climáticas.

Tabla 48: Conductor empleado en tramo de corriente continua.

| Tipo de conductor empleado | |
|----------------------------|--------------------------------|
| Normativa: | IEC 60364 (colocación en aire) |
| Designación: | H1Z2Z2-K |
| Colocación: | Conductor expuesto |
| Tipo de aislante: | EPR (Etileno-propileno) |
| Sección: | 6 mm ² |
| Longitud: | 5 m |

Fuente: Autor.

La caída de tensión será considerando la tensión de máxima potencia en STC a la temperatura máxima, para garantizar que no se reduzca la tensión mínima de entrada al inversor:

Despejando la caída de tensión de (Ecuación 36) se obtiene lo siguiente:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot 0.01786 \Omega \frac{\text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 5 \text{ m} \cdot 8.62 \text{ A}}{6 \text{ mm}^2}$$

$$\Delta V = 0.26 \text{ V}$$

Despejando (Ecuación 38) el porcentaje de caída de tensión respectivo es:

$$\%_v = \frac{100 \% \cdot 0.26 \text{ V}}{187.1 \text{ V}}$$

$$\%_v = 0.14 \%$$

- **Tramos de corriente alterna:**

De igual manera se procederá a comprobar la caída de tensión con los conductores seleccionados.

Tabla 49: Conductor empleado en tramo de corriente alterna.

| Tipo de conductor empleado | |
|----------------------------|--------------------------------|
| Normativa: | IEC 60364 (colocación en aire) |
| Designación: | FG7R 0.6/1kV |
| Colocación: | Conductor entubado |
| Tipo de aislante: | EPR (Etileno-propileno) |
| Sección: | 6 mm ² |
| Longitud: | 10 m |

Fuente: Autor.

Para determinar la corriente a la salida del inversor que circula por los tramos de AC, se empleará la eficiencia del mismo, utilizando la potencia de entrada.

$$\eta_{inv} = \frac{P_s}{P_0} \quad (\text{Ecuación 69})$$

Despejando la potencia de salida:

$$P_s = P_0 \cdot \eta_{inv} \quad (\text{Ecuación 70})$$

De (Ecuación 70) la potencia de salida es:

$$P_s = 1950 \text{ W} \cdot 0.975$$

$$P_s = 1901.25 \text{ W}$$

Aplicando ley de ohm y despejando la intensidad:

$$P_s = I_s \cdot V_s \quad (\text{Ecuación 71})$$

De (Ecuación 71) la corriente a la salida del inversor será:

$$I_{inv} = I_s = \frac{P_s}{V_s}$$

$$I_{inv} = \frac{1901.25 \text{ W}}{230 \text{ V}}$$

$$I_{inv} = 8.26 \text{ A}$$

Despejando la caída de tensión de (Ecuación 39):

$$\Delta V = \frac{2 \cdot 0.01786 \Omega \frac{mm^2}{m} \cdot 10 m \cdot 8.26 A \cdot 1}{6 mm^2}$$

$$\Delta V = 0.49 V$$

Despejando (Ecuación 41) el porcentaje de caída de tensión respectivo es:

$$\%_v = \frac{100 \% \cdot 0.49 V}{230 V}$$

$$\%_v = 0.21 \%$$

6.9.4 Eficiencia de conductores

- **Pérdida de potencia en tramos de corriente continua:**

De (Ecuación 43) la pérdida de potencia en el tramo de corriente continua es:

$$P_{pCC} = \frac{2 \cdot 0.01786 \Omega \frac{mm^2}{m} \cdot 5 m \cdot 8.62 A^2}{4 mm^2}$$

$$P_{pCC} = 0.38 W$$

De (Ecuación 44) la eficiencia será:

$$\eta_{cDC} = \frac{1950 W - 0.38 W}{1950 W}$$

$$\eta_{cDC} = 0.9998 \approx 99.98$$

- **Pérdida de potencia en tramos de corriente alterna monofásica**

De (Ecuación 45) la pérdida de potencia en el tramo de corriente alterna es:

$$P_{pACM} = \frac{2 \cdot 0.01786 \Omega \frac{mm^2}{m} \cdot 10 m \cdot (8.26 A)^2 \cdot 1}{6 mm^2}$$

$$P_{pACM} = 4.06 W$$

De (Ecuación 46) la eficiencia será:

$$\eta_{cACM} = \frac{1901 W - 4.06 W}{1901 W}$$

$$\eta_{cACM} = 0.9978 \approx 99.78$$

6.9.5 Protecciones, conectores y tableros eléctricos

Todas las protecciones se las dimensionará acorde a la corriente de corto circuito en STC.

Tabla 50: Protecciones empleadas en sistema fotovoltaico.

| Protecciones eléctricas | | | |
|---|--------------------|----------------------|-----------|
| No. | Elemento | Modelo | Capacidad |
| Cuadro de campo. | | | |
| 1 | Fusibles. | ABB – M256923 | 10 A |
| 2 | I. Automático | ABB – S600477 | 10 A |
| 3 | SPD | ABB – OVR 2L 65 440s | 65 kA |
| Cuadro fotovoltaico | | | |
| 1 | I. Automático | ABB – DS2CB13A300 | 10 A |
| 2 | SPD | ABB – OVR 2L 65 440s | 65 kA |
| 3 | Medidor de energía | --- | --- |
| Observaciones | | | |
| <ul style="list-style-type: none"> - El dispositivo de protección de interfaz viene integrado en el inversor. - Actualizar el cuadro general e incorporar interruptor diferencial y un SPD. | | | |

Fuente: Autor.

6.9.6 Diagrama unifilar y distribución

El diagrama unifilar y distribución está dispuesto en el Anexo 4, donde se podrá observar todas las características de los elementos empleados.

6.10 Simulación energética

Mediante una simulación energética de un día en concreto de generación fotovoltaica, energía exportada y consumo en la residencia se obtuvo la siguiente gráfica:

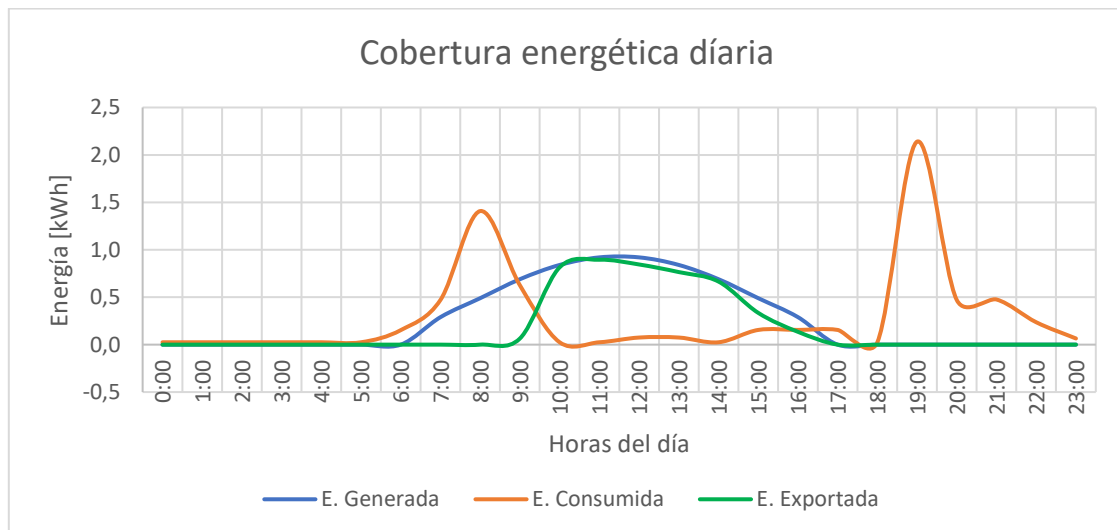


Figura 100: Cobertura energética diaria.

Fuente: Autor, simulación realizada en SolariusPV® versión para estudiantes.

Mientras que la cobertura energética en el primer periodo es de la siguiente manera.

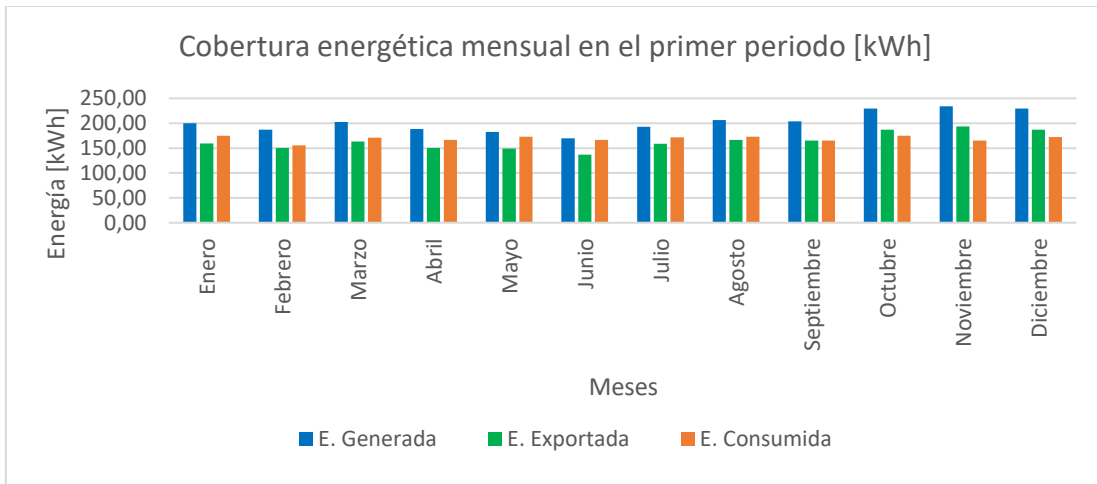


Figura 101: Cobertura energética mensual en el primer periodo.
Fuente: Autor, Simulación realizada en SolariusPV® versión para estudiante

Tabla 51: Simulación de producción de energía horaria media mensual, potencia nominal instalada 1.950 kWp,

| Energía horaria media mensual [kWh] | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 4:00 | 5:00 | 6:00 | 7:00 | 8:00 | 9:00 | 10:00 | 11:00 | 12:00 | 13:00 | 14:00 | 15:00 | 16:00 | 17:00 | 18:00 | 19:00 |
| Ene | | | | 0.29 | 0.49 | 0.69 | 0.84 | 0.92 | 0.92 | 0.84 | 0.69 | 0.49 | 0.29 | | | |
| Feb | | | | 0.29 | 0.51 | 0.71 | 0.87 | 0.96 | 0.96 | 0.87 | 0.71 | 0.51 | 0.29 | | | |
| Mar | | | | 0.28 | 0.49 | 0.70 | 0.86 | 0.94 | 0.94 | 0.86 | 0.70 | 0.49 | 0.28 | | | |
| Abr | | | | 0.26 | 0.47 | 0.67 | 0.83 | 0.91 | 0.91 | 0.83 | 0.67 | 0.47 | 0.26 | | | |
| May | | | | 0.25 | 0.46 | 0.65 | 0.81 | 0.90 | 0.90 | 0.81 | 0.65 | 0.46 | | | | |
| Jun | | | | 0.23 | 0.44 | 0.63 | 0.78 | 0.86 | 0.86 | 0.78 | 0.63 | 0.44 | | | | |
| Jul | | | | 0.26 | 0.48 | 0.69 | 0.86 | 0.95 | 0.95 | 0.86 | 0.69 | 0.48 | | | | |
| Ago | | | | 0.27 | 0.50 | 0.71 | 0.88 | 0.97 | 0.97 | 0.88 | 0.71 | 0.50 | 0.27 | | | |
| Sep | | | | 0.29 | 0.51 | 0.73 | 0.89 | 0.98 | 0.98 | 0.89 | 0.73 | 0.51 | 0.29 | | | |
| Oct | | | | 0.32 | 0.56 | 0.79 | 0.97 | 1.06 | 1.06 | 0.97 | 0.79 | 0.56 | 0.32 | | | |
| Nov | | | | 0.35 | 0.60 | 0.83 | 1.01 | 1.11 | 1.11 | 1.01 | 0.83 | 0.60 | 0.35 | | | |
| Dic | | | | 0.33 | 0.57 | 0.79 | 0.96 | 1.05 | 1.05 | 0.96 | 0.79 | 0.57 | 0.33 | | | |

Fuente: Autor, simulación realizada en SolariusPV® versión para estudiantes.

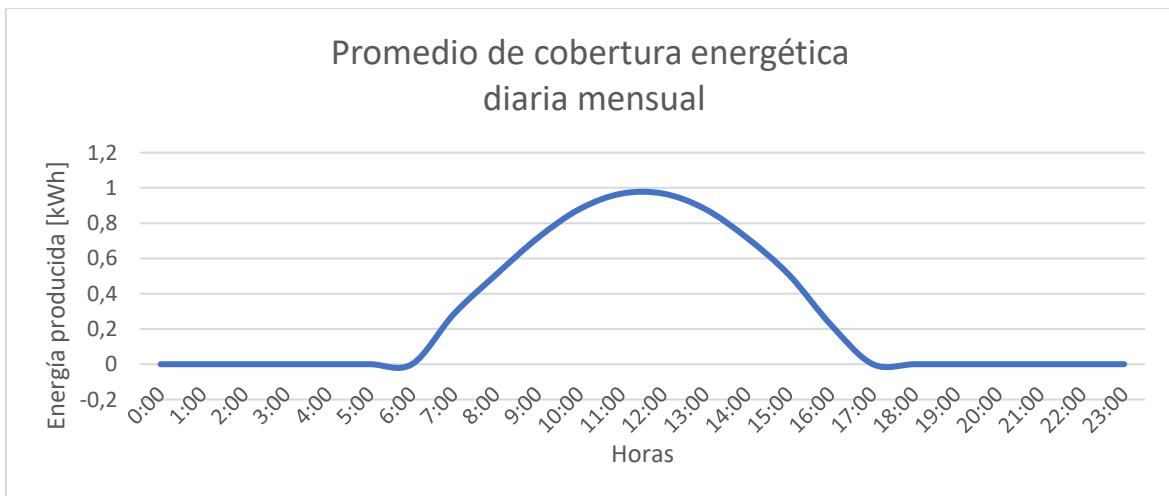


Figura 102: Promedio de cobertura energética diaria mensual a partir de Tabla 51.
Fuente: Autor, simulación realizada en SolariusPV® Versión para estudiantes.

6.11 Producción anual de energía

La producción anual de energía será considerando los puntos A, B, C, D de la Tabla 22, la eficiencia de los conductores ya obtenidos y la eficiencia del inversor empleado, obteniendo un balance del sistema general (BOS).

De (Ecuación 18) las pérdidas totales son:

$$PT. [\%] = \left\{ 100 - \left[\left(\frac{100 - 3.1 - 3}{100} \right) \cdot \left(\frac{100 - 5 - 7}{100} \right) \cdot \left(\frac{100 - 0.02}{100} \right) \cdot \left(\frac{100 - 2.5}{100} \right) \right] \cdot [100] \right\} + 0.22$$

$$PT. [\%] = 19.67 \%$$

De (Ecuación 19) el balance del sistema (BOS [%]) será:

$$BOS [\%] = 100 \% - 19.67 \%$$

$$BOS [\%] = 80.3 \%$$

Tabla 52: Producción anual de energía eléctrica.

| Producción anual de energía | | | | | |
|-----------------------------|------------|---------|-------|------|--------------------|
| Mes | P_o [kW] | HSP [h] | BOS | Días | Producción kWh/mes |
| Enero | 1.950 | 3.816 | 0.803 | 31 | 185.234 |
| Febrero | 1.950 | 4.051 | 0.803 | 28 | 177.611 |
| Marzo | 1.950 | 4.170 | 0.803 | 31 | 202.417 |
| Abril | 1.950 | 4.182 | 0.803 | 30 | 196.452 |
| Mayo | 1.950 | 4.200 | 0.803 | 31 | 203.874 |
| Junio | 1.950 | 4.053 | 0.803 | 30 | 190.392 |
| Julio | 1.950 | 4.420 | 0.803 | 31 | 214.553 |
| Agosto | 1.950 | 4.417 | 0.803 | 31 | 214.407 |
| Septiembre | 1.950 | 4.360 | 0.803 | 30 | 204.813 |
| Octubre | 1.950 | 4.502 | 0.803 | 31 | 218.533 |
| Noviembre | 1.950 | 4.597 | 0.803 | 30 | 215.946 |
| Diciembre | 1.950 | 4.287 | 0.803 | 31 | 208.097 |
| Producción anual [kWh/año] | | | | | 2432.329 |

Fuente: Autor.

6.12 Factor de planta

De (Ecuación 64) el factor de planta o factor de capacidad anual será:

$$F_p = \frac{2432.329 \text{ kWh}}{1.95 \text{ kWp} \cdot 8760 \text{ h}} \cdot (100 \%)$$

$$F_p = 14.24 \%$$

6.13 Índice de rendimiento

De (Ecuación 55) el índice de rendimiento será

$$PR = \frac{2432.329 \text{ kWh}}{1553.360 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \cdot 1.950 \text{ kW}} \cdot (100 \%)$$

$$PR = 80.30 \%$$

6.14 Estudio de factibilidad

A partir de Tabla 34 se procederá a llenar los datos respectivos y estimados. Cabe mencionar que el retorno de la inversión está directamente relacionado a los precios de los equipos, es por ello que se optara por precios directamente de fabricantes evitando intermediarios y evaluando el costo de la importación, es decir, los impuestos tributarios a cancelar.

Tabla 53: Evaluación de costos de equipos empleados.

| Evaluación de costos | | | | | | | | |
|----------------------|-------|--------|------------|---------|----------------|---------|---------|------------|
| Elem. | Cant. | C.U. | C. Tot[\$] | CIF[\$] | AD.Valorem[\$] | FODINFA | IVA[\$] | Total [\$] |
| Paneles | 6 | 79.625 | 477.75 | 151.12 | 68.80 | 3.44 | 91.23 | 792.34 |
| Inversor | 1 | 757.33 | 757.33 | 50 | 78.74 | 3.94 | 104.41 | 994.42 |
| Costo de obra | | | | | | | | 1786.76 |

Fuente: Autor.

Tabla 54: Estimación de presupuesto y factores de rentabilidad

| Presupuesto y estimación a partir de datos generales | | | | |
|--|---------|------------------------------------|----------|------------|
| Resumen instalación | | Inversión de la instalación | | |
| Producción anual [kWh] | 2438.67 | Costo de equipos [\$] | 1786.76 | |
| Potencia nom. instalada [kW] | 1.950 | Protección y Sec. [\$] | 100.00 | |
| Número de módulos | 6 | Transporte y estructura [\$] | 100.00 | |
| Número de inversores | 1 | Gastos técnicos [\$] | 200.00 | |
| --- | --- | Costo Total [\$] | 2186.76 | |
| --- | --- | Imprevistos | 5 % | 109.33 |
| --- | --- | Costo total de obra [\$] | 2296.09 | |
| Costos de operación | | | | |
| Costos extraordinarios | | | | |
| Descripción | Año | P. destinado | [\$/kWp] | Costo [\$] |
| Mantenimiento extraordinario | 10 | Valor fijo | 30.76 | 60.00 |
| Sustitución de inversor (es) | 10 | Valor fijo | 509.95 | 994.42 |
| Sustitución de baterías | N/A | N/A | | N/A |
| Costos periódicos | | | | |
| Descripción | Periodo | P. destinado | [\$/kWp] | Costo [\$] |
| Mantenimiento | 1 | Valor Fijo | 39 | 20.00 |
| Rentabilidad | | | | |
| Tarifa de alimentación | | Datos generales | | |
| Tarifa de alimentación [\$/kWh] | 0.000 | Consumo tot. Anual [kWh] | 2002 | |
| Duración de tarifa alim [años] | N/A | Tarifa exportación [\$/kWh] | 0.000 | |
| | | Tarifa de compra [\$/kWh] | 0.097 | |
| Factores de rentabilidad | | | | |
| Tasa a considerar ----- | | | | |
| Tasa de inflación anual (O&M) | 2 % | T. inflación energía anual | 1 % | |
| Tasa de descuento (<i>i</i>) | 4 % | Aumento consumo anual | 1 % | |
| Instalación ----- | | | | |
| Pérdida de eficiencia anual | 0.90 % | Duración vida útil [años] | 25 | |

Fuente: Autor.

La tarifa de compra se determinó a partir del consumo promedio mensual (166.83 kWh/mes), esta tarifa está descrita en el pliego tarifario acorde a un rango establecido de consumo.

- **Pérdida de eficiencia**

La pérdida de producción de energía anual debida a la pérdida de eficiencia del sistema será:

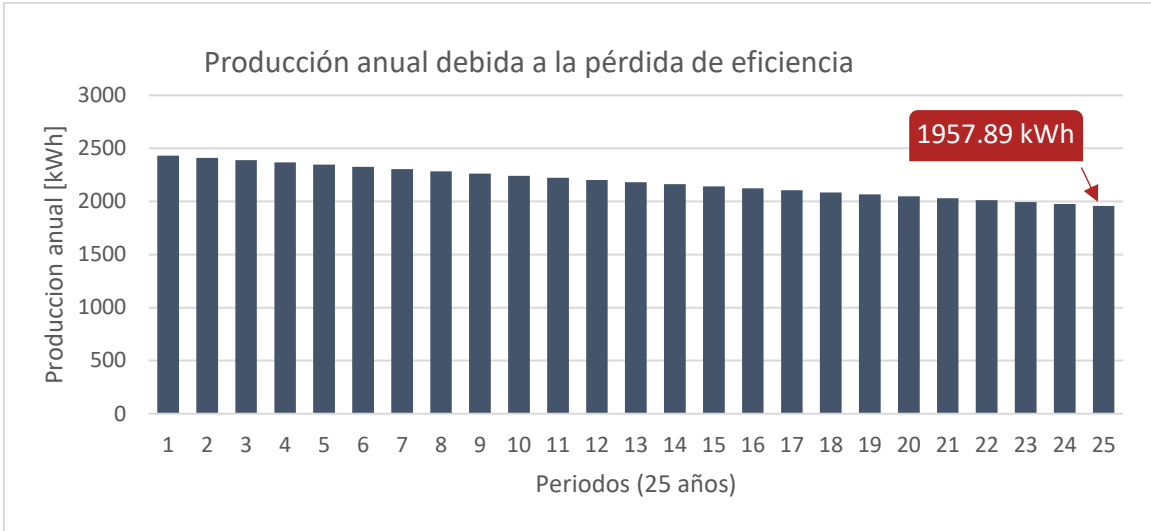


Figura 103: Producción anual debida a la pérdida de eficiencia.
Fuente: Autor.

- **Aumento de consumo anual**

El factor que se aplicara es el factor de aumento de consumo anual del 1 %.

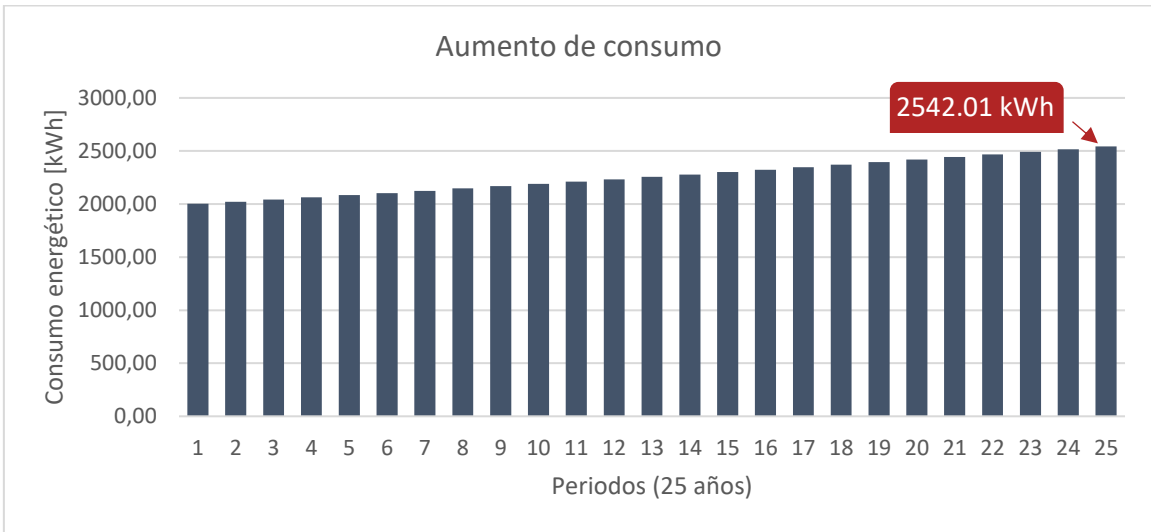


Figura 104: Aumento de consumo eléctrico.
Fuente: Autor.

- **Tasa anual de inflación de la energía**

Aplicando una tarifa de inflación de la energía del 1 % al aumento de consumo anual se obtendrá el valor monetario cancelado por el consumidor. Este grafico es representativo y sirve para conocer el gasto monetario de toda la energía consumida por la residencia anualmente.

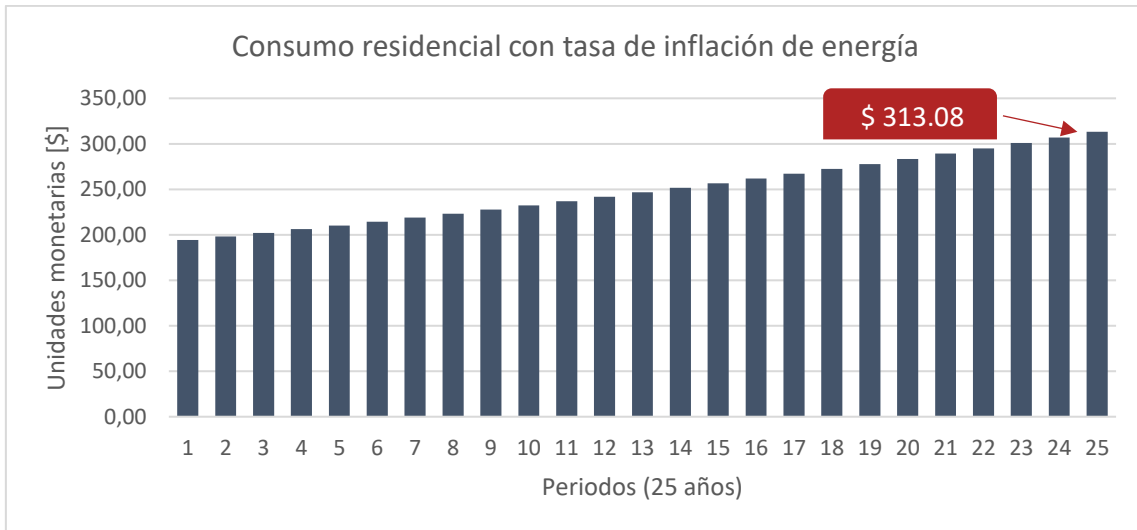


Figura 105: Consumo residencial con tasa de inflación de energía.
Fuente: Autor.

- **Inversión de la instalación**

La inversión total realizada será la siguiente:

$$\text{Costo total de obra} = C_{eq} + C_{ps} + C_{te} + C_{tec} + C_{imp} \quad (\text{Ecuación 72})$$

De (Ecuación 72) el costo total de obra será:

$$\text{Costo total de obra} = \$ 1786.76 + \$ 100 + \$ 100 + \$ 200 + \$ 109.33$$

$$\text{Costo total} = \$ 2296.09$$

- **Costos de operación y mantenimiento**

Los costos de operación involucran los costos extraordinarios y los costos periódicos. Se debe considerar de igual manera una tasa de inflación a los costos periódicos del 2 % obteniendo la siguiente gráfica:

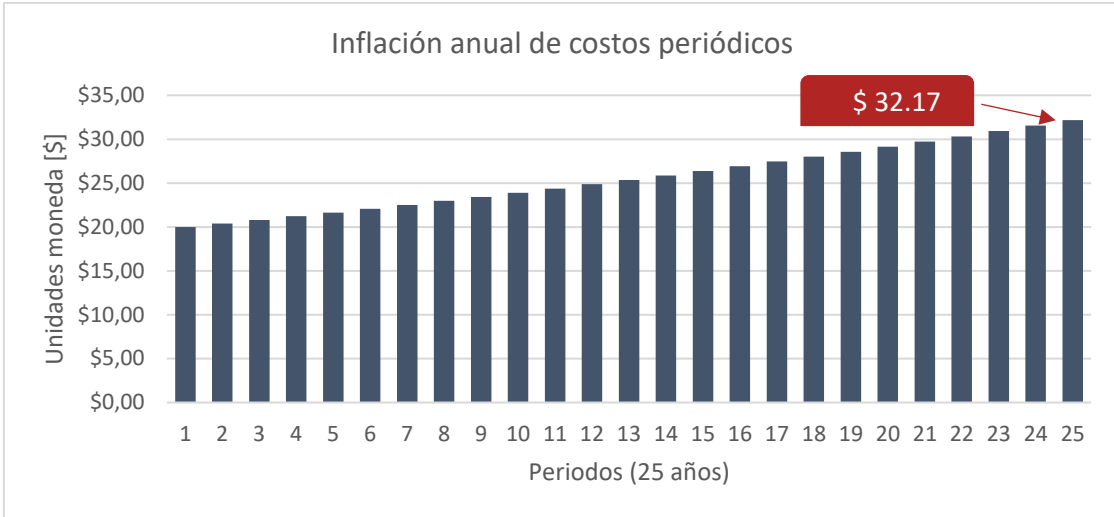


Figura 106: Inflación anual de costos periódicos.
Fuente: Autor.

- **Flujo de caja y retorno de la inversión**

Considerando todos los factores antes mencionados (degradación del sistema, costos de operación y mantenimiento e inflación monetaria de los mismos, inflación de la energía, aumento de consumo y la inversión realizada) el flujo de caja del sistema fotovoltaico en su vida útil será el siguiente:

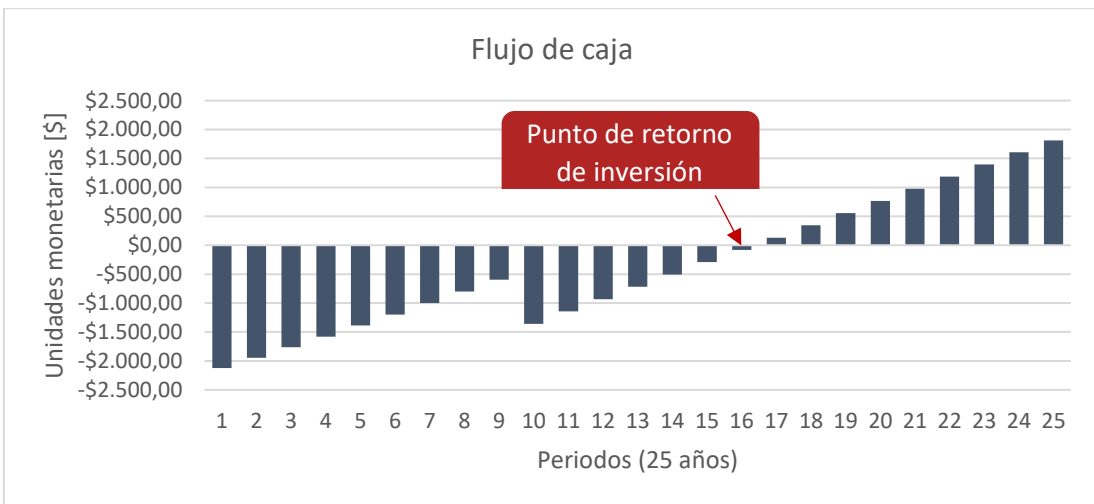


Figura 107: Flujo de caja del sistema fotovoltaico.
Fuente: Autor.

Cabe mencionar que en esta modalidad de autoconsumo bajo la regulación ARCONEL 003/18 no existe ningún tipo de comercialización monetaria entre la empresa distribuidora y el usuario, por lo que el retorno de la inversión está sujeto directamente al ahorro económico debido al consumo energético de la red.

6.15 Valor actual neto y tasa interna de retorno

De (Ecuación 62) el valor actual neto será:

El valor actual neto es de: \$ **1228.73**.

Mientras que la tasa interna de retorno obtenida a través del VAN es: 8.36 %.

6.16 Cálculo del LCOE

Empleando la (Ecuación 64) el LCOE será:

$$LCOE = \frac{\$ 2296.09 + \$ 1611.12}{54672.472 \text{ kWh}}$$

$$LCOE = \$ 0.071/\text{kWh}$$

El parámetro LCOE se lo determina considerando todos los parámetros antes descritos, inflación monetaria, degradación del sistema, operación y mantenimiento, entre otros.

6.17 Emisiones tóxicas evitadas

Las emisiones tóxicas evitadas en una vida útil de 25 años del sistema fotovoltaico con una degradación del 0.90 % anual serán:

Tabla 55: Emisiones tóxicas evitadas.

| Emisiones tóxicas evitadas | CO ₂ | CH ₄ | N ₂ O | Total |
|--|-----------------|-----------------|------------------|----------|
| E. atmosféricas específicas [kg CO ₂ e/kWh] | 0.46254 | 0.00044 | 0.00236 | 0.46534 |
| E. evitadas en un año [kg CO ₂ e] | 1125.05 | 1.07 | 5.74 | 1131.86 |
| E. evitadas en 25 años [kg CO ₂ e] | 25313.61 | 24.08 | 129.16 | 25466.85 |

Fuente: 2016 Government GHG Conversion; Factors for Company Reporting (BEIS, 2016).

6.18 Toneladas equivalentes de petróleo

Mientras que las toneladas equivalentes de petróleo serán:

Tabla 56: Toneladas equivalentes de petróleo.

| Ahorro del combustible | TOE |
|---|--------|
| Factor de conversión de electricidad a energía primaria [TOE/MWh] | 0.220 |
| TOE ahorrado en un año | 0.535 |
| TOE ahorrado en 25 años | 12.040 |

Fuente: World energy council 2007.

7 DISCUSIÓN

El presente trabajo de investigación se basó en una revisión sistemática (normas y procedimientos) sobre los distintos reglamentos existentes para sistemas fotovoltaicos, estos se los especifica el marco regulatorio en la Sección 4.7 y Sección 5.2. La revisión permitió conocer los distintos problemas e inconvenientes que se han presentado en distintos sistemas implementados. Estos problemas se los relaciona con prácticas inadecuadas como menciona (PVTRIN, 2011), la falta de conocimiento y falta de capacitación técnica que detalla (PV-MAGAZINE, 2018) que pueden ocasionar fallas en el sistema o en el peor de los casos provocar incendios en el arreglo fotovoltaico.

Por otro lado, la presente investigación ayudó a conocer las distintas configuraciones eléctricas que el proyectista puede realizar y tener una idea más generalizada sobre los elementos indispensables en estos tipos de sistemas, el mantenimiento a seguir y el nivel de seguridad que se debe considerar.

En lo que respecta al dimensionamiento y posición de estos sistemas en entornos urbanos, se observó la gran importancia que existe al seleccionar el lugar óptimo de emplazamiento, ya que el nivel de sombreado es el principal problema que se debe considerar debido a las edificaciones circundantes, antenas, torres, chimeneas, entre otras.

Analizando el caso de estudio realizado y considerando todas las variables descritas en la metodología, se observó que el retorno de inversión en estos tipos de sistemas bajo la regulación ARCONEL 003/18 no son viables si se los considera como una inversión, debido a que se obtuvo un retorno de la misma superior a los 15 años lo cual es un período muy extenso para cualquier proyecto de inversión, es por ello que se los considerará como proyectos de beneficio social. Adicional a esto, se debe detallar que, el banco de baterías no sería un punto importante, ya que si bien este banco de baterías suplirá de energía eléctrica en la residencia en horas de no generación (durante las noches) aumentará el costo del sistema fotovoltaico así como el mantenimiento periódico extraordinario debido al recambio de baterías (depende del tipo de tecnología) lo cual la relación costo beneficio sería muy cuestionable, y, cabe detallar que el Ecuador al estar ubicado geográficamente en una zona de alto potencial solar el banco de baterías no sería una opción ideal.

En lo que respecta al análisis económico cabe mencionar que muchos de los factores utilizados para este fin son valores propuestos que pueden variar a lo largo de la vida útil

del sistema, es por ello que estos valores son netamente especulativos pero necesarios para una evaluación a futuro. En este punto hay que detallar que en Ecuador, la ley orgánica de servicio público de energía eléctrica no contempla la exoneración de aranceles, impuestos y más gravámenes que afecten la importación de materiales y equipos no producidos en el país, para la instalación de sistemas destinados a la utilización de energías renovables no convencionales como la energía solar (Muñoz-Vizhñay et al., 2018).

8 CONCLUSIONES

Dentro de las energías renovables, los sistemas fotovoltaicos son una de las tecnologías más prometedoras en la actualidad debido a que son energías limpias, inagotables, fáciles de implementar, no generan residuos contaminantes, no producen contaminación auditiva, ayudan a independizarse al uso de combustibles fósiles, y principalmente contribuyen al medio ambiente mediante la reducción de las emisiones de gases tóxicos liberados en la atmosfera.

Al realizar esta investigación para la propuesta del diseño del sistema fotovoltaico se concluye lo siguiente:

- Mediante la revisión literaria de las diferentes fuentes se formuló una metodología de dimensionamiento, diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos acordes a los reglamentos existentes dentro y fuera del país, así mismo esta revisión literaria ayudo a conocer gran parte los factores influyentes que afectan a estos sistemas.
- Se concluye que una evaluación técnico-económica permite establecer la rentabilidad (retorno de la inversión) de los sistemas fotovoltaicos conectados a red eléctrica en baja tensión, no obstante, según el método actual que establece ARCONEL el tiempo de retorno de la inversión es muy amplio superior a los 15 años lo cual no se podría considerar como proyectos de inversión y serian enfocados principalmente para beneficio medioambiental ya que generalmente el tiempo óptimo de retorno de inversión en cualquier proyecto de inversión valga la redundancia es de 5 años aproximadamente.
- Los sistemas fotovoltaicos al ser un sistema flexible, pueden ser implementados en diferentes configuraciones brindando soluciones a diversos requerimientos por lo que son considerados sistemas muy versátiles y confiables.
- Los elementos de protección y seccionamiento en estos sistemas son de vital importancia, ya que alargarán la vida útil del mismo y evitaran accidentes que podrían costar viabilidad del proyecto desde el punto de vista económico.
- El mantenimiento planificado y ejecutado correctamente en estos sistemas como en cualquier otro es parte fundamental, ya que de igual manera alargará la vida útil del mismo lo que conllevará una alta disponibilidad.

9 RECOMENDACIONES

Se recomienda que:

- Al momento de seleccionar el área de emplazamiento del sistema fotovoltaico se deberá elaborar un recorrido de la trayectoria solar, ya que dentro de los entornos urbanos generalmente se está rodeado de edificaciones que podrían costar la viabilidad del proyecto. De igual manera, si se tiene a disposición, contar con el plan de ordenamiento territorial (POT) ya que las futuras edificaciones podrán presentar inconvenientes al sistema en lo que respecta al sombreado lo que ocasionará la reubicación del sistema que afectará el estudio económico por gastos técnicos.
- Se recomienda utilizar únicamente inversores configurables para establecer rangos mínimos y máximos de voltaje y frecuencia de corte de la red eléctrica.
- En inversores monofásicos 220 V de 3 hilos no conectar la toma de tierra del inversor a neutro de la red eléctrica, esto ocasionará daños irreparables al mismo.
- En los diagramas unifilares, se recomienda utilizar leyendas que especifiquen la cantidad de corriente que circula por los conductores, el nivel de tensión al cual está sometido, así como el tipo de conductor empleado y el nivel de tensión máximo permitido del mismo. Los elementos de protección y seccionamiento también deben estar debidamente referenciados.
- Utilizar en todo lo posible conductores propiamente para aplicaciones fotovoltaicas ya que estos estarán sometidos a todo tipo de condiciones climáticas, así como utilizar los conectores rápidos multicontact y emplear la herramienta adecuada para el ponchado.
- Para futuras investigaciones, se recomienda desarrollar un entorno de simulación de consumo y generación energética diaria, con ello lograr obtener valores más precisos para un análisis económico más detallado, ya que gran parte del software desarrollado para este fin tiene un costo monetario considerable.
- De igual manera, se recomienda realizar una investigación a detalle sobre cómo afecta la energía eléctrica inyectada a la red en lo que respecta a la suavización de los picos de demanda, análisis de potencias activa, reactiva, aparente, su relación al factor de potencia y distorsión armónica en diferentes sectores.

10 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (UTE), U. T. D. L. (2010). *GUIDE PRATIQUE: Installations photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution*.
- ABB. (2019). *ABB string inverters*. <https://new.abb.com/>
- Abella, A. M. (2006a). *Sistemas Fotovoltaicos*. 59.
- Abella, A. M. (2006b). SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. *Power*.
<https://doi.org/10.1117/12.616776>
- ARCONEL 002/19, Pub. L. No. ARCONEL-002/19-050/18, 38 (2019).
- Adler, F., Berardi, M., García Pedrosa, M., Monticelli, F., & Morquecho, M. (2013). *Energía solar fotovoltaica*. <http://www.mdp.edu.ar/>
- Aguirre L., Á., Hernández B., D., Ordoñez A., L., & Martínez O., L. (2016). Comparación de eficiencias de conversión de energía en celdas fotovoltaicas de silicio monocristalino, policristalino y amorfo para mediciones meteorológicas de la ciudad Santiago de Cali. *Universidad Santiago de Cali*, 9.
- ANPIER. (2019). *Anuario fotovoltaico 2019*. 75. www.anpier.org
- ARCONEL 003/18, Pub. L. No. 042/18-003/18, 41 (2018).
- ARCONEL 004/18, Pub. L. No. 043/18, 46 (2018).
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>
- ARCONEL. (2019a). *ARCONEL - BNEE*.
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/balance-nacional/>
- Balance nacional de energía eléctrica, (2019).
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/balance-nacional/>
- ARCONEL. (2019b). *Geoportal ARCONEL*.
<http://geoportal.regulacionelectrica.gob.ec/visor/index.html>
- Asolmex. (2019). *Centrales Solares en Operación - Diciembre 2018*.
<https://www.asolmex.org/es/centrales>
- AutoSolar. (2019). *Inversores Híbridos*. <https://autosolar.es/inversores-hibridos>
- BEIS. (2016). *2016 Government GHG Conversion Factors for Company Reporting*.
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/553488/2016_methodology_paper_Final_V01-00.pdf
- Bordón, S. M. (2010). *ESTUDIO Y ANÁLISIS DE UN REGULADOR DE CARGA DE BATERÍAS*. UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID.

- CEMAER. (2018). *Horas efectivas de sol*. <https://www.cemaer.org/>
- Cengel, Y. a. (2011). Transferencia de Calor y Masa Fundamentos y Aplicaciones. *Termodinamica*. <https://doi.org/10:0-8400-5444-0>
- Cengel, Y. A., & Boles, M. A. (2006). Termodinâmica. In *Termodinâmica: Física* 536.7. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Cnorte. (2019). *Glosario de Términos en Conductores*. <http://www.cnorte.com.mx/?q=glosario-de-terminos>
- CONELEC. (2008). *ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA*.
- Regulación No. CONELEC 004/11, 17 (2011). <https://www.regulacioneolica.gob.ec/regulaciones/>
- CONELEC. (2013). *PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 - 2022 - Estudio y gestión de la demanda eléctrica*. <https://www.regulacioneolica.gob.ec/>
- Cruz Carrascar, E., & De la Fuente Casal, P. (2012). *Inversores en aplicaciones fotovoltaicas*. UNIVERSIDAD DE VALLADOLID.
- De León, E. Á. (2012). *Propuesta de mantenimiento*. Universidad Tecnológica Gral. Mariano Escobedo.
- Díaz Santos, R., Gerard, H., Castro Fernández, M., & Herrera Acosta, B. (2012). *SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA, SU DISEÑO*.
- Díaz, T., & Carmona, G. (2018). *Componentes de una instalación solar fotovoltaica*. 24. <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>
- Domitilo, M. H. (2006). *Control digital para convertidor multinivel alimentado con energía solar*. Universidad de las Américas Puebla.
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). Solar Engineering of Thermal Processes: Fourth Edition. In *Solar Engineering of Thermal Processes: Fourth Edition*. <https://doi.org/10.1002/9781118671603>
- EERSSA. (2012). *Normas técnicas para el diseño de redes eléctricas urbanas y rurales*. http://www.eerssa.gob.ec/eerssa/lotaip/2017/noviembre/archivos/a3/Normas_tecnicas_para_el_diseno_de_redes_electricas_urbanas_y_rurales.pdf
- Electricaplicada. (2019). *Cables y alambres eléctricos*. <https://www.electricaplicada.com/cables-y-alambres-electricos-tipos-y-diferencias/>
- Energía Solar Fotovoltaica*. (2002). Colegio oficial de Ingenieros de Telecomunicación. <http://www.coit.es>

- EnerNaval. (2015). *Reguladores de carga solar*.
- eseficiencia. (2019). *Investigan un nuevo enfoque para el cálculo del potencial de energía solar en entornos urbanos*. <https://www.eseficiencia.es>
- Fernández, L., & Cervantes, A. (2017). *Proyecto de diseño e implementación de un sistema fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica en la Universidad Tecnológica de Altamira*. CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN MATERIALES AVANZADOS, S.C.
- Gaiddon, B. (2009). *Photovoltaics in the urban environment; Lessons Learn from Large-scale Projects* (B. Gaidon, H. Kaan, & D. Munro (Eds.)).
- García, G. V. (2017). *Geometria terrestre*.
<https://independent.academia.edu/GEOMETRIADESCRIPTIVA>
- Green, M. A., Emery, K., Hishikawa, Y., Warta, W., & Dunlop, E. (2013). Solar Cell efficiency tables (version 41); *Progress in Photovoltaics. Res and Appl.*, 21.
- Grupoelektra. (2019). *Diodos bypass y de bloqueo en paneles fotovoltaicos*.
<https://www.grupoelektra.es>
- Hayt, W. H., Kemmerly, J. E., & Durbin, S. M. (2007). *Análisis de circuitos en ingeniería* (Séptima ed). McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.
- hmsistemas. (2019). *Hora de sol pico*.
http://www.hmsistemas.es/shop/catalog/calculadora_hsp.php?osCsid=36737e9b7d2a7bf7b484764efc15ccae
- Ingenieria y construcciones SAS. (2019). *Importancia del análisis de sombras y Plan de Ordenamiento Territorial en tu proyecto de energía solar fotovoltaica*.
<https://www.hgingenieria.com.co>
- Instituto de Ingeniería Solar. (2017). *Niveles de irradiación en las principales ciudades del Ecuador*. <http://web.mit.edu/>
- Instituto de investigaciones eléctricas. (2010). *Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica*. *Iie*.
- IRENA. (2019a). *International Renewable Energy Agency*. <https://www.irena.org/>
- IRENA. (2019b). *Renewable Energy and Jobs; Annual Review 2019*.
<https://www.irena.org/publications/2019/Jun/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2019>
- Jarabo, F., Perez, C., Elortegui, N., Fernandez, J., & Macias, J. (1988). *EL LIBRO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES* (1st ed.).

- López, E., & Garzón, J. (2013). *Estudio y plan de factibilidad para entregar excedentes de energía renovable fotovoltaica de baja tensión a una empresa distribuidora*. UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA.
- Manzanares, J. L. B. (2008). *Fundamentos de la conversión fotovoltaica: la célula solar*. 13.
- Meteonorm. (2019). *Irradiación sobre el plano horizontal (7.1)*. <https://meteonorm.com/>
- MIDUVI. (2019). *NORMA ECUATORIANA DE LA CONSTRUCCIÓN*.
<https://www.habitatyvivienda.gob.ec/norma-ecuatoriana-de-la-construccion/>
- Montaje Electromecánico. (2011). *Fusibles*.
<https://sites.google.com/site/399montajelectromecanico/clases-de-servicio>
- Muñoz-Vizhñay, J. P., Rojas-Moncayo, M. V., & Barreto-Calle, C. R. (2018). Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador. *Ingenius*.
<https://doi.org/10.17163/ings.n19.2018.06>
- NEC - Energías renovables, 110 (2011).
- NEC - Instalaciones Electromecánicas, 173 (2013).
- NETO, A. F. D. C. P. (2016). *AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO*. UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO.
- PV-MAGAZINE. (2018). *Evitar incendios en las instalaciones fotovoltaicas*.
<https://www.pv-magazine-latam.com/2018/08/16/evitar-incendios-en-las-instalaciones-fotovoltaicas/>
- PVTRIN. (2011). *Catálogo de fallos comunes y prácticas inadecuadas en la instalación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos*.
http://pvtrin.eu/assets/media/PDF/Publications/project_reports/common_failures_and_improper_practices/246.6_ES.pdf
- Raúl González G., H. R. J. G. y J. L. M. (2003). *Sistemas fotovoltaicos conectados a la red*. 5.
- Regenbat. (2019). *Vida útil de la batería. La sulfatación*.
<http://www.regenbat.com/vida-regenbat-regeneracion-baterias.php>
- REN21. (2019). *RENEWABLES 2019 GLOBAL STATUS REPORT*.
<https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>
- Robles, C. A., & Rodríguez, O. Á. (2018). *Un panorama de las energías renovables en el Mundo, Latinoamérica y Colombia*. 16.
<http://www.revistaespacios.com/a18v39n34/a18v39n34p10.pdf>

- Rodríguez, J. C. S., Izquierdo, G. P., Rodríguez, C. H., Falcón, P. U., Déniz, R. G., DíazTorres, M., Pérez, D. C., Rodríguez, G. M., Fariña, J. P., & Ortin, V. S. (2008). *Energías renovables y eficiencia energética* (1st ed.). Instituto Tecnológico de Canarias, S.A.
- Rubio, A. M. (2016). *Energía solar fotovoltaica integrada en la edificación: modelizado y análisis del efecto del sombreado en la captación de irradiación*. Universidad de la Rioja.
- Saguerelectronica. (2019). *Fenomenos que envejecen una batería de plomo-acido*. <https://saguerelectronica.webnode.cl/products/fenomenos-que-envejecen-una-bateria-de-plomo-acido/>
- Salvador, S. C. (2018). *Curvas IV con la variación de temperatura*.
- Scinergy. (2019). *Mapa solar del Ecuador 2019*. <http://meteo-scinergy.epn.edu.ec/seforall>.
- (2019). *TRACKING SDG7; THE ENERGY PROGRESS REPORT*. <https://www.seforall.org/publications/tracking-sdg7>
- Sfe-solar. (2019). *Rendimiento de una batería para placas solares*. <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/equipamiento-fotovoltaico-baterias-solares-parte-ii/>
- Solano, J., Olivieri, L., & Caamano, E. (2016). HVAC systems using PV technology: Economic feasibility analysis in commercial buildings of Ecuador. *IEEE Latin America Transactions*, 14(2), 767–772. <https://doi.org/10.1109/TLA.2016.7437221>
- Solano Jiménez, J. C. (2018). *ENERGY AND ECONOMIC OPTIMIZATION OF PV HYBRID SYSTEM TO SUPPLY BUILDINGS HVAC DEMAND: BATTERY MODELING AND CONTROL STRATEGIES*. Universidad Politécnica de Madrid.
- Solarmat. (2019). *Inversor híbrido*. <http://solarmat.es>
- Soler, L. (2013). *La batería de plomo ácido para uso industrial*. <http://labateriadeplobo.blogspot.com/2013/02/gaseo-de-la-bateria.html>
- Sunearthtools. (2019). *Trayectoria Solar*. https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php#top
- SUNPOWER. (2019). *SUNPOWER*. <https://www.sunpower.fr/?comingfrom=tenesol>
- Suntech. (2011). *Manual de instalación IEC de los módulos fotovoltaicos de Suntech Power; Versión IEC 110101*. www.suntech-power.com
- TECHNOSUN. (2018). *Selección de Reguladores: PWM vs MPPT*.
- TEMIS. (2019). *Tropospheric Emission Monitoring Internet Service*. <http://www.temis.nl/uvradiation/UVindex.html>
- The World Bank. (2013). *The World Bank atlas of global development a visual guide to*

- the worlds greatest challenges* (W. B. by C. Bartholomew (Ed.); Fourth edi). HarperCollins. <https://doi.org/10.1596/978-0-8213-9757-2>
- Tobajas Vásquez, M. C. (2018). *Instalaciones solares fotovoltaicas* (C. Pina & S.L.-Ediciones Ceysa (Eds.)).
- U.S. Energy Information Administration. (2017). *International Energy Outlook 2017 (IEO2017)*. 76. <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/>
- U.S. Energy Information Administration. (2018). *International Energy Outlook 2018 (IEO2018)* (L. Capuano (Ed.); p. 21). www.eia.gov.
https://www.eia.gov/pressroom/presentations/capuano_07242018.pdf
- Ujaen. (2019). *LAS BATERIAS*. <http://www.ujaen.es>
- WORLD ENERGY COUNCIL. (2013). *World Energy Perspective Energy efficiency policies: what works and what does not*.
- Young, H., & Freedman, R. (2013). Física Universitaria. In *Física universitaria*.
<https://doi.org/10.1007/s13398-014-0173-7.2>
- Zimmer, T. (2011). Tipos de células fotovoltaicas. *Universidad de Burdeos*, 11.

11 ANEXOS

Anexo 1: Datos de irradiación diaria media mensual para las principales ciudades del país [kWh/m²/día].

| Ciudad | LAT | | LONG | | msnm | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | Prom |
|--------------------------|-------|---|--------|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Ambato | -1.28 | S | -78.63 | W | 2540 | 4.64 | 4.56 | 4.56 | 4.42 | 4.39 | 3.97 | 4.28 | 4.5 | 4.5 | 4.97 | 5 | 4.81 | 4.55 |
| Babahoyo (I. María) | -1.82 | S | -79.55 | W | 7 | 3.67 | 3.97 | 4.36 | 4.31 | 3.81 | 3.25 | 3.39 | 3.69 | 3.78 | 3.72 | 3.69 | 3.72 | 3.78 |
| Bahía de Caráquez | -0.60 | S | -80.38 | W | 3 | 3.83 | 4.14 | 4.67 | 4.53 | 4.14 | 3.31 | 3.64 | 3.94 | 3.89 | 3.92 | 4.06 | 4.17 | 4.02 |
| Baños | -1.40 | S | -78.42 | W | 843 | 4.25 | 4.28 | 3.94 | 4.11 | 4.08 | 3.61 | 3.89 | 4.11 | 4.19 | 4.75 | 4.69 | 4.5 | 4.2 |
| Boyacá | -0.57 | S | -80.18 | W | 30 | 3.33 | 3.36 | 4.36 | 3.83 | 3.67 | 3.31 | 3.56 | 3.94 | 3.81 | 4.11 | 3.94 | 3.83 | 3.75 |
| Bucay | -2.17 | S | -79.27 | W | 317 | 3.22 | 3.39 | 3.75 | 3.5 | 3.31 | 2.86 | 3.28 | 3.5 | 3.28 | 3.42 | 3.39 | 3.42 | 3.36 |
| Camposano | -1.58 | S | -80.40 | W | 120 | 3.56 | 3.86 | 4.36 | 4.31 | 4.19 | 3.53 | 4.28 | 4.11 | 4.28 | 4.64 | 4.39 | 3.89 | 4.12 |
| Cañar | -2.62 | S | -78.93 | W | 3104 | 4.47 | 4.28 | 4.36 | 4.28 | 4.56 | 4.31 | 4.92 | 4.89 | 4.58 | 4.78 | 4.83 | 4.75 | 4.58 |
| Cariamanga | -4.32 | S | -79.57 | W | 1950 | 4.28 | 4.22 | 4.36 | 4.33 | 4.64 | 4.81 | 5.08 | 5.39 | 4.67 | 5.75 | 5.33 | 4.64 | 4.79 |
| Charles Darwin | -0.73 | S | -90.30 | W | 6 | 4.69 | 5.03 | 5.39 | 5.5 | 4.53 | 4.19 | 3.64 | 3.53 | 3.69 | 4.14 | 4.36 | 4.17 | 4.41 |
| Coca | -0.45 | S | -76.98 | W | 200 | 3.83 | 4.53 | 3.53 | 4.14 | 4.14 | 3.39 | 3.83 | 3.83 | 3.78 | 4.33 | 4.25 | 4.56 | 4.01 |
| Cotopaxi | -0.62 | S | -78.57 | W | 3560 | 4.31 | 4.25 | 3.94 | 3.64 | 3.75 | 3.86 | 4.14 | 4.64 | 4 | 4.44 | 4.56 | 4.17 | 4.14 |
| Cuenca-Ricaurte | -2.85 | S | -78.95 | W | 2562 | 4.58 | 4.58 | 4.56 | 4.28 | 4.25 | 3.92 | 4.22 | 4.39 | 4.39 | 4.78 | 5.06 | 4.97 | 4.5 |
| El Puyo | -1.58 | S | -77.90 | W | 950 | 3.56 | 3.56 | 3.64 | 3.53 | 3.69 | 3.44 | 3.69 | 4 | 4 | 4.33 | 4.28 | 3.89 | 3.8 |
| Flavio Alfaro | -0.40 | S | -79.60 | W | 150 | 3.17 | 3.56 | 4.06 | 3.53 | 3.64 | 3.31 | 2.94 | 3.03 | 3.28 | 3.81 | 3.83 | 3.75 | 3.49 |
| Guayaquil | -2.20 | S | -79.88 | W | 6 | 4 | 4.17 | 4.67 | 4.58 | 4.56 | 3.86 | 4.17 | 4.5 | 4.67 | 4.56 | 4.31 | 4.44 | 4.37 |
| Guayaquil- Aeropuerto | -2.20 | S | -79.88 | W | | 3.43 | 4.41 | 3.4 | 4.35 | 4.32 | 3.59 | 4.36 | 3.63 | 5.69 | 4.16 | 3.72 | 4.61 | 4.14 |
| Hacienda Sangay | -1.70 | S | -77.90 | W | 970 | 3.47 | 3.47 | 3.75 | 3.61 | 3.69 | 3.44 | 3.61 | 4 | 4 | 4.25 | 4.08 | 3.81 | 3.77 |
| Hda. San Vicente | -0.57 | S | -80.43 | W | | 3.91 | 4.23 | 4.17 | 4.81 | 4.05 | 3.63 | 2.99 | 3.18 | 3.02 | 3.36 | 3.17 | 3.71 | 3.68 |
| Ibarra | 0.35 | N | -78.13 | W | 2228 | 4.44 | 4.42 | 4.36 | 4.36 | 4.58 | 4.36 | 4.89 | 4.97 | 4.61 | 4.72 | 4.5 | 4.5 | 4.56 |
| Inguincho | 0.25 | N | -78.40 | W | 3380 | 4.72 | 4.92 | 4.56 | 4.25 | 4.47 | 4.61 | 4.97 | 5.08 | 5 | 5.03 | 4.92 | 4.81 | 4.78 |
| Isabel María | -1.80 | S | -79.53 | W | | 3.52 | 3.83 | 4.28 | 4.33 | 3.62 | 3.11 | 3.08 | 3.41 | 3.55 | 3.19 | 3.24 | 3.36 | 3.54 |
| Izobamba | -0.37 | S | -78.55 | W | 3058 | 4.23 | 4.11 | 4.06 | 3.75 | 4.11 | 4.05 | 4.21 | 4.45 | 4.47 | 4.16 | 4.17 | 4.21 | 4 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------|-------|---|--------|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Jama | -0.20 | S | -80.27 | W | 5 | 3.61 | 3.64 | 4.36 | 3.83 | 3.75 | 2.94 | 4.72 | 3.44 | 3.5 | 4.03 | 3.94 | 4 | 3.8 |
| Julcuy | -1.47 | S | -80.62 | W | 230 | 3.56 | 3.78 | 4.25 | 4.11 | 4.08 | 3.44 | 4.28 | 4.92 | 4.5 | 4.33 | 4 | 4.11 | 4.15 |
| La Clementina | -1.67 | S | -79.35 | W | 20 | 3.78 | 3.78 | 4.06 | 4.11 | 3.61 | 3.06 | 3.31 | 3.39 | 3.5 | 4 | 3.58 | 3.81 | 3.63 |
| La Concordia | 0.10 | N | -79.42 | W | 300 | 3.5 | 3.83 | 4.14 | 4.06 | 3.94 | 3.33 | 3.69 | 3.56 | 3 | 3.47 | 3.39 | 3.33 | 3.64 |
| La Naranja | -1.37 | S | -80.47 | W | 528 | 3.28 | 3.47 | 3.83 | 3.83 | 3.69 | 3.17 | 3.5 | 4 | 3.78 | 3.92 | 3.67 | 3.5 | 3.62 |
| La Naranja-Jipijapa | -1.37 | S | -80.47 | W | | 2.89 | 3.17 | 3.48 | 3.69 | 3.39 | 3.03 | 3.17 | 4 | 3.67 | 3.44 | 3.17 | 2.98 | 3.31 |
| Latacunga | -0.92 | S | -78.62 | W | 2785 | 4.53 | 4.25 | 4.36 | 4.03 | 4.31 | 4 | 4.53 | 4.61 | 4.5 | 4.64 | 4.58 | 4.58 | 4.42 |
| Loja | -4.00 | S | -79.20 | W | 2135 | 4.06 | 4.22 | 4.17 | 4.06 | 4 | 3.86 | 4.25 | 4.33 | 4.36 | 4.69 | 4.89 | 4.61 | 4.31 |
| Macara | -4.38 | S | -79.28 | W | 430 | 4.22 | 4.11 | 4.25 | 4 | 4.31 | 4 | 5.06 | 5.19 | 5.06 | 5.22 | 5.08 | 4.61 | 4.6 |
| Macas | -2.30 | S | -78.10 | W | 1070 | 4.17 | 4.17 | 4 | 3.92 | 4.28 | 3.5 | 3.78 | 3.69 | 4.17 | 4.36 | 4.72 | 4.22 | 4.09 |
| Machala | -3.27 | S | -79.95 | W | 6 | 4.42 | 5 | 5 | 4.56 | 4.78 | 4 | 3.72 | 4.17 | 3.78 | 3.86 | 3.83 | 4.69 | 4.3 |
| Malchingui | 0.07 | N | -78.33 | W | 2900 | 5 | 4.61 | 4.78 | 4.75 | 4.78 | 4.44 | 5.19 | 5.08 | 4.78 | 4.92 | 4.81 | 4.78 | 4.8 |
| Manta | -0.95 | S | -80.70 | W | 6 | 4.33 | 4.44 | 4.78 | 4.81 | 4.5 | 4 | 4.31 | 4.33 | 4.39 | 4.03 | 4.28 | 4.47 | 4.39 |
| Milagro | -2.15 | S | -79.60 | W | 13 | 3.69 | 3.97 | 4.36 | 4.39 | 3.89 | 3.22 | 3.47 | 3.69 | 3.78 | 3.83 | 3.81 | 3.94 | 3.84 |
| Mutile | 0.08 | N | -79.65 | W | 25 | 3.31 | 3.92 | 4.03 | 4.56 | 4.28 | 3.53 | 4.19 | 3.97 | 3.69 | 4.08 | 3.31 | 3.5 | 3.86 |
| Napo-San Vicente | -0.57 | S | -80.43 | W | 5 | 4.11 | 4.72 | 4.47 | 4.72 | 4.25 | 3.47 | 3.56 | 3.64 | 3.39 | 3.81 | 3.75 | 4.17 | 4 |
| Nuevo Rocafuerte | -0.92 | S | -75.40 | W | 265 | 4.72 | 4.56 | 4.06 | 3.92 | 4.03 | 3.72 | 4.22 | 4.33 | 4.69 | 4.64 | 4.58 | 4.47 | 4.33 |
| Olmedo | 0.13 | N | -89.62 | W | 6 | 5.06 | 4.89 | 4.67 | 4.56 | 4.89 | 4.94 | 5.42 | 5.39 | 5 | 5 | 5 | 4.47 | 4.94 |
| Olmedo Manabí | -1.38 | S | -80.22 | W | 60 | 3.36 | 3.97 | 3.64 | 3.53 | 3.61 | 3.17 | 3.69 | 4.42 | 3.89 | 3.83 | 3.56 | 4.31 | 3.75 |
| Pasaje | -3.32 | S | -79.93 | W | 6 | 3.64 | 3.81 | 4.25 | 4.08 | 3.72 | 3.19 | 3.44 | 3.36 | 3.28 | 3.33 | 3.42 | 3.56 | 3.59 |
| Pedernales | -0.07 | S | -80.07 | W | 10 | 3.69 | 3.83 | 4.89 | 4.08 | 3.75 | 3.5 | 3.47 | 3.44 | 3.61 | 3.92 | 3.83 | 3.44 | 3.79 |
| Pichilingue | -1.10 | S | -79.48 | W | 93 | 3.56 | 3.86 | 4.36 | 4.11 | 3.83 | 3.19 | 3.44 | 3.61 | 3.58 | 3.72 | 3.56 | 3.67 | 3.71 |
| Pisayambo | -1.07 | S | -78.42 | W | 3615 | 3.64 | 3.86 | 3.94 | 3.92 | 3.92 | 3.56 | 3.83 | 3.92 | 4 | 4.33 | 4.36 | 4.17 | 3.95 |
| Portoviejo | -1.07 | S | -80.33 | W | 44 | 3.64 | 3.86 | 4.47 | 4.42 | 4.22 | 3.47 | 4.5 | 4.22 | 4.39 | 4.33 | 4.17 | 4.17 | 4.16 |
| Puerto Baquerizo | -0.90 | S | -89.78 | W | 10 | 4.96 | 5.68 | 6.44 | 6.21 | 5.97 | 5.25 | 4.91 | 4.88 | 4.68 | 4.81 | 4.88 | 4.86 | 5.31 |
| Puerto Bolívar | -3.35 | S | -80.00 | W | 6 | 4.42 | 4.81 | 5 | 4.56 | 4.78 | 4 | 3.72 | 4.17 | 3.78 | 3.86 | 3.83 | 4.69 | 4.3 |
| Puerto Ila | -0.38 | S | -79.55 | W | 260 | 3.44 | 3.64 | 4.06 | 3.83 | 3.56 | 3.11 | 3.36 | 3.44 | 3.39 | 3.5 | 3.44 | 3.36 | 3.51 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------|-------|---|--------|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Puerto López | -1.57 | S | -80.80 | W | 6 | 4.25 | 4.56 | 5 | 4.69 | 4.28 | 3.08 | 3.22 | 3.42 | 3.08 | 3.31 | 3.67 | 3.89 | 3.87 |
| Quinindé | -0.33 | S | -79.47 | W | 95 | 3.5 | 3.72 | 4.14 | 3.86 | 3.47 | 3.42 | 3.47 | 3.64 | 3.39 | 3.81 | 4.03 | 3.53 | 3.66 |
| Quito | -0.13 | S | -78.48 | W | 2812 | 4.94 | 4.64 | 4.78 | 4.53 | 4.83 | 4.69 | 5.53 | 5.47 | 4.89 | 5.25 | 5.14 | 5.14 | 4.99 |
| Riobamba | -1.67 | S | -78.63 | W | 2754 | 4.44 | 4.56 | 4.36 | 4.22 | 4.39 | 4.06 | 4.47 | 4.61 | 4.5 | 4.75 | 4.61 | 4.72 | 4.47 |
| Rumipamba | -1.02 | S | -78.58 | W | 2628 | 4.72 | 4.56 | 4.56 | 4.22 | 4.61 | 4.28 | 4.5 | 4.72 | 4.69 | 4.64 | 4.89 | 4.86 | 4.6 |
| Salinas | -2.18 | S | -80.98 | W | 6 | 4.67 | 5.17 | 5.19 | 5.17 | 4.92 | 4.03 | 3.67 | 3.69 | 3.39 | 3.53 | 4 | 4.86 | 4.36 |
| Salinas-La Puntilla | -2.20 | S | -81.02 | W | | 4.14 | 5.02 | 4.79 | 5.41 | 4.53 | 3.8 | 2.79 | 2.83 | 3.02 | 2.81 | 3.25 | 4.62 | 3.92 |
| San Carlos | -2.28 | S | -79.42 | W | 35 | 3.5 | 3.58 | 4.06 | 3.92 | 3.58 | 3.06 | 3.28 | 3.39 | 3.39 | 3.53 | 3.5 | 3.72 | 3.54 |
| San Cristóbal | -0.90 | S | -89.62 | W | 6 | 4.72 | 5.44 | 5.92 | 5.58 | 5.5 | 4.92 | 4.89 | 4.83 | 4.58 | 4.86 | 4.97 | 4.86 | 5.09 |
| San Juan-La Mana | -0.95 | S | -79.32 | W | 223 | 3.28 | 3.47 | 3.83 | 3.64 | 3.33 | 3 | 3.22 | 3.42 | 3.39 | 3.5 | 3.44 | 3.39 | 3.41 |
| San Lorenzo | 1.28 | N | -78.85 | W | 5 | 3.64 | 4 | 4.44 | 4.28 | 4 | 3.56 | 3.83 | 3.78 | 3.81 | 3.89 | 3.67 | 3.47 | 3.86 |
| San Simón | -1.65 | S | -78.98 | W | 2600 | 4.14 | 4.06 | 4.36 | 4.11 | 4.28 | 4.17 | 4.89 | 5 | 4.58 | 4.75 | 4.58 | 4.61 | 4.46 |
| Santa Isabel | -3.33 | S | -79.33 | W | 1598 | 3.92 | 3.92 | 4.06 | 3.89 | 4 | 4.06 | 4.58 | 4.64 | 4.47 | 4.78 | 4.89 | 4.5 | 4.31 |
| Santa Rosa | -3.43 | S | -79.97 | W | | 2.77 | 3.04 | 3.77 | 4.03 | 3.69 | 2.94 | 3.13 | 3.06 | 2.85 | 2.79 | 2.64 | 3.46 | 3.18 |
| Santo Domingo | 0.23 | S | -79.27 | W | 600 | 3.14 | 3.5 | 3.83 | 3.75 | 3.5 | 3.11 | 3.47 | 3.5 | 3.39 | 3.5 | 3.33 | 3.25 | 3.44 |
| Tabacundo | 0.05 | N | -78.22 | W | 2876 | 4.64 | 4.5 | 4.56 | 4.56 | 4.58 | 4.17 | 4.72 | 4.89 | 5 | 4.42 | 4.19 | 4.5 | 4.56 |
| Taura | -2.33 | S | -79.82 | W | 17 | 3.5 | 3.78 | 4.17 | 4 | 3.78 | 3.22 | 3.58 | 3.89 | 3.69 | 3.72 | 3.81 | 3.42 | 3.71 |
| Tiputini | -0.75 | S | -75.53 | W | 220 | 4.53 | 4.33 | 4.17 | 3.83 | 3.94 | 3.64 | 3.92 | 4.53 | 4.58 | 4.69 | 4.56 | 4.47 | 4.27 |
| Tulcán | -0.82 | S | -77.70 | W | 2950 | 4.06 | 4.11 | 4.14 | 3.86 | 4.17 | 3.92 | 4.31 | 4.39 | 4.19 | 4.31 | 4.19 | 4 | 4.14 |

Fuente: Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts.

Anexo 2: Factores de corrección en función del ángulo de inclinación y latitud.

| Latitud 2° | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Incli | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | Prom |
| 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 5 | 1.02 | 1.01 | 1 | 0.98 | 0.97 | 0.96 | 0.97 | 0.98 | 1 | 1.01 | 1.01 | 1.03 | 1 |
| 10 | 1.04 | 1.02 | 0.99 | 0.96 | 0.93 | 0.92 | 0.93 | 0.96 | 0.99 | 1.02 | 1.04 | 1.05 | 0.99 |
| 15 | 1.05 | 1.02 | 0.98 | 0.93 | 0.89 | 0.87 | 0.89 | 0.93 | 0.98 | 1.02 | 1.05 | 1.06 | 0.97 |
| 20 | 1.05 | 1.01 | 0.96 | 0.89 | 0.84 | 0.82 | 0.84 | 0.89 | 0.96 | 1.02 | 1.06 | 1.07 | 0.95 |
| 25 | 1.04 | 1 | 0.93 | 0.85 | 0.79 | 0.76 | 0.78 | 0.84 | 0.93 | 1.01 | 1.06 | 1.07 | 0.92 |
| 30 | 1.03 | 0.98 | 0.9 | 0.8 | 0.73 | 0.69 | 0.72 | 0.8 | 0.89 | 0.99 | 1.05 | 1.06 | 0.89 |
| 35 | 1.02 | 0.95 | 0.86 | 0.75 | 0.66 | 0.62 | 0.65 | 0.74 | 0.85 | 0.96 | 1.03 | 1.05 | 0.85 |
| 40 | 0.99 | 0.92 | 0.81 | 0.69 | 0.59 | 0.55 | 0.58 | 0.68 | 0.81 | 0.93 | 1.01 | 1.03 | 0.8 |
| 45 | 0.96 | 0.88 | 0.77 | 0.63 | 0.52 | 0.47 | 0.51 | 0.62 | 0.75 | 0.89 | 0.98 | 1 | 0.75 |
| 50 | 0.93 | 0.84 | 0.71 | 0.57 | 0.45 | 0.39 | 0.43 | 0.55 | 0.7 | 0.84 | 0.94 | 0.97 | 0.69 |
| 55 | 0.89 | 0.79 | 0.65 | 0.5 | 0.37 | 0.31 | 0.35 | 0.48 | 0.64 | 0.79 | 0.9 | 0.93 | 0.63 |
| 60 | 0.84 | 0.74 | 0.59 | 0.42 | 0.29 | 0.23 | 0.27 | 0.4 | 0.57 | 0.74 | 0.85 | 0.88 | 0.57 |
| 65 | 0.79 | 0.68 | 0.53 | 0.35 | 0.2 | 0.14 | 0.19 | 0.32 | 0.5 | 0.68 | 0.8 | 0.84 | 0.5 |
| 70 | 0.73 | 0.62 | 0.46 | 0.27 | 0.13 | 0.12 | 0.11 | 0.24 | 0.43 | 0.61 | 0.74 | 0.78 | 0.44 |
| 75 | 0.67 | 0.56 | 0.39 | 0.19 | 0.12 | 0.11 | 0.11 | 0.16 | 0.36 | 0.57 | 0.68 | 0.72 | 0.39 |
| 80 | 0.61 | 0.49 | 0.31 | 0.13 | 0.11 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.28 | 0.47 | 0.61 | 0.66 | 0.33 |
| 85 | 0.54 | 0.42 | 0.24 | 0.12 | 0.11 | 0.1 | 0.09 | 0.09 | 0.2 | 0.4 | 0.54 | 0.59 | 0.29 |
| 90 | 0.47 | 0.35 | 0.16 | 0.11 | 0.1 | 0.09 | 0.08 | 0.08 | 0.12 | 0.32 | 0.47 | 0.52 | 0.24 |
| Latitud 1° | | | | | | | | | | | | | |
| Incli | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | Prom |
| 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 5 | 1.02 | 1.01 | 1 | 0.98 | 0.97 | 0.96 | 0.97 | 0.98 | 1 | 1.01 | 1.02 | 1.03 | 1 |
| 10 | 1.03 | 1.02 | 0.99 | 0.96 | 0.93 | 0.92 | 0.93 | 0.96 | 0.99 | 1.02 | 1.04 | 1.04 | 0.99 |
| 15 | 1.04 | 1.01 | 0.97 | 0.93 | 0.89 | 0.87 | 0.88 | 0.92 | 0.97 | 1.02 | 1.05 | 1.06 | 0.97 |
| 20 | 1.04 | 1.01 | 0.95 | 0.89 | 0.84 | 0.81 | 0.83 | 0.88 | 0.95 | 1.01 | 1.05 | 1.06 | 0.94 |
| 25 | 1.04 | 0.99 | 0.92 | 0.85 | 0.78 | 0.75 | 0.77 | 0.84 | 0.92 | 1 | 1.05 | 1.06 | 0.91 |
| 30 | 1.03 | 0.97 | 0.89 | 0.8 | 0.72 | 0.69 | 0.71 | 0.79 | 0.89 | 0.98 | 1.04 | 1.05 | 0.88 |
| 35 | 1.01 | 0.95 | 0.85 | 0.74 | 0.65 | 0.62 | 0.65 | 0.73 | 0.84 | 0.95 | 1.02 | 1.04 | 0.84 |
| 40 | 0.98 | 0.91 | 0.81 | 0.67 | 0.58 | 0.54 | 0.57 | 0.67 | 0.8 | 0.92 | 1 | 1.02 | 0.79 |
| 45 | 0.95 | 0.87 | 0.76 | 0.62 | 0.51 | 0.46 | 0.5 | 0.61 | 0.74 | 0.88 | 0.97 | 0.99 | 0.74 |
| 50 | 0.92 | 0.83 | 0.7 | 0.56 | 0.43 | 0.38 | 0.42 | 0.54 | 0.69 | 0.83 | 0.93 | 0.96 | 0.68 |
| 55 | 0.88 | 0.78 | 0.64 | 0.49 | 0.35 | 0.3 | 0.34 | 0.46 | 0.63 | 0.78 | 0.89 | 0.92 | 0.62 |
| 60 | 0.83 | 0.73 | 0.58 | 0.41 | 0.27 | 0.21 | 0.26 | 0.39 | 0.56 | 0.73 | 0.84 | 0.87 | 0.56 |
| 65 | 0.78 | 0.67 | 0.51 | 0.34 | 0.19 | 0.13 | 0.17 | 0.31 | 0.49 | 0.66 | 0.79 | 0.82 | 0.49 |
| 70 | 0.72 | 0.61 | 0.45 | 0.26 | 0.13 | 0.12 | 0.11 | 0.23 | 0.42 | 0.6 | 0.73 | 0.77 | 0.43 |
| 75 | 0.66 | 0.55 | 0.37 | 0.18 | 0.12 | 0.11 | 0.11 | 0.15 | 0.34 | 0.53 | 0.67 | 0.71 | 0.38 |
| 80 | 0.6 | 0.48 | 0.3 | 0.13 | 0.11 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.26 | 0.46 | 0.6 | 0.64 | 0.32 |
| 85 | 0.53 | 0.41 | 0.23 | 0.12 | 0.11 | 0.1 | 0.09 | 0.09 | 0.19 | 0.39 | 0.53 | 0.58 | 0.28 |
| 90 | 0.46 | 0.34 | 0.15 | 0.11 | 0.1 | 0.09 | 0.08 | 0.08 | 0.11 | 0.31 | 0.46 | 0.51 | 0.23 |

| Latitud 0° | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|
| Incli | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | Prom |
| 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 5 | 1.02 | 1.01 | 1 | 0.98 | 0.97 | 0.96 | 0.97 | 0.98 | 1 | 1.01 | 1.02 | 1.02 | 1 |
| 10 | 1.03 | 1.01 | 0.99 | 0.96 | 0.93 | 0.92 | 0.93 | 0.95 | 0.99 | 1.02 | 1.04 | 1.04 | 0.98 |
| 15 | 1.04 | 1.01 | 0.97 | 0.92 | 0.88 | 0.87 | 0.88 | 0.92 | 0.97 | 1.02 | 1.05 | 1.05 | 0.97 |
| 20 | 1.04 | 1 | 0.95 | 0.88 | 0.83 | 0.81 | 0.83 | 0.88 | 0.95 | 1.01 | 1.05 | 1.06 | 0.94 |
| 25 | 1.03 | 0.99 | 0.92 | 0.84 | 0.77 | 0.75 | 0.77 | 0.83 | 0.92 | 0.99 | 1.04 | 1.06 | 0.91 |
| 30 | 1.02 | 0.97 | 0.88 | 0.79 | 0.71 | 0.68 | 0.7 | 0.78 | 0.88 | 0.97 | 1.03 | 1.05 | 0.87 |
| 35 | 1 | 0.94 | 0.84 | 0.74 | 0.64 | 0.61 | 0.64 | 0.72 | 0.84 | 0.94 | 1.02 | 1.03 | 0.83 |
| 40 | 0.98 | 0.9 | 0.8 | 0.68 | 0.57 | 0.53 | 0.56 | 0.66 | 0.79 | 0.91 | 0.99 | 1.01 | 0.78 |
| 45 | 0.95 | 0.87 | 0.75 | 0.61 | 0.5 | 0.45 | 0.49 | 0.59 | 0.73 | 0.87 | 0.96 | 0.98 | 0.73 |
| 50 | 0.91 | 0.82 | 0.69 | 0.54 | 0.42 | 0.37 | 0.41 | 0.52 | 0.68 | 0.82 | 0.92 | 0.95 | 0.67 |
| 55 | 0.87 | 0.77 | 0.63 | 0.47 | 0.34 | 0.28 | 0.33 | 0.45 | 0.61 | 0.77 | 0.88 | 0.91 | 0.61 |
| 60 | 0.82 | 0.72 | 0.57 | 0.4 | 0.26 | 0.2 | 0.24 | 0.37 | 0.55 | 0.71 | 0.83 | 0.86 | 0.54 |
| 65 | 0.77 | 0.66 | 0.5 | 0.32 | 0.18 | 0.13 | 0.16 | 0.3 | 0.48 | 0.65 | 0.77 | 0.81 | 0.48 |
| 70 | 0.71 | 0.6 | 0.43 | 0.25 | 0.13 | 0.12 | 0.11 | 0.22 | 0.4 | 0.59 | 0.72 | 0.75 | 0.42 |
| 75 | 0.65 | 0.53 | 0.36 | 0.17 | 0.12 | 0.11 | 0.11 | 0.13 | 0.33 | 0.52 | 0.65 | 0.69 | 0.36 |
| 80 | 0.58 | 0.47 | 0.29 | 0.13 | 0.12 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.25 | 0.45 | 0.58 | 0.63 | 0.32 |
| 85 | 0.52 | 0.4 | 0.21 | 0.12 | 0.11 | 0.1 | 0.09 | 0.09 | 0.17 | 0.37 | 0.51 | 0.56 | 0.27 |
| 90 | 0.45 | 0.32 | 0.14 | 0.11 | 0.1 | 0.09 | 0.08 | 0.08 | 0.09 | 0.29 | 0.44 | 0.49 | 0.22 |
| Latitud -1° | | | | | | | | | | | | | |
| Incli | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | Prom |
| 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 5 | 0.97 | 0.98 | 1 | 1.01 | 1.02 | 1.03 | 1.02 | 1.01 | 1 | 0.98 | 0.97 | 0.96 | 1 |
| 10 | 0.93 | 0.96 | 0.99 | 1.02 | 1.04 | 1.04 | 1.03 | 1.02 | 0.99 | 0.96 | 0.93 | 0.92 | 0.99 |
| 15 | 0.88 | 0.92 | 0.97 | 1.02 | 1.05 | 1.06 | 1.04 | 1.01 | 0.97 | 0.93 | 0.89 | 0.87 | 0.97 |
| 20 | 0.83 | 0.88 | 0.95 | 1.01 | 1.05 | 1.06 | 1.04 | 1.01 | 0.95 | 0.89 | 0.84 | 0.81 | 0.94 |
| 25 | 0.77 | 0.84 | 0.92 | 1 | 1.05 | 1.06 | 1.04 | 0.99 | 0.92 | 0.85 | 0.78 | 0.75 | 0.91 |
| 30 | 0.71 | 0.79 | 0.89 | 0.98 | 1.04 | 1.05 | 1.03 | 0.97 | 0.89 | 0.8 | 0.72 | 0.69 | 0.88 |
| 35 | 0.65 | 0.73 | 0.84 | 0.95 | 1.02 | 1.04 | 1.01 | 0.95 | 0.85 | 0.74 | 0.65 | 0.62 | 0.84 |
| 40 | 0.57 | 0.67 | 0.8 | 0.92 | 1 | 1.02 | 0.98 | 0.91 | 0.81 | 0.67 | 0.58 | 0.54 | 0.79 |
| 45 | 0.5 | 0.61 | 0.74 | 0.88 | 0.97 | 0.99 | 0.95 | 0.87 | 0.76 | 0.62 | 0.51 | 0.46 | 0.74 |
| 50 | 0.42 | 0.54 | 0.69 | 0.83 | 0.93 | 0.96 | 0.92 | 0.83 | 0.7 | 0.56 | 0.43 | 0.38 | 0.68 |
| 55 | 0.34 | 0.46 | 0.63 | 0.78 | 0.89 | 0.92 | 0.88 | 0.78 | 0.64 | 0.49 | 0.35 | 0.3 | 0.62 |
| 60 | 0.26 | 0.39 | 0.56 | 0.73 | 0.84 | 0.87 | 0.83 | 0.73 | 0.58 | 0.41 | 0.27 | 0.21 | 0.56 |
| 65 | 0.17 | 0.31 | 0.49 | 0.66 | 0.79 | 0.82 | 0.78 | 0.67 | 0.51 | 0.34 | 0.19 | 0.13 | 0.49 |
| 70 | 0.11 | 0.23 | 0.42 | 0.6 | 0.73 | 0.77 | 0.72 | 0.61 | 0.45 | 0.26 | 0.13 | 0.12 | 0.43 |
| 75 | 0.11 | 0.15 | 0.34 | 0.53 | 0.67 | 0.71 | 0.66 | 0.55 | 0.37 | 0.18 | 0.12 | 0.11 | 0.38 |
| 80 | 0.1 | 0.1 | 0.26 | 0.46 | 0.6 | 0.64 | 0.6 | 0.48 | 0.3 | 0.13 | 0.11 | 0.1 | 0.32 |
| 85 | 0.09 | 0.09 | 0.19 | 0.39 | 0.53 | 0.58 | 0.53 | 0.41 | 0.23 | 0.12 | 0.11 | 0.1 | 0.28 |
| 90 | 0.08 | 0.08 | 0.11 | 0.31 | 0.46 | 0.51 | 0.46 | 0.34 | 0.15 | 0.11 | 0.1 | 0.09 | 0.23 |

| Latitud -2° | | | | | | | | | | | | | |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Incli | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | Prom |
| 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 5 | 0.97 | 0.98 | 1 | 1.01 | 1.01 | 1.03 | 1.02 | 1.01 | 1 | 0.98 | 0.97 | 0.96 | 1 |
| 10 | 0.93 | 0.96 | 0.99 | 1.02 | 1.04 | 1.05 | 1.04 | 1.02 | 0.99 | 0.96 | 0.93 | 0.92 | 0.99 |
| 15 | 0.89 | 0.93 | 0.98 | 1.02 | 1.05 | 1.06 | 1.05 | 1.02 | 0.98 | 0.93 | 0.89 | 0.87 | 0.97 |
| 20 | 0.84 | 0.89 | 0.96 | 1.02 | 1.06 | 1.07 | 1.05 | 1.01 | 0.96 | 0.89 | 0.84 | 0.82 | 0.95 |
| 25 | 0.78 | 0.84 | 0.93 | 1.01 | 1.06 | 1.07 | 1.04 | 1 | 0.93 | 0.85 | 0.79 | 0.76 | 0.92 |
| 30 | 0.72 | 0.8 | 0.89 | 0.99 | 1.05 | 1.06 | 1.03 | 0.98 | 0.9 | 0.8 | 0.73 | 0.69 | 0.89 |
| 35 | 0.65 | 0.74 | 0.85 | 0.96 | 1.03 | 1.05 | 1.02 | 0.95 | 0.86 | 0.75 | 0.66 | 0.62 | 0.85 |
| 40 | 0.58 | 0.68 | 0.81 | 0.93 | 1.01 | 1.03 | 0.99 | 0.92 | 0.81 | 0.69 | 0.59 | 0.55 | 0.8 |
| 45 | 0.51 | 0.62 | 0.75 | 0.89 | 0.98 | 1 | 0.96 | 0.88 | 0.77 | 0.63 | 0.52 | 0.47 | 0.75 |
| 50 | 0.43 | 0.55 | 0.7 | 0.84 | 0.94 | 0.97 | 0.93 | 0.84 | 0.71 | 0.57 | 0.45 | 0.39 | 0.69 |
| 55 | 0.35 | 0.48 | 0.64 | 0.79 | 0.9 | 0.93 | 0.89 | 0.79 | 0.65 | 0.5 | 0.37 | 0.31 | 0.63 |
| 60 | 0.27 | 0.4 | 0.57 | 0.74 | 0.85 | 0.88 | 0.84 | 0.74 | 0.59 | 0.42 | 0.29 | 0.23 | 0.57 |
| 65 | 0.19 | 0.32 | 0.5 | 0.68 | 0.8 | 0.84 | 0.79 | 0.68 | 0.53 | 0.35 | 0.2 | 0.14 | 0.5 |
| 70 | 0.11 | 0.24 | 0.43 | 0.61 | 0.74 | 0.78 | 0.73 | 0.62 | 0.46 | 0.27 | 0.13 | 0.12 | 0.44 |
| 75 | 0.11 | 0.16 | 0.36 | 0.57 | 0.68 | 0.72 | 0.67 | 0.56 | 0.39 | 0.19 | 0.12 | 0.11 | 0.39 |
| 80 | 0.1 | 0.1 | 0.28 | 0.47 | 0.61 | 0.66 | 0.61 | 0.49 | 0.31 | 0.13 | 0.11 | 0.1 | 0.33 |
| 85 | 0.09 | 0.09 | 0.2 | 0.4 | 0.54 | 0.59 | 0.54 | 0.42 | 0.24 | 0.12 | 0.11 | 0.1 | 0.29 |
| 90 | 0.08 | 0.08 | 0.12 | 0.32 | 0.47 | 0.52 | 0.47 | 0.35 | 0.16 | 0.11 | 0.1 | 0.09 | 0.24 |
| Latitud -3° | | | | | | | | | | | | | |
| Incli | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | Prom |
| 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 5 | 0.97 | 0.98 | 1 | 1.02 | 1.03 | 1.03 | 1.02 | 1.01 | 1 | 0.98 | 0.97 | 0.97 | 1 |
| 10 | 0.93 | 0.96 | 0.99 | 1.03 | 1.05 | 1.05 | 1.04 | 1.02 | 0.99 | 0.96 | 0.94 | 0.93 | 0.99 |
| 15 | 0.89 | 0.93 | 0.98 | 1.03 | 1.06 | 1.06 | 1.05 | 1.02 | 0.98 | 0.93 | 0.89 | 0.88 | 0.98 |
| 20 | 0.84 | 0.89 | 0.96 | 1.02 | 1.06 | 1.07 | 1.05 | 1.02 | 0.96 | 0.9 | 0.85 | 0.83 | 0.95 |
| 25 | 0.79 | 0.85 | 0.93 | 1.01 | 1.06 | 1.07 | 1.05 | 1 | 0.94 | 0.86 | 0.79 | 0.77 | 0.93 |
| 30 | 0.73 | 0.8 | 0.9 | 0.99 | 1.05 | 1.07 | 1.04 | 0.98 | 0.9 | 0.81 | 0.74 | 0.7 | 0.89 |
| 35 | 0.66 | 0.75 | 0.86 | 0.97 | 1.04 | 1.05 | 1.02 | 0.96 | 0.87 | 0.76 | 0.67 | 0.63 | 0.85 |
| 40 | 0.59 | 0.69 | 0.82 | 0.94 | 1.02 | 1.04 | 1 | 0.93 | 0.82 | 0.7 | 0.6 | 0.56 | 0.81 |
| 45 | 0.52 | 0.63 | 0.76 | 0.9 | 0.99 | 1.01 | 0.97 | 0.89 | 0.77 | 0.64 | 0.53 | 0.49 | 0.76 |
| 50 | 0.44 | 0.56 | 0.71 | 0.85 | 0.95 | 0.98 | 0.94 | 0.85 | 0.72 | 0.58 | 0.46 | 0.41 | 0.7 |
| 55 | 0.37 | 0.49 | 0.65 | 0.81 | 0.91 | 0.94 | 0.9 | 0.8 | 0.66 | 0.51 | 0.38 | 0.32 | 0.65 |
| 60 | 0.28 | 0.41 | 0.58 | 0.75 | 0.87 | 0.9 | 0.85 | 0.75 | 0.6 | 0.44 | 0.3 | 0.24 | 0.58 |
| 65 | 0.2 | 0.34 | 0.52 | 0.69 | 0.81 | 0.85 | 0.8 | 0.69 | 0.54 | 0.36 | 0.22 | 0.16 | 0.52 |
| 70 | 0.12 | 0.26 | 0.44 | 0.63 | 0.76 | 0.79 | 0.75 | 0.63 | 0.47 | 0.29 | 0.14 | 0.12 | 0.45 |
| 75 | 0.1 | 0.18 | 0.37 | 0.56 | 0.69 | 0.73 | 0.69 | 0.57 | 0.4 | 0.21 | 0.12 | 0.11 | 0.39 |
| 80 | 0.1 | 0.1 | 0.29 | 0.49 | 0.63 | 0.67 | 0.62 | 0.5 | 0.33 | 0.13 | 0.11 | 0.1 | 0.34 |
| 85 | 0.09 | 0.09 | 0.22 | 0.41 | 0.56 | 0.6 | 0.56 | 0.43 | 0.25 | 0.12 | 0.11 | 0.1 | 0.3 |
| 90 | 0.08 | 0.08 | 0.14 | 0.34 | 0.49 | 0.53 | 0.49 | 0.36 | 0.18 | 0.11 | 0.1 | 0.09 | 0.25 |

| Latitud -4° | | | | | | | | | | | | | |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Incli | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | Prom |
| 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 5 | 0.97 | 0.98 | 1 | 1.02 | 1.03 | 1.03 | 1.02 | 1.01 | 1 | 0.99 | 0.97 | 0.97 | 1 |
| 10 | 0.94 | 0.96 | 1 | 1.03 | 1.05 | 1.05 | 1.04 | 1.02 | 1 | 0.96 | 0.94 | 0.93 | 0.99 |
| 15 | 0.9 | 0.93 | 0.98 | 1.03 | 1.06 | 1.07 | 1.05 | 1.02 | 0.98 | 0.94 | 0.9 | 0.88 | 0.98 |
| 20 | 0.85 | 0.9 | 0.96 | 1.03 | 1.07 | 1.08 | 1.06 | 1.02 | 0.97 | 0.9 | 0.85 | 0.83 | 0.96 |
| 25 | 0.8 | 0.86 | 0.94 | 1.02 | 1.07 | 1.08 | 1.05 | 1.01 | 0.94 | 0.86 | 0.8 | 0.77 | 0.93 |
| 30 | 0.74 | 0.81 | 0.91 | 1 | 1.06 | 1.07 | 1.05 | 0.99 | 0.91 | 0.82 | 0.74 | 0.71 | 0.9 |
| 35 | 0.67 | 0.76 | 0.87 | 0.98 | 1.05 | 1.06 | 1.03 | 0.97 | 0.87 | 0.77 | 0.68 | 0.64 | 0.86 |
| 40 | 0.6 | 0.7 | 0.82 | 0.95 | 1.03 | 1.04 | 1.01 | 0.94 | 0.83 | 0.71 | 0.61 | 0.57 | 0.82 |
| 45 | 0.53 | 0.64 | 0.77 | 0.91 | 1 | 1.02 | 0.98 | 0.9 | 0.78 | 0.65 | 0.54 | 0.5 | 0.77 |
| 50 | 0.46 | 0.57 | 0.72 | 0.87 | 0.97 | 0.99 | 0.95 | 0.86 | 0.73 | 0.59 | 0.47 | 0.42 | 0.72 |
| 55 | 0.38 | 0.5 | 0.66 | 0.82 | 0.93 | 0.95 | 0.91 | 0.81 | 0.67 | 0.52 | 0.39 | 0.34 | 0.66 |
| 60 | 0.3 | 0.43 | 0.6 | 0.76 | 0.88 | 0.91 | 0.86 | 0.76 | 0.61 | 0.45 | 0.31 | 0.25 | 0.59 |
| 65 | 0.22 | 0.35 | 0.53 | 0.7 | 0.83 | 0.86 | 0.81 | 0.71 | 0.55 | 0.37 | 0.23 | 0.17 | 0.53 |
| 70 | 0.13 | 0.27 | 0.46 | 0.64 | 0.77 | 0.81 | 0.76 | 0.65 | 0.48 | 0.3 | 0.15 | 0.12 | 0.46 |
| 75 | 0.1 | 0.19 | 0.38 | 0.57 | 0.71 | 0.75 | 0.7 | 0.58 | 0.41 | 0.22 | 0.12 | 0.11 | 0.4 |
| 80 | 0.1 | 0.11 | 0.31 | 0.5 | 0.64 | 0.69 | 0.64 | 0.52 | 0.34 | 0.14 | 0.11 | 0.1 | 0.35 |
| 85 | 0.09 | 0.09 | 0.23 | 0.43 | 0.57 | 0.62 | 0.57 | 0.45 | 0.26 | 0.12 | 0.1 | 0.09 | 0.3 |
| 90 | 0.08 | 0.08 | 0.15 | 0.35 | 0.5 | 0.55 | 0.5 | 0.37 | 0.19 | 0.11 | 0.1 | 0.09 | 0.26 |

Fuente: (NEC - Energias Renovables, 2011).

Anexo 3: Hoja de datos de los equipos empleados









SOLAR MODULE
EGE-320/350P-72
POLYCRYSTALLINE MODULE
 320-350 W / 72 Cells / 5 Bus bars



Eco Green Energy's modules are only made of grade A solar cells with a very high efficiency and ensured more than 25 years lifespan.

KEY FEATURES

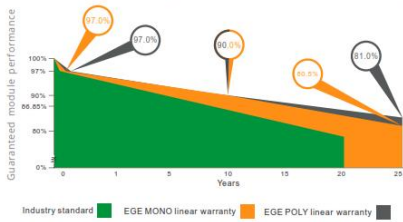
-  5 bus bars cells, with efficiency up to 21 %
-  IP65 or IP67 junction box for long term weather endurance
-  High quality aluminum frame, resisting load up to 5400 Pa and wind pressure up to 2400 Pa
-  High transmissivity, low-iron tempered glass
-  High performance in low-light environment
-  Double EL test before and after lamination

CERTIFICATES

IEC 61215 / IEC 61730 / CE
 ISO 9001:2015

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10-Year Product Warranty · 25-Year Linear Power Warranty



-  **25 YEARS** OUTPUT POWER WARRANTY
-  **10 YEARS** PRODUCT WARRANTY



Eco Green Energy Group Ltd. 2018. All rights reserved.

ELECTRICAL DATA AT STC*

| | | | | | | | |
|-----------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Power output (Pmax) | 320 W | 325 W | 330 W | 335 W | 340 W | 345 W | 350 W |
| Power tolerance | 0~+5 W | 0~+5 W | 0~+5 W | 0~+5 W | 0~+5 W | 0~+5 W | 0~+5 W |
| Module efficiency | 16.49 % | 16.75 % | 17.01 % | 17.27 % | 17.52 % | 17.78 % | 18.04 % |
| Maximum power voltage (Vmp) | 37.42 V | 37.69 V | 37.87 V | 38.15 V | 38.37 V | 38.55 V | 38.80 V |
| Maximum power current (Imp) | 8.55 A | 8.62 A | 8.71 A | 8.78 A | 8.86 A | 8.95 A | 9.02 A |
| Open circuit voltage (Voc) | 46.35 V | 46.64 V | 46.79 V | 46.32 V | 46.55 V | 46.7 V | 46.92 V |
| Short circuit current (Isc) | 9.07 A | 9.12 A | 9.18 A | 9.16 A | 9.24 A | 9.31 A | 9.40 A |

*Standard Test Conditions: Irradiance: 1 000 W / m² • Cell temperature: 25°C • AM: 1.5

ELECTRICAL DATA AT NOCT*

| | | | | | | | |
|-----------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Power output (Pmax) | 236.73 W | 240.43 W | 244.13 W | 248.00 W | 251.53 W | 255.23 W | 258.92 W |
| Maximum power voltage (Vmp) | 34.56 V | 34.81 V | 34.98 V | 35.52 V | 35.44 V | 35.60 V | 35.84 V |
| Maximum power current (Imp) | 6.84 A | 6.90 A | 6.97 A | 8.15 A | 7.09 A | 7.16 A | 7.22 A |
| Open circuit voltage (Voc) | 43.03 V | 43.29 V | 43.43 V | 42.78 V | 43.21 V | 43.35 V | 43.55 V |
| Short circuit current (Isc) | 7.36 A | 7.40 A | 7.45 A | 7.44 A | 7.50 A | 7.56 A | 7.63 A |

*Nominal Operating Cell Temperature: Irradiance: 800 W / m² • Ambient temperature: 20°C • AM: 1.5 • Wind speed: 1 m/s

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

| | |
|---------------------------------|-------------|
| NOCT | 45 °C ±2 °C |
| Temperature coefficient of Pmax | -0.41%/°C |
| Temperature coefficient of Voc | -0.31%/°C |
| Temperature coefficient of Isc | +0.06%/°C |

MAXIMUM RATINGS

| | |
|-----------------------------|----------------|
| Operating temperature range | -45 °C ~+85 °C |
| Maximum system voltage | 1500 V |
| Max series fuse rating | 15 A |
| Max front load (e.g.: snow) | 5 400 Pa |
| Max back load (e.g.: wind) | 2 400 Pa |

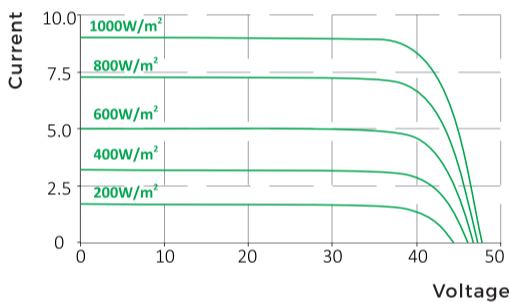
MECHANICAL CHARACTERISTICS

| | |
|-----------------|-----------------------------|
| Cell type | Polycrystalline (156x156mm) |
| Number of cells | 72 |
| Dimensions | 1956x992x40mm |
| Weight | 22.8 kg |
| Glass | 3.2 mm tempered glass |
| Frame | Anodized aluminium alloy |
| Junction box | IP65 or IP67 |
| Cable | 0.9 m |
| Connector | MC4 or MC4 compatible |

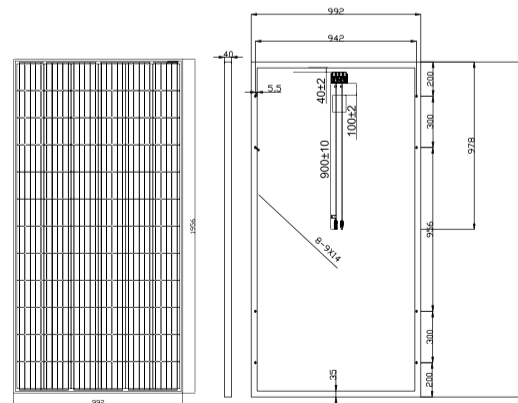
PACKAGING

| Type | Pcs/ Type | Weight |
|-------------------|-----------|----------|
| Per Pallet | 26 pcs | 622.8 kg |
| 20ft GP Container | 300 pcs | 7.2 t |
| 40ft GP Container | 624 pcs | 14.9 t |
| 40ft HQ Container | 696 pcs | 16.7 t |

I-V CURVES



ENGINEERING DRAWINGS (mm)



Eco Green Energy Group Ltd. 2018. All rights reserved.
Add: 299 Xing Cheng Road, Chong Chuan District, Nantong, Jiangsu, China
Tel: +86 513 66690088 / E-mail: info@eco-greenenergy.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without prior notice. Refer to our website for further information or contact one of our sales staff.
www.eco-greenenergy.com

SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

UNO-2.0/3.0/3.6/4.2-TL-OUTD

2 to 4.2 kW



This new line of transformerless single-phase inverters completes the UNO family as an optimal solution to maximize the return on investment (ROI) for residential systems.

01

—
01
UNO-2.0/3.0/3.6/4.2-
TL-OUTD outdoor
string inverter

The new design wraps ABB's quality and engineering into just 12 kgs thanks to technological choices optimized for installations with a uniform orientation.

Easy to install

The presence of Plug and Play connectors, both on the DC and AC side as well as on the RS485 communication port, enable a simple, fast and safe installation of the unit even in harsh weather conditions without the need of opening the front cover of the inverter.

Flexibility

- The compatibility with the VSN300 Wifi Logger Card (optional) within the integrated expansion slot, assures an advanced and cost effective solution for the control and monitoring of the plant, without the need of further components
- Integrated load manager for control of energy consumption

Highlights

- Single-phase output
- Transformerless topology
- Each inverter is set to specific grid codes which can be selected in the field
- Wide input range and high efficiency values
- High speed and precise MPPT algorithm enables real-time power tracking and improved energy harvesting
- Plug and Play connection for DC, AC and communication side

ABB string inverters

UNO-2.0/3.0/3.6/4.2-TL-OUTD

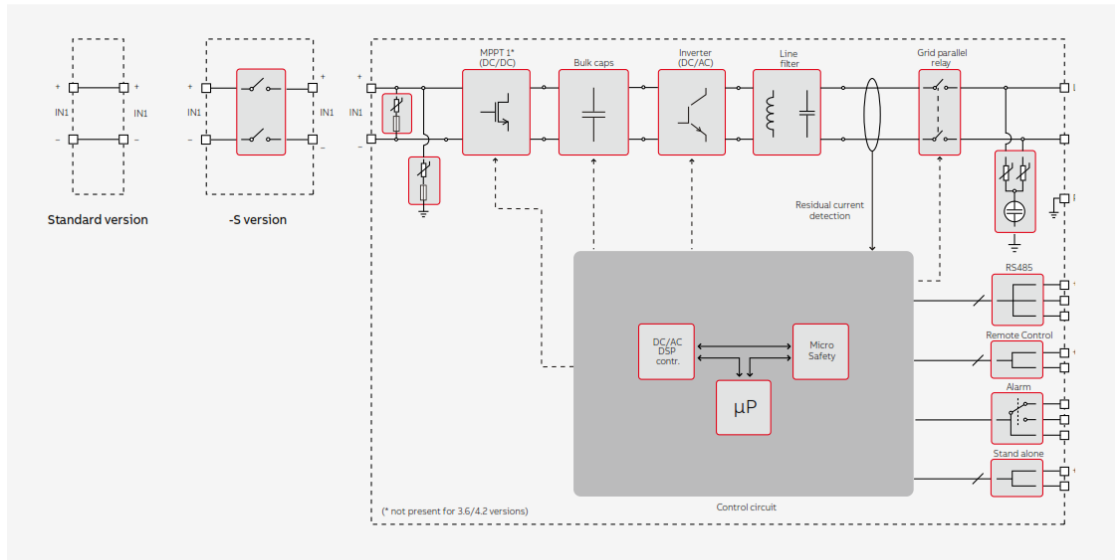
2 to 4.2 kW



Technical data and types

| Type code | UNO-2.0-TL-OUTD | UNO-3.0-TL-OUTD | UNO-3.6-TL-OUTD | UNO-4.2-TL-OUTD |
|--|--|---|-----------------|-----------------|
| Input side | | | | |
| Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$) | 600 V | 600 V | 850 V | 850 V |
| Start-up DC input voltage (V_{start}) | 100...300 V (default 150 V) | 100...300 V (default 150 V) | 380 V | 380 V |
| Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$) | 0.7x V_{start} ...580 V (min 80 V) | 0.7x V_{start} ...580 V (min 80 V) | 350...820 V | 350...820 V |
| Rated DC input voltage (V_{dcr}) | 400 V | 400 V | 500 V | 600 V |
| Rated DC input power (P_{dcr}) | 2200 W | 3200 W | 3900 W | 4500 W |
| Number of independent MPPT | 1 | | | |
| MPPT input DC voltage range ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) at P_{acr} | 180...500 V | 200...500 V | 380...700 V | 380...700 V |
| Maximum DC input current (I_{dcmx}) | 12.5 A | 16.0 A | 12.5 A | 12.5 A |
| Number of DC inputs pairs | 1 | | | |
| DC connection type | PV quick fit connector ³⁾ | | | |
| Input protection | | | | |
| Reverse polarity protection | Yes, from limited current source | | | |
| Input over voltage protection - varistor | Yes | | | |
| Photovoltaic array isolation control | According to local standard | | | |
| DC switch rating (version with DC switch) | 600 V, 25 A | | 1000 V, 16 A | |
| Output side | | | | |
| AC Grid connection type | Single-phase | | | |
| Rated AC power (P_{acr} @ $\cos\phi=1$) | 2000 W | 3000 W | 3600 W | 4200 W |
| Maximum AC output power (P_{acmax} @ $\cos\phi=1$) | 2000 W | 3000 W | 3600 W | 4200 W |
| Maximum apparent power (S_{max}) | 2000 VA | 3000 VA | 3600 VA | 4200 VA |
| Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$) | 230 V | | | |
| AC voltage range | 180...264 V ¹⁾ | | | |
| Maximum AC output current ($I_{ac,max}$) | 10.0 A | 15.0 A | 16.0 A | 20.0 A |
| Contributory fault current | 12.0 A | 17.0 A | 18.0 A | 22.0 A |
| Rated output frequency (f_r) | 50 Hz / 60 Hz | | | |
| Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$) | 47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾ | | | |
| Nominal power factor and adjustable range | > 0.995, adj. \pm 0.8 with max S_{max} | | | |
| Total current harmonic distortion | < 3% | | | |
| AC connection type | Panel female connector | | | |
| Output protection | | | | |
| Anti-islanding protection | According to local standard | | | |
| Maximum external AC overcurrent protection | 16.0 A | 20.0 A | 20.0 A | 25.0 A |
| Output overvoltage protection - varistor | 2 (L - N / L - PE) | | | |

ABB UNO-2.0/3.0/3.6/4.2-TL-OUTD string inverter block diagram



Technical data and types

| Type code | UNO-2.0-TL-OUTD | UNO-3.0-TL-OUTD | UNO-3.6-TL-OUTD | UNO-4.2-TL-OUTD |
|---|---|-------------------|-------------------|-------------------|
| Operating performance | | | | |
| Maximum efficiency (η_{max}) | 97.3% | 97.3% | 98.4% | 98.4% |
| Weighted efficiency (EURO/CEC) | 96.0% / - | 96.0% / - | 97.5% / - | 97.5% / - |
| Feed in power threshold | 10 W | 10 W | 8 W | 8 W |
| Night consumption | < 0.1 W | | | |
| Communication | | | | |
| Remote monitoring | VSN300 Wifi Logger Card (opt.) | | | |
| Wireless local monitoring | VSN300 Wifi Logger Card (opt.) | | | |
| User interface | Display (2x16 line LCD) | | | |
| Environmental | | | | |
| Ambient temperature range | -20...+60°C, with derating > 45°C | | | |
| Relative humidity | 0...100% condensing | | | |
| Maximum operating altitude without derating | 2000 m / 6560 ft | | | |
| Physical | | | | |
| Environmental protection rating | IP65 | | | |
| Cooling | Natural | | | |
| Dimension (H x W x D) | 553 x 418 x 175 mm / 21.8" x 16.5" x 6.9" | | | |
| Weight | 12 kg / 26.45 lb | | | |
| Mounting system | Wall bracket | | | |
| Safety | | | | |
| Isolation level | Transformerless | | | |
| Marking | CE | | | |
| Safety and EMC standard | IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3 | | | |
| Grid standard (check your sales channel for availability) | C10/11, EN 50438, CEI 0-21, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G83/2, G59/3, VFR 2014, IEC 61727, IEC 62116, NRS-097-2-1, RD 413, AS 4777, MEA, ABNT NBR16149/16150 | | | |
| Available products variants | | | | |
| Standard | UNO-2.0-TL-OUTD | UNO-3.0-TL-OUTD | UNO-3.6-TL-OUTD | UNO-4.2-TL-OUTD |
| With DC switch | UNO-2.0-TL-OUTD-S | UNO-3.0-TL-OUTD-S | UNO-3.6-TL-OUTD-S | UNO-4.2-TL-OUTD-S |

¹⁾ The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard

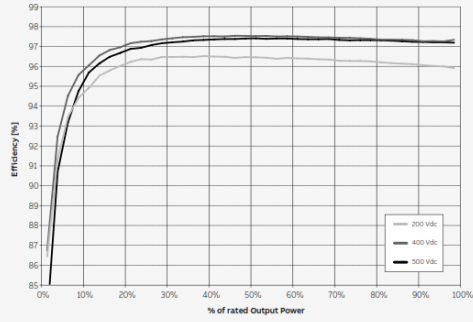
²⁾ The Frequency range may vary depending on specific country grid standard

³⁾ Please refer to the document "String Inverters – Product manual appendix" available at www.abb.com/solarinverters for information on the quick-fit connector brand and model used in the inverter

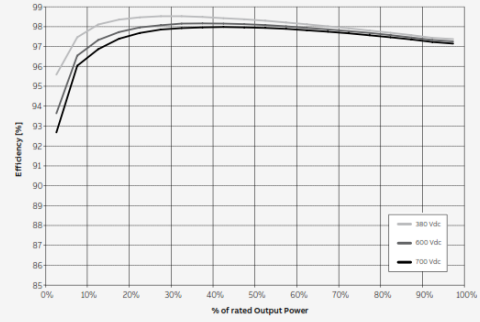
Remark. Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product



Efficiency curves of UNO-3.0-TL-OUTD



Efficiency curves of UNO-4.2-TL-OUTD



For more information please contact your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solarinverters
www.abb.com

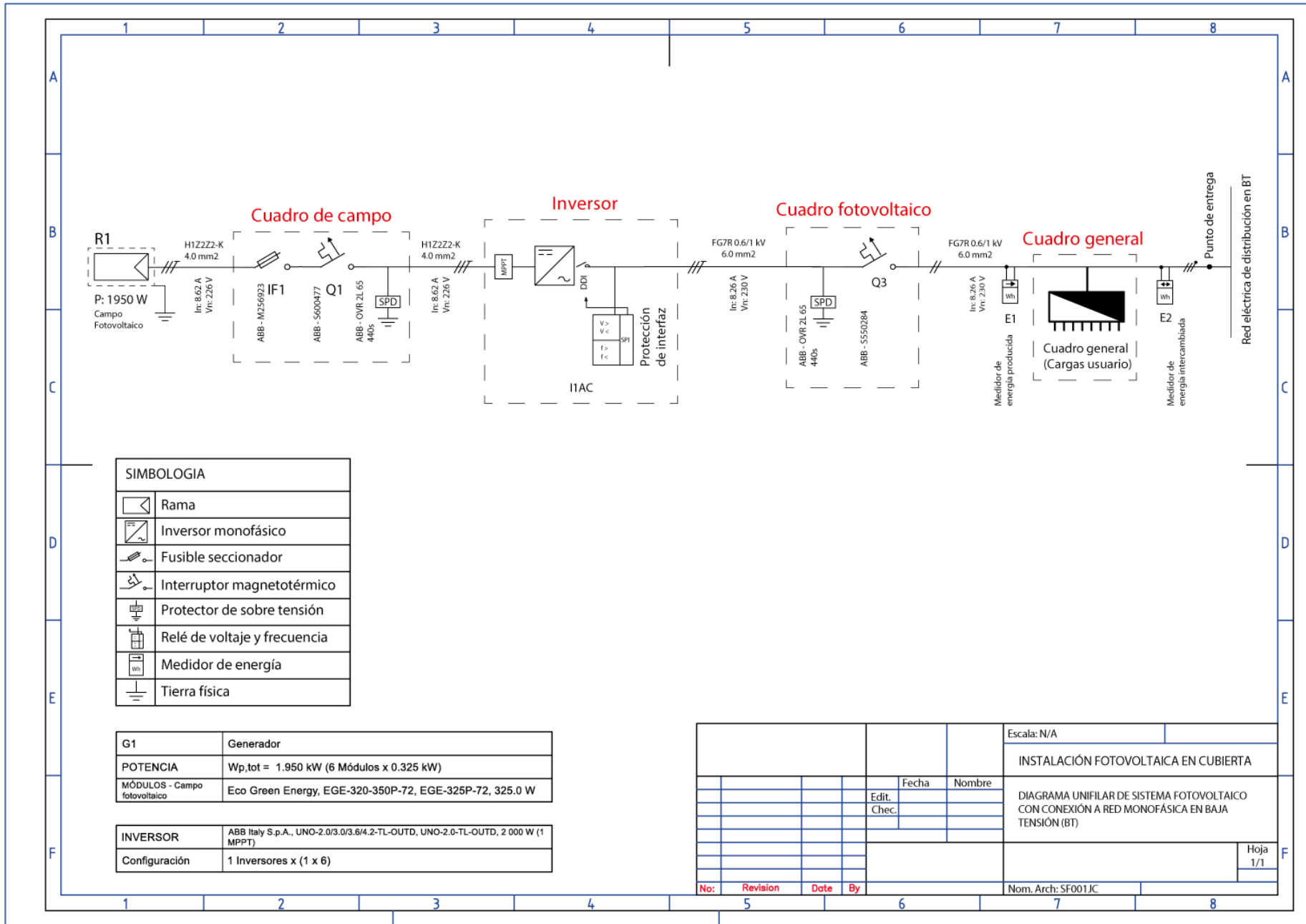
We reserve the right to make technical changes or modify the contents of this document without prior notice. With regard to purchase orders, the agreed particulars shall prevail. ABB AG does not accept any responsibility whatsoever for potential errors or possible lack of information in this document.

We reserve all rights in this document and in the subject matter and illustrations contained therein. Any reproduction, disclosure to third parties or utilization of its contents – in whole or in parts – is forbidden without prior written consent of ABB AG. Copyright © 2017 ABB. All rights reserved.



BCD.00613_EN REV H 23.05.2017

Anexo 4: Diagrama unifilar y distribución del sistema fotovoltaico.



| SIMBOLOGIA | |
|------------|------------------------------|
| | Rama |
| | Inversor monofásico |
| | Fusible seccionador |
| | Interruptor magnetotérmico |
| | Protector de sobre tensión |
| | Relé de voltaje y frecuencia |
| | Medidor de energía |
| | Tierra física |

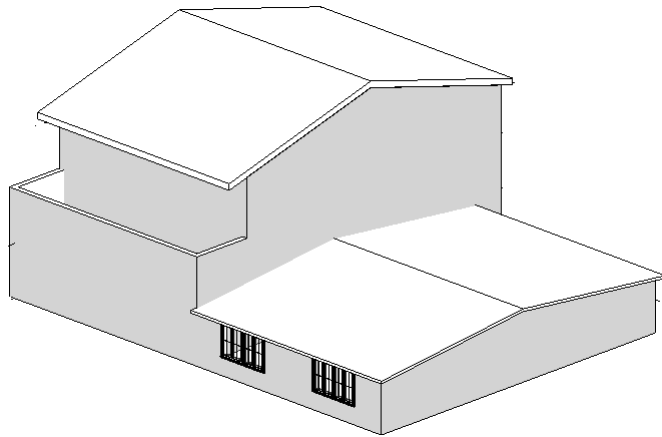
| | |
|------------------------------|--|
| G1 | Generador |
| POTENCIA | Wp,tot = 1.950 kW (6 Módulos x 0.325 kW) |
| MÓDULOS - Campo fotovoltaico | Eco Green Energy, EGE-320-350P-72, EGE-325P-72, 325.0 W |
| INVERSOR | ABB Italy S.p.A., UNO-2.0/3.0/3.6/4.2-TL-OUTD, UNO-2.0-TL-OUTD, 2 000 W (1 MPPT) |
| Configuración | 1 Inversores x (1 x 6) |

| Revisión | | | | Fecha | Nombre | Escala: N/A | |
|----------|----------|------|----|-------|--------|--|--|
| | | | | | | INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN CUBIERTA | |
| | | | | Edit. | | DIAGRAMA UNIFILAR DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CON CONEXIÓN A RED MONOFÁSICA EN BAJA TENSIÓN (BT) | |
| | | | | Chec. | | | |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| No: | Revision | Date | By | | | Nom. Arch: SF001JC | |
| | | | | | | Hoja 1/1 | |

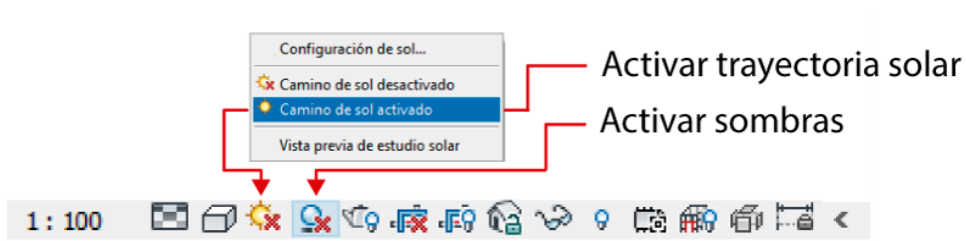
Anexo 5: Elaboración de trayectoria solar utilizando Autodesk® Revit®. en su versión para estudiantes.

En el presente anexo se dará a conocer el paso a paso para realizar el estudio de sombreado y trayectoria solar en el software Autodesk® Revit® y con ello seleccionar el lugar idóneo para el emplazamiento de los paneles fotovoltaicos

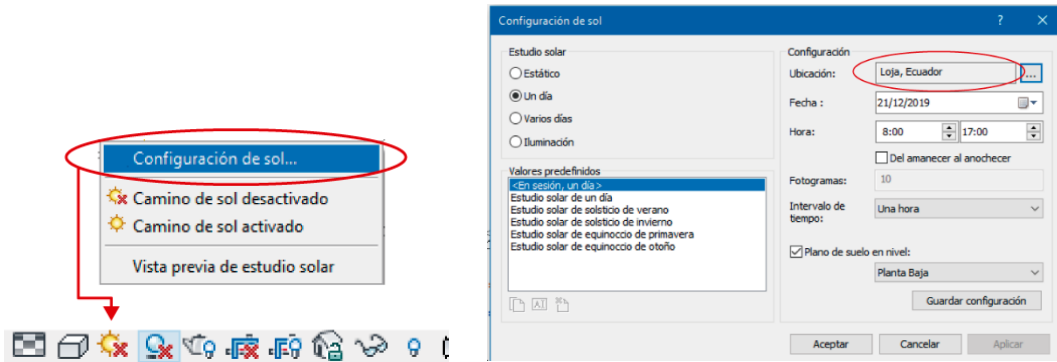
- 1- Como primer punto se realizará el levantamiento en 3 dimensiones del lugar donde se pretende posicionar los paneles fotovoltaicos conjuntamente con las edificaciones cercanas. Para el caso del estudio evaluado se procedió a realizar el siguiente levantamiento.



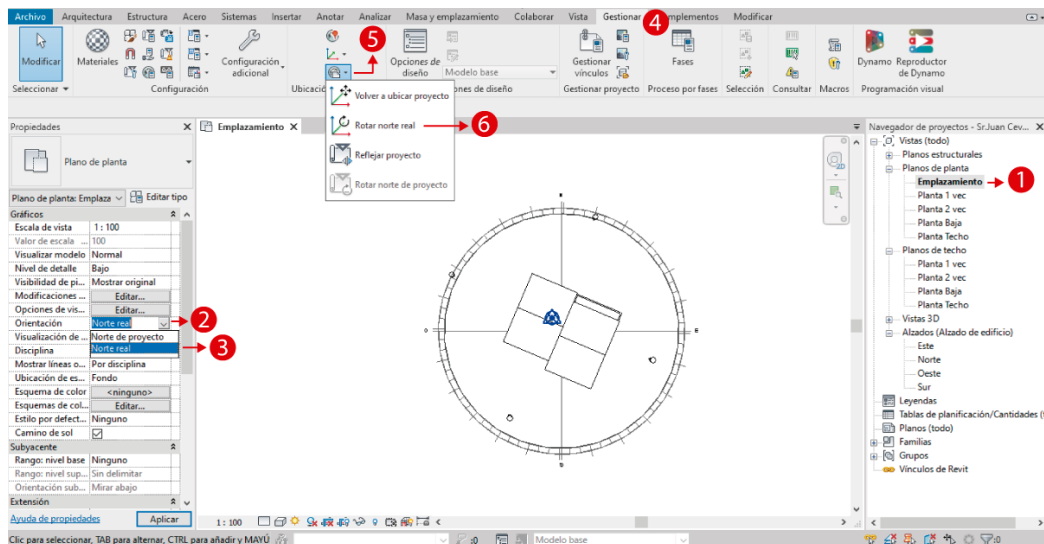
- 2- Una vez realizado el levantamiento se activa las sombras y trayectoria solar para poder observar la orientación de la residencia en dicho software.



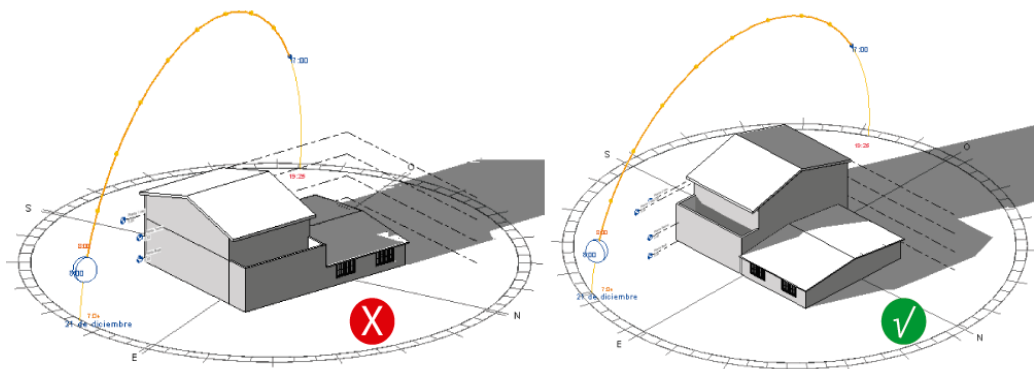
- 3- Activado estos parámetros se procederá a seleccionar la ubicación geográfica de la residencia.



- 4- Una vez activadas las sombras y seleccionado la ubicación geográfica del proyecto se podrá observar la incidencia de la luz solar en la residencia. A continuación, se orientará la residencia a su orientación física real para poder realizar correctamente el análisis de trayectoria solar. Esto se lo realizará directamente en el emplazamiento.

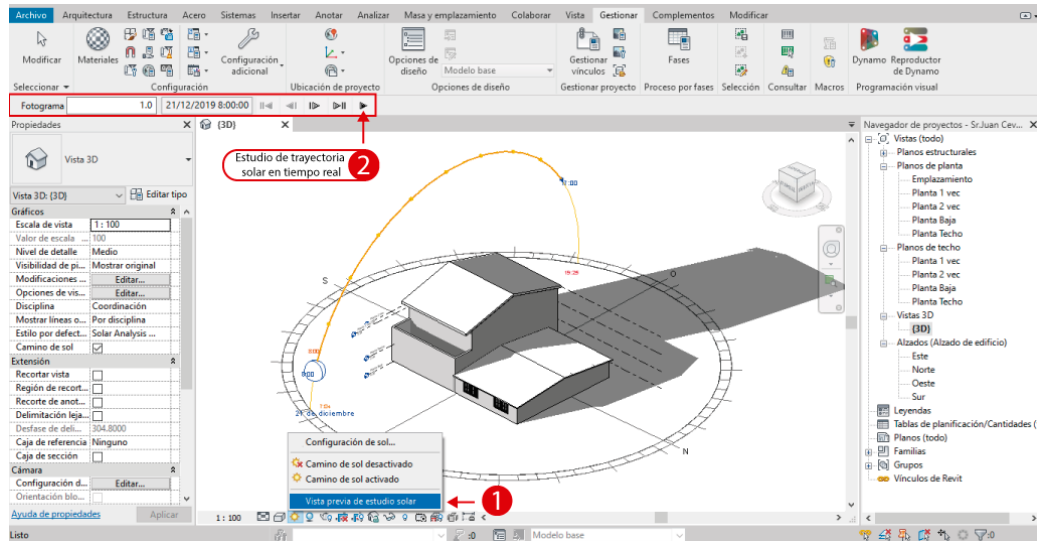


Una vez modificado el ángulo de orientación se procederá a ir a la vista en 3D para visualizar los cambios.

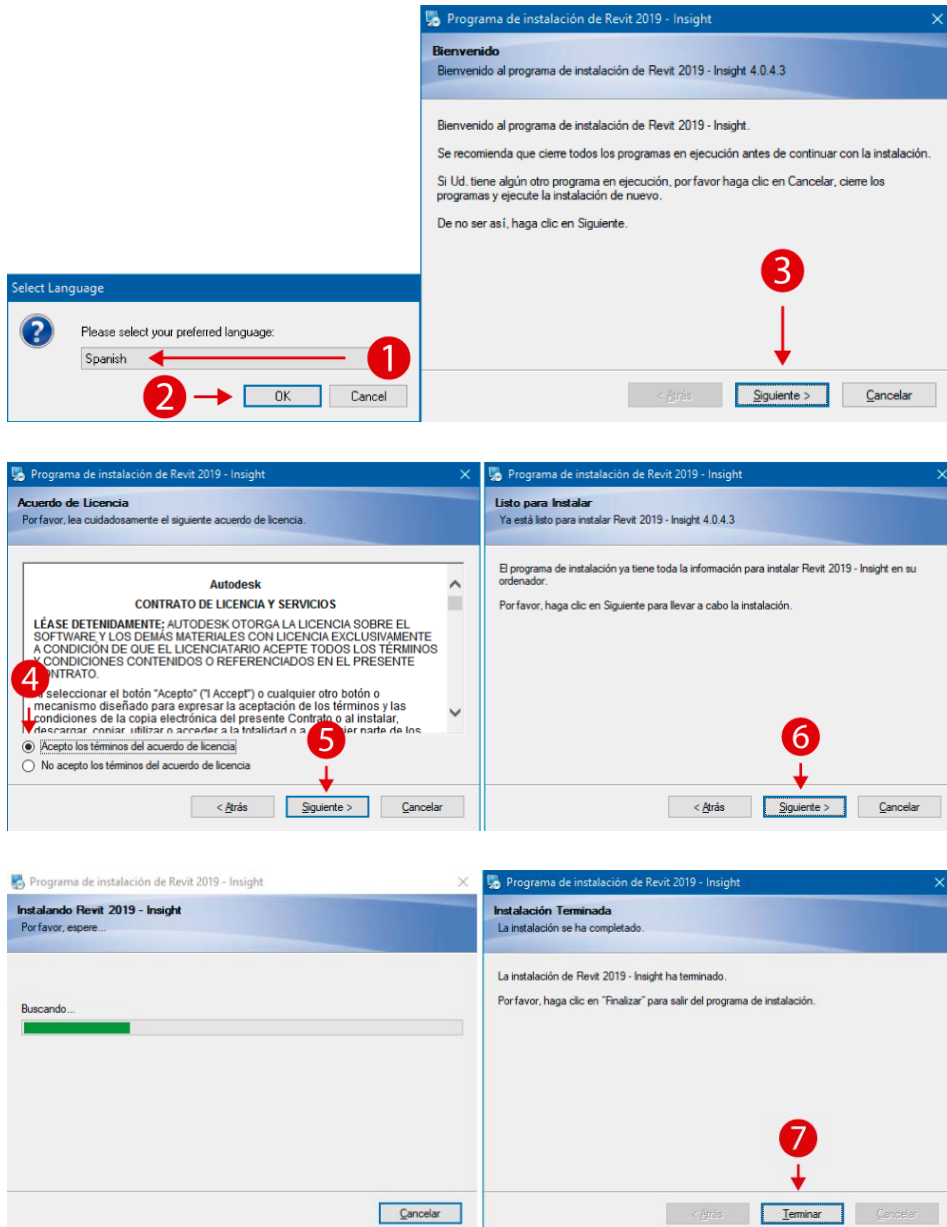


Cabe mencionar que la orientación física real de la residencia es casi exactamente hacia el Este.

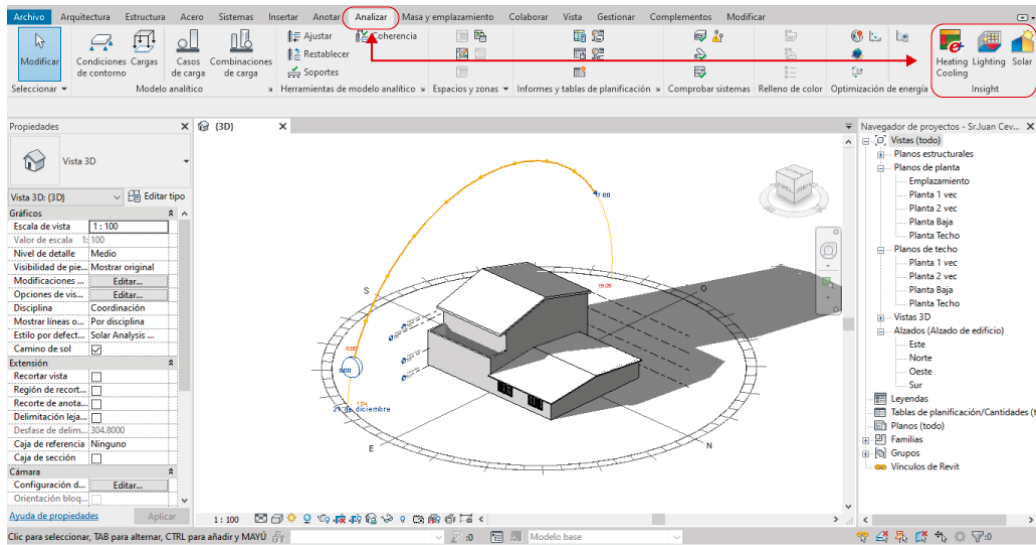
- 5- Ubicado en la vista en 3D se procederá a evaluar la trayectoria solar e identificar el lugar idóneo mediante la vista previa del estudio solar, aquí se observará en tiempo real la animación de la trayectoria solar por cada fecha especificada según la configuración del sol ya sea para las fechas de solsticio o equinoccios.



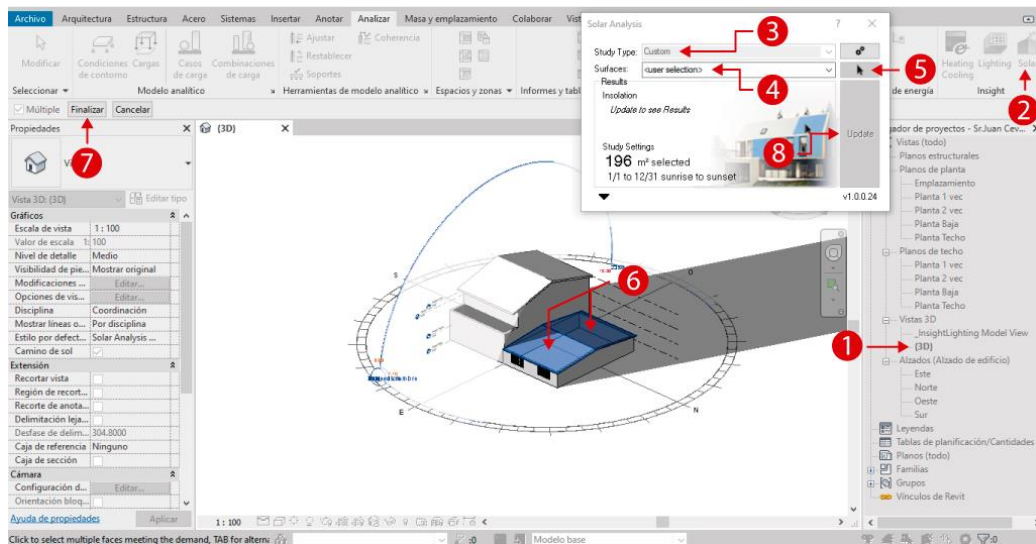
- 6- Adicional a esto, se procederá a realizar un estudio solar mediante una herramienta que muestra intuitivamente gradientes de color según la intensidad de radiación solar en la superficie seleccionada. Esta herramienta es un complemento para Autodesk® Revit® denominada Insight®, está disponible para diferentes versiones y se lo puede encontrar en la siguiente dirección.
- 7- <https://insight360.autodesk.com/oneenergy/Landing/Download>
- 8- Para proceder con la instalación es necesario cerrar el software Autodesk® Revit® y ejecutar el instalador como administrador.



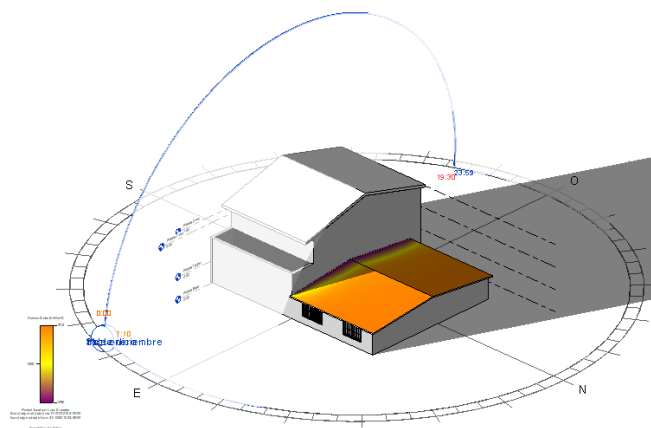
9- Instalado el complemento y se lo puede observar en la siguiente ubicación.



10- Dentro de la vista en 3D se selecciona el ítem solar y se procede a seleccionar las superficies a analizar.



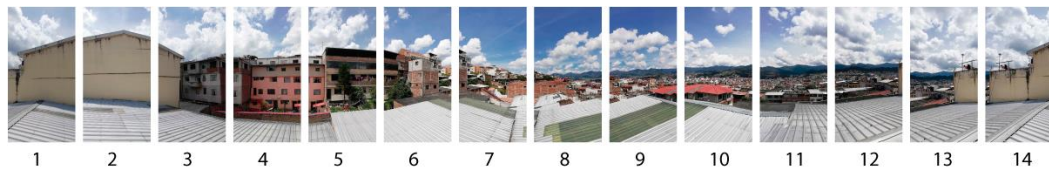
11- Luego de actualizar se podrá observar la ubicación con mayor incidencia de irradiación solar



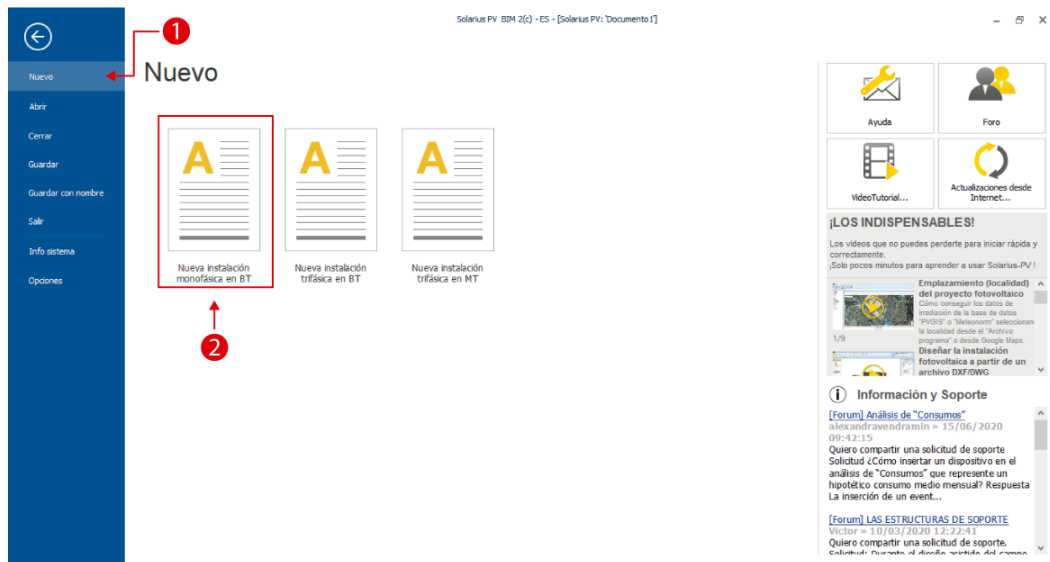
Anexo 6: Estudio de sombreado realizado en ACCA® SolariusPV®

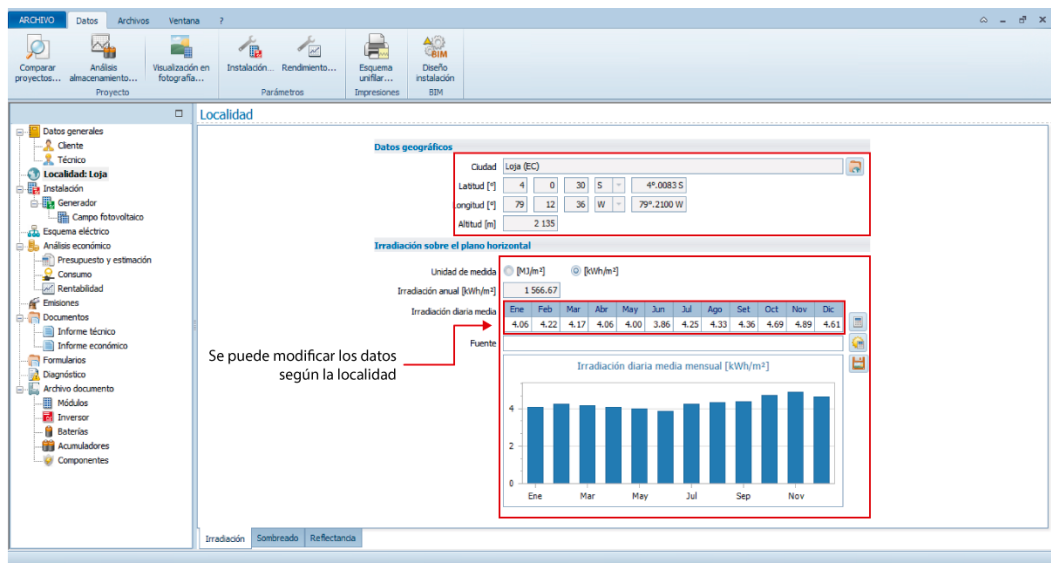
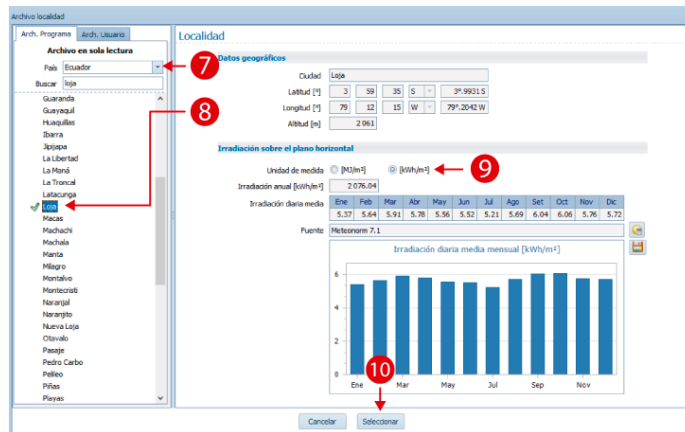
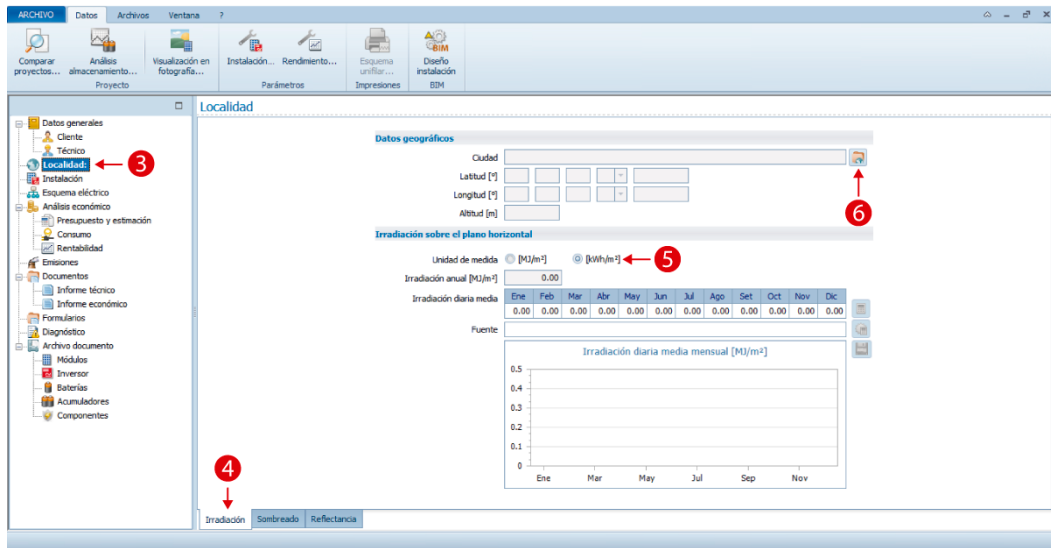
Este estudio de sombreado se lo realizará en el software SolariusPV® en su versión de prueba, este software es destinado exclusivamente para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.

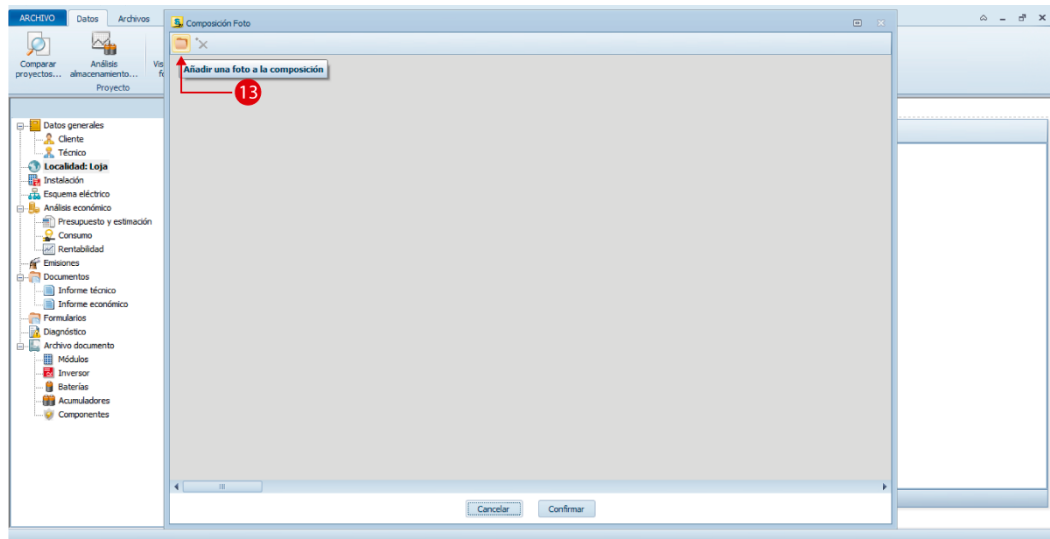
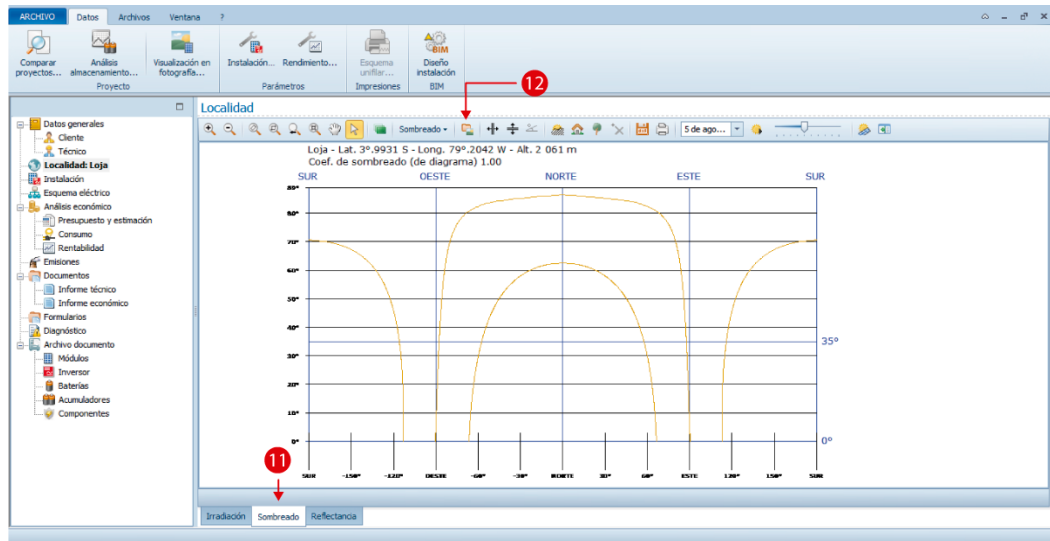
1. Como primer punto se necesitará realizar una memoria fotográfica en 360° de la ubicación donde se destinará el arreglo fotovoltaico para identificar todos los obstáculos presentes como: edificios lejanos, perfil montañoso, arboles, chimeneas, antenas, entre otros. A continuación, se puede observar las distintas fotos realizadas en el caso de estudio evaluado.



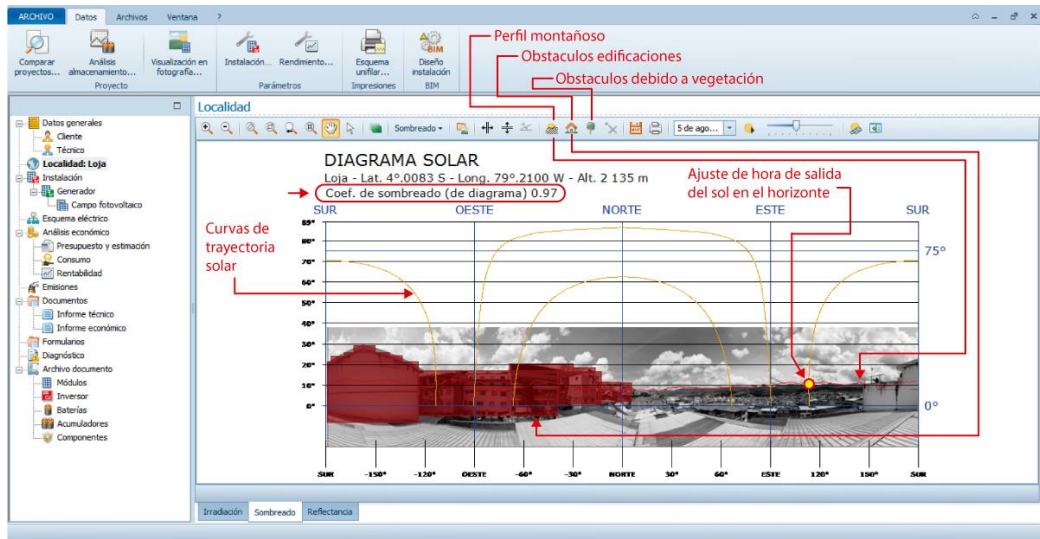
2. Dentro del software SolariusPV se procederá a ubicar la localidad para obtener las curvas de trayectoria solar e ir integrando la memoria fotográfica.







3. En este punto se agregará la composición o memoria fotográfica respectivamente ordenado. Hecho esto, se agregará los distintos obstáculos presentes, así como la hora exacta de la salida del sol en el horizonte (perfil montañoso) para poder obtener el coeficiente de sombreado.



Anexo 7: Flujograma del método propuesto para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.

