



UNIVERSIDAD JOSÉ CARLOS MARIÁTEGUI

VICERRECTORADO DE INVESTIGACIÓN

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y
ARQUITECTURA**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

T E S I S

**EVALUACIÓN DEL COSTO DEL CONSUMO ENERGÉTICO Y LA
POTENCIA PICO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO
DE INYECCIÓN CERO EN LA JUNTA VECINAL CERCADO 2
DE MOQUEGUA, 2022**

PRESENTADO POR:

BACHILLER RICHARD LEONARDO HUAMAN PARCELA

ASESOR:

DR. ARTURO JESUS COSI BLANCAS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

MOQUEGUA – PERÚ

2022

ÍNDICE DE CONTENIDO

	Pág.
PÁGINA DE JURADO	i
Dedicatoria	ii
Agradecimiento	iii
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	iv
ÍNDICE DE TABLAS	viii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xii
ÍNDICE DE ECUACIONES	xviii
ÍNDICE DE APÉNDICES.....	xxi
RESUMEN.....	xxiv
ABSTRACT.....	xxv
INTRODUCCIÓN	xxvi

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. Descripción de la realidad del problema.....	1
1.2. Definición del problema.....	2
1.2.1. Problema general.....	2
1.2.2. Problemas específicos.....	2
1.3. Objetivos de la investigación	2
1.3.1. Objetivo general.....	2
1.3.2. Objetivos específicos.....	2
1.4. Justificación.....	2
1.5. Alcances y limitaciones.....	3

1.6.	Variables	4
1.6.1.	Variable dependiente.....	4
1.6.2.	Variable independiente.....	4
1.6.3.	Operacionalización de variables.	4
1.7.	Hipótesis de la investigación.....	4
1.7.1.	Hipótesis general.....	4
1.7.2.	Hipótesis específicas.	5

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1.	Antecedentes de la investigación	6
2.1.1.	Antecedentes internacionales.....	6
2.1.2.	Antecedentes nacionales.	7
2.2.	Bases teóricas	9
2.2.1.	Fuentes de energía.....	9
2.2.2.	Energía solar.....	10
2.2.3.	El sol.	16
2.2.4.	Radiación solar.....	20
2.2.5.	Energía solar fotovoltaica.	26
2.2.6.	Sistema fotovoltaico.....	31
2.2.7.	Componentes de un sistema fotovoltaico híbrido.	36
2.2.8.	Mantenimiento de la instalación.	84
2.2.9.	Criterios de inversión.	86
2.3.	Definición de términos.....	89
2.3.1.	Autoconsumo.	89

2.3.2.	Coeficiente de temperatura.	89
2.3.3.	Consumo energético.....	89
2.3.4.	Corriente de cortocircuito.	90
2.3.5.	Costo del consumo energético.	90
2.3.6.	Dopado.	90
2.3.7.	Energía eléctrica.....	90
2.3.8.	Energía solar fotovoltaica.	90
2.3.9.	Estado de “back up”.	90
2.3.10.	Hora sol pico.....	91
2.3.11.	Inyección cero.....	91
2.3.12.	Masa de aire.....	91
2.3.13.	Monoblock.....	91
2.3.14.	Oblicuidad de la eclíptica.	91
2.3.15.	Potencia eléctrica.	91
2.3.16.	Potencia pico.....	91
2.3.17.	Radiación solar.	92
2.3.18.	Rendimiento energético.	92
2.3.19.	Sistema fotovoltaico híbrido.....	92
2.3.20.	Voltaje en circuito abierto.....	92
2.3.21.	Zona de deflexión.	92

CAPÍTULO III

MÉTODO

3.1.	Tipo de la investigación	93
3.2.	Diseño de la investigación	93

3.3.	Población y muestra	94
3.4.	Descripción de instrumentos para recolección de datos	95
3.4.1.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	95
3.4.2.	Validez y confiabilidad de los instrumentos.....	96

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1.	Presentación de resultados	98
4.1.1.	Diseño de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero.	98
4.2.	Contrastación de hipótesis	178
4.2.1.	Contrastación de la hipótesis general.....	178
4.2.2.	Contrastación de la hipótesis específicas.....	178
4.3.	Discusión de resultados.....	179

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.	Conclusiones	183
5.2.	Recomendaciones.....	184
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	185
	APÉNDICES.....	197
	MATRIZ DE CONSISTENCIA	331
	INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	332

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Operacionalización de variables	4
Tabla 2. Tensión nominal del sistema en función de la potencia instalada	36
Tabla 3. Características de los tipos de paneles fotovoltaicos	38
Tabla 4. Procedimiento para determinar el polo norte geográfico.....	46
Tabla 5. Tipos de acumuladores de energía	67
Tabla 6. Coeficiente de conductividad del cobre en función a la temperatura	78
Tabla 7. Conductores eléctricos, sean éstos unipolares o flexibles con aislamiento y/o cubierta termoplástico o reticulada libre de halógenos y baja emisión de humo, para tensiones nominales (Uo/U) hasta e inclusive 450/750 volts.....	79
Tabla 8. Criterios establecidos para la selección de la muestra	95
Tabla 9. Factor de corrección k para superficies inclinadas	100
Tabla 10. Los inversores híbridos más comerciales a nivel nacional	102
Tabla 11. Características de entrada en el lado de los paneles solares de los inversores híbridos	103
Tabla 12. Lista de fabricantes de paneles solares TIER-1	103
Tabla 13. Los paneles fotovoltaicos más comerciales a nivel nacional.....	104
Tabla 14. Temperatura máxima y mínima promedio.....	105
Tabla 15. Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos.....	105
Tabla 16. Parámetros por temperatura	106
Tabla 17. Evaluación de la temperatura de operación del panel.....	107
Tabla 18. Evaluación de los coeficientes de temperatura	107
Tabla 19. Evaluación del efecto de variación de temperatura a 24°C.....	108

Tabla 20. Evaluación del efecto de variación de temperatura a 10°C.....	108
Tabla 21. Evaluación del efecto de irradiancia solar incidente.....	109
Tabla 22. Evaluación del rendimiento energético del módulo fotovoltaico a una temperatura de 24°C	109
Tabla 23. Evaluación del rendimiento energético del módulo fotovoltaico a una temperatura de 10°C	110
Tabla 24. Evaluación de conexión de los módulos fotovoltaicos para un inversor híbrido modelo PV30-1KW VHM.....	110
Tabla 25. Evaluación de conexión de los módulos fotovoltaicos para un inversor híbrido modelo PV30-1,5KW VHM.....	111
Tabla 26. Evaluación de conexión de los módulos fotovoltaicos para un inversor híbrido modelo Axpert VM III-1500-24	111
Tabla 27. Evaluación de conexión de los módulos fotovoltaicos para un inversor híbrido modelo PV30-2KW VHM.....	111
Tabla 28. Evaluación de conexión de los módulos fotovoltaicos para un inversor híbrido modelo SPF 3000TL HVM-24	112
Tabla 29. Evaluación del número y capacidad total de los módulos fotovoltaicos, para la “Vivienda 01”	112
Tabla 30. Evaluación del número y capacidad total de los módulos fotovoltaicos, para la “Vivienda 02”	113
Tabla 31. Evaluación del número y capacidad total de los módulos fotovoltaicos, para la “Vivienda 03”	114
Tabla 32. Evaluación del número y capacidad total de los módulos fotovoltaicos, para la “Vivienda 04”	114

Tabla 33. Evaluación económica de los módulos fotovoltaicos, para la “Vivienda 01”	120
Tabla 34. Evaluación económica de los módulos fotovoltaicos, para la “Vivienda 02”	121
Tabla 35. Evaluación económica de los módulos fotovoltaicos, para la “Vivienda 03”	122
Tabla 36. Evaluación económica de los módulos fotovoltaicos, para la “Vivienda 04”	123
Tabla 37. Selección de la estructura de los paneles solares	124
Tabla 38. Distancia mínima de separación entre filas.....	125
Tabla 39. Baterías más comerciales a nivel nacional.....	126
Tabla 40. Análisis de la profundidad de descarga, para la “Vivienda 01”	127
Tabla 41. Análisis de la profundidad de descarga, para la “Vivienda 02”.....	127
Tabla 42. Análisis de la profundidad de descarga, para la “Vivienda 03”	128
Tabla 43. Análisis de la profundidad de descarga, para la “Vivienda 04”.....	128
Tabla 44. Análisis de los años de vida, para la “Vivienda 01”	129
Tabla 45. Análisis de los años de vida, para la “Vivienda 02”	129
Tabla 46. Análisis de los años de vida, para la “Vivienda 03”	130
Tabla 47. Análisis de los años de vida, para la “Vivienda 04”	130
Tabla 48. Evaluación de la configuración y el precio total de la “Vivienda 01”	131
Tabla 49. Evaluación de la configuración y el precio total de la “Vivienda 02”	132
Tabla 50. Evaluación de la configuración y el precio total de la “Vivienda 03”	133
Tabla 51. Evaluación de la configuración y el precio total de la “Vivienda 04”	134

Tabla 52. Sección del conductor en el tramo de paneles fotovoltaicos - inversor	135
Tabla 53. Sección del conductor en el tramo del banco de baterías - inversor...	136
Tabla 54. Selección de los equipos de protección de los paneles solares - inversor	137
Tabla 55. Selección de los equipos de protección del banco de baterías - inversor	138
Tabla 56. Selección del tablero de protección	138
Tabla 57. Evaluación de la vida útil de los equipos.....	151
Tabla 58. Evaluación de la energía de la “Vivienda 01”	152
Tabla 59. Evaluación de la energía de la “Vivienda 02”	154
Tabla 60. Evaluación de la energía de la “Vivienda 03”	156
Tabla 61. Evaluación de la energía de la “Vivienda 04”	158
Tabla 62. Determinación del valor actual neto (VAN), de la “Vivienda 01”	163
Tabla 63. Determinación del valor actual neto (VAN), de la “Vivienda 02”	164
Tabla 64. Determinación del valor actual neto (VAN), de la “Vivienda 03”	165
Tabla 65. Determinación del valor actual neto (VAN), de la “Vivienda 04”	166
Tabla 66. Evaluación del payback, de la “Vivienda 01”.....	170
Tabla 67. Evaluación del payback, de la “Vivienda 02”.....	171
Tabla 68. Evaluación del payback, de la “Vivienda 03”.....	172
Tabla 69. Evaluación del payback, de la “Vivienda 04”.....	173
Tabla 70. Resumen de los resultados	178

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Bhadla Solar Park, 2 245 MW, India.....	11
Figura 2. Mapa potencia de energía solar en Perú	12
Figura 3. Planta solar Rubí, construida por ENEL.....	13
Figura 4. Mapa de radiación solar en Moquegua	14
Figura 5. Ubicación de la central solar Rubí	15
Figura 6. Diagrama unifilar de la central solar Rubí.....	15
Figura 7. Movimiento anual de la tierra alrededor del sol	17
Figura 8. Variación anual de la declinación solar	17
Figura 9. Esfera celeste	18
Figura 10. Trayectoria diaria aparente del sol a través del cielo desde el amanecer hasta el atardecer	19
Figura 11. Radiación solar	20
Figura 12. Espectro de radiación.....	21
Figura 13. Absorción de la radiación extraterrestre	22
Figura 14. Masa de aire (AM) para diferentes ángulos cenitales.....	22
Figura 15. Componentes de la radiación solar	24
Figura 16. Piranómetro.....	25
Figura 17. Pirheliómetro	25
Figura 18. Concepto de horas sol pico (HSP)	26
Figura 19. Longitudes y frecuencias del espectro de radiación	28
Figura 20. Efecto fotoeléctrico de una celda solar	28
Figura 21. Dopado de silicio	29

Figura 22. Semiconductor con la zona de deflexión	30
Figura 23. Funcionamiento de una célula fotovoltaica	30
Figura 24. Esquema de instalación fotovoltaica aislada a la red eléctrica	32
Figura 25. Esquema de instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica	33
Figura 26. Conexión de un sistema fotovoltaico híbrido	33
Figura 27. Estructura de la célula fotovoltaica.....	37
Figura 28. Panel policristalino de 330 W	37
Figura 29. Panel monocristalino de 360 W	38
Figura 30. Comparación de la tecnología convencional y la tecnología PERC....	39
Figura 31. Fabricación de la célula y del módulo fotovoltaico	40
Figura 32. Estructura de un panel fotovoltaico	42
Figura 33. Curva característica de los paneles fotovoltaicos	44
Figura 34. Inclinação del panel fotovoltaico.....	45
Figura 35. Curva I-V por efecto por variación de temperatura	49
Figura 36. Curva P-V por efecto por variación de temperatura	50
Figura 37. Curva I-V por efecto de la irradiancia incidente.....	52
Figura 38. Curva P-V por efecto de la irradiancia incidente.....	53
Figura 39. Distancia mínima de separación entre filas de paneles.....	55
Figura 40. Conexión en serie de módulos fotovoltaicos	58
Figura 41. Conexión en paralelo de módulos fotovoltaicos.....	59
Figura 42. Módulos solares conectados en serie y paralelo	60
Figura 43. Conexión estándar de módulos solares en cadena	60
Figura 44. Conexión de módulos solares con técnicas de salto de rana.....	61
Figura 45. Estructura fija para paneles fotovoltaicos	61

Figura 46. Instalación de un seguidor solar.....	62
Figura 47. Placa positiva y negativa de una batería	63
Figura 48. Curva correspondiente a la batería de Plomo – Ácido, de la cantidad de ciclos vs la descarga de la misma. Adaptado de “Ficha técnica BAE SECURA PVV SOLAR”	65
Figura 49. Conexión de baterías.....	67
Figura 50. Grafica de onda cuadrada	72
Figura 51. Gráfica de onda senoidal modificada.....	72
Figura 52. Grafica de onda senoidal pura	72
Figura 53. Inversor tipo central	73
Figura 54. Inversor tipo rama	73
Figura 55. Inversor tipo multi-string	74
Figura 56. Inversor tipo modulo integrado.....	74
Figura 57. Medidor bidireccional.....	76
Figura 58. Fusible de corriente continua.....	81
Figura 59. Interruptor termomagnético	81
Figura 60. Seccionador.....	82
Figura 61. Interruptor termomagnético	83
Figura 62. Interruptor diferencial	83
Figura 63. Ubicación referencial de la Junta Vecinal Cercado 2 (Moquegua)	94
Figura 64. Ángulo de inclinación óptimo.....	99
Figura 65. Eficiencias de los diferentes tipos de células solares fotovoltaicas ...	104
Figura 66. Irradiación media diaria	106
Figura 67. Coordenadas geográficas PVSyst	139

Figura 68. Datos meteorológicos y climatológicos PVSyst.....	139
Figura 69. Inclinación y orientación PVSyst	140
Figura 70. Modulo fotovoltaico modelo JKM400M-72H-V PVSyst	141
Figura 71. Modulo fotovoltaico modelo TSM-DE17M(II) PVSyst.....	141
Figura 72. Inversor híbrido modelo PV30-2KW VHM PVSyst	142
Figura 73. Inversor híbrido modelo Axpert VM III-1500-24 PVSyst	142
Figura 74. Inversor híbrido modelo PV30-1KW VHM PVSyst	143
Figura 75. Definición del sistema de red, para la “Vivienda 01” PVSyst.....	143
Figura 76. Definición del sistema de red, para la “Vivienda 02” PVSyst.....	144
Figura 77. Definición del sistema de red, para la “Vivienda 03” PVSyst.....	144
Figura 78. Definición del sistema de red, para la “Vivienda 04” PVSyst.....	145
Figura 79. Parámetros detallados de pérdidas del campo FV PVSyst	145
Figura 80. Definición de necesidades de la “Vivienda 01” PVSyst.....	146
Figura 81. Definición de necesidades de la “Vivienda 02” PVSyst.....	146
Figura 82. Definición de necesidades de la “Vivienda 03” PVSyst.....	147
Figura 83. Definición de necesidades de la “Vivienda 04” PVSyst.....	147
Figura 84. Baterías modelo GEL DC 6-500 PVSyst.....	148
Figura 85. Baterías modelo UPGC16-6RE PVSyst	148
Figura 86. Sistema de red con gestión de almacenamiento, para la “Vivienda 01” PVSyst.....	149
Figura 87. Sistema de red con gestión de almacenamiento, para la “Vivienda 02” PVSyst.....	149
Figura 88. Sistema de red con gestión de almacenamiento, para la “Vivienda 03” PVSyst.....	150

Figura 89. Sistema de red con gestión de almacenamiento, para la “Vivienda 04” PVSyst.....	150
Figura 90. Distribución de la energía demandada a nivel anual, de la “Vivienda 01”	153
Figura 91. Distribución de la energía cubierta a nivel anual, de la “Vivienda 01”	153
Figura 92. Distribución de la energía demandada a nivel anual, de la “Vivienda 02”	154
Figura 93. Distribución de la energía cubierta a nivel anual, de la “Vivienda 02”	155
Figura 94. Distribución de la energía demandada a nivel anual, de la “Vivienda 03”	156
Figura 95. Distribución de la energía cubierta a nivel anual, de la “Vivienda 03”	157
Figura 96. Distribución de la energía demandada a nivel anual, de la “Vivienda 04”	158
Figura 97. Distribución de la energía cubierta a nivel anual, de la “Vivienda 04”	159
Figura 98. Porcentajes de los costos de los equipos de la “Vivienda 01”	160
Figura 99. Porcentajes de los costos de los equipos de la “Vivienda 02”	161
Figura 100. Porcentajes de los costos de los equipos de la “Vivienda 03”	161
Figura 101. Porcentajes de los costos de los equipos de la “Vivienda 04”	162
Figura 102. Curva del VAN x k (interés), de la “Vivienda 01”	169
Figura 103. Curva del VAN x k (interés), de la “Vivienda 02”	169

Figura 104. Curva del VAN x k (interés), de la “Vivienda 03”	169
Figura 105. Curva del VAN x k (interés), de la “Vivienda 04”	170
Figura 106. Evaluación del costo del consumo energético en el mes más crítico de la vivienda 01	175
Figura 107. Evaluación del costo del consumo energético en el mes más crítico de la vivienda 02	176
Figura 108. Evaluación del costo del consumo energético en el mes más crítico de la vivienda 03	177
Figura 109. Evaluación del costo del consumo energético en el mes más crítico de la vivienda 04	177
Figura 110. Comportamiento de la potencia pico de acuerdo con la reducción de costos	182

ÍNDICE DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1	17
Ecuación 2	18
Ecuación 3	19
Ecuación 4	23
Ecuación 5	26
Ecuación 6	27
Ecuación 7	27
Ecuación 8	28
Ecuación 9	35
Ecuación 10	43
Ecuación 11	43
Ecuación 12	44
Ecuación 13	45
Ecuación 14	47
Ecuación 15	48
Ecuación 16	48
Ecuación 17	49
Ecuación 18	50
Ecuación 19	51
Ecuación 20	51
Ecuación 21	52
Ecuación 22	53

Ecuación 23	54
Ecuación 24	54
Ecuación 25	55
Ecuación 26	56
Ecuación 27	56
Ecuación 28	57
Ecuación 29	58
Ecuación 30	58
Ecuación 31	59
Ecuación 32	63
Ecuación 33	65
Ecuación 34	65
Ecuación 35	66
Ecuación 36	66
Ecuación 37	77
Ecuación 38	77
Ecuación 39	78
Ecuación 40	87
Ecuación 41	87
Ecuación 42	88
Ecuación 43	89
Ecuación 44	101
Ecuación 45	119
Ecuación 46	119

Ecuación 47	174
-------------------	-----

ÍNDICE DE APÉNDICES

	Pág.
APÉNDICE A. Ficha de anotación técnica (costo del consumo energético) – “Vivienda 01”.....	197
APÉNDICE B. Ficha de anotación técnica (costo del consumo energético) – “Vivienda 02”.....	198
APÉNDICE C. Ficha de anotación técnica (costo del consumo energético) – “Vivienda 03”.....	199
APÉNDICE D. Ficha de anotación técnica (costo del consumo energético) – “Vivienda 04”.....	200
APÉNDICE E. Ficha de anotación técnica (potencia pico).....	201
APÉNDICE F. Ficha técnica del inversor must solar modelos: PV30-1KW VHM y PV30-2KW VHM	202
APÉNDICE G. Manual de instalación del inversor must solar modelos: PV30-1KW VHM y PV30-2KW VHM.....	203
APÉNDICE H. Ficha técnica del inversor voltronic modelo: AXPERT VM III- 1500-24	223
APÉNDICE I. Manual de instalación del inversor voltronic modelo: AXPERT VM III-1500-24	225
APÉNDICE J. Ficha técnica del panel fotovoltaico jinko modelo: JKM400M-72H- V	275
APÉNDICE K. Ficha técnica del panel fotovoltaico trinasolar modelo: TSM- DE17M (II).....	277
APÉNDICE L. Ficha técnica de la estructura fija marca VALCAT.....	279

APÉNDICE M. Ficha técnica de la batería de gel TENSITE modelo: GEL DC 6-500.....	281
APÉNDICE N. Ficha técnica de la batería de plomo ácido U-POWER modelo: UPGC16-6RE.....	284
APÉNDICE O. Ficha técnica del conductor ZZ-F.....	286
APÉNDICE P. Ficha técnica del termomagnético BENY.....	287
APÉNDICE Q. Ficha técnica del fusible cilíndrico FEEO + portafusible	290
APÉNDICE R. Ficha técnica del termomagnético DC FEEO.....	292
APÉNDICE S. Ficha técnica del interruptor desconector	294
APÉNDICE T. Informe de simulación del PVSYST – “Vivienda 01”	295
APÉNDICE U. Informe de simulación del PVSYST – “Vivienda 02”	302
APÉNDICE V. Informe de simulación del PVSYST – “Vivienda 03”	309
APÉNDICE W. Informe de simulación del PVSYST – “Vivienda 04”	316
APÉNDICE X. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero – “Vivienda 01”	323
APÉNDICE Y. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero – “Vivienda 02”	324
APÉNDICE Z. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero – “Vivienda 03”	325
APÉNDICE AA. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero – “Vivienda 04”	326
APÉNDICE AB. Costos y presupuestos del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero – “Vivienda 01”	327

APÉNDICE AC. Costos y presupuestos del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero – “Vivienda 02”	328
APÉNDICE AD. Costos y presupuestos del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero – “Vivienda 03”	329
APÉNDICE AE. Costos y presupuestos del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero – “Vivienda 04”	330

RESUMEN

El presente trabajo de investigación se realizó con el objetivo de evaluar el costo del consumo energético y la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022. La investigación corresponde a un estudio cuantitativo continuo del tipo explicativo. Para el análisis de datos y el contraste de hipótesis, se utilizó un diseño no experimental de manera transversal. Para la recolección de datos se utilizó dos instrumentos; ficha de anotación técnica para medir la variable “costo del consumo energético” y la ficha de anotación técnica para medir la variable “potencia pico”. Los resultados se acoplaron a cálculos matemáticos que determinaron los parámetros eléctricos necesarios para el diseño de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero, así como también la evaluación y selección de los equipos encontrados en el mercado nacional, para luego someterlo a una simulación por medio del software PVSyst, con la finalidad de obtener las distribuciones de energía eléctrica y finalmente se realizó una evaluación económica para determinar la viabilidad del sistema. Como resultado del estudio, se determinó que el costo del consumo energético no se reduce representativamente debido a que no supera el 50% del costo total y que su valor esta entre los 1,44% al 20,62%; y la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero cubre representativamente el consumo energético debido a que supera el 50% de la energía demandada y que su valor esta entre los 97,52% al 98,83%.

Palabras clave: Sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero, energía demandada, consumo energético, costo del consumo energético, potencia pico.

ABSTRACT

The present research work was carried out with the objective of evaluating the cost of energy consumption and the peak power of a zero injection hybrid photovoltaic system in the Junta Vecinal Cercado 2 of Moquegua, 2022. The research corresponds to a continuous quantitative study of the type explanatory. For data analysis and hypothesis testing, a non-experimental cross-sectional design was used. Two instruments were used for data collection, a technical record sheet to measure the variable "cost of energy consumption" and a technical record sheet to measure the variable "peak power". The results were submitted to mathematical calculations that determined the electrical parameters necessary for the design of a zero injection hybrid photovoltaic system, as well as the evaluation and selection of the equipment found in the national market, to then submit it to a simulation through the PVSyst software, in order to obtain the distribution of electrical energy and finally an economic evaluation was carried out to determine the viability of the system. As a result of the study, it was determined that the cost of energy consumption was not reduced representatively because it does not exceed 50% of the total cost and that its value is between 1.44% and 20.62%; and the peak power of a zero injection hybrid photovoltaic system covers the energy consumption representatively because it exceeds 50% of the energy demanded and its value is between 97.52% and 98.83%.

Keywords: Zero injection hybrid photovoltaic system, energy demand, energy consumption, cost of energy consumption, peak power.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación titulado “EVALUACIÓN DEL COSTO DEL CONSUMO ENERGÉTICO Y LA POTENCIA PICO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO DE INYECCIÓN CERO EN LA JUNTA VECINAL CERCADO 2 DE MOQUEGUA, 2022” surgió debido al crecimiento continuo del consumo energético por parte de las viviendas unifamiliares del cercado de Moquegua, que tienen como consecuencia un alto costo económico.

Este estudio corresponde a una investigación de tipo cuantitativo de enfoque explicativo, el nivel de este mismo corresponde a un diseño no experimental aplicada de manera transversal. El objetivo principal de este trabajo consistirá en evaluar el costo del consumo energético y la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022.

La importancia de tener una ubicación geográfica que se concentran grandes cantidades de energía solar como es la ciudad de Moquegua, permite una potencia pico considerable a un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero. Por lo tanto, podemos plantear la siguiente hipótesis, que la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero influirá en el costo del consumo energético en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022.

Para la recolección de datos se utilizó la técnica de análisis de contenido a través de dos instrumentos; la ficha de anotación técnica para medir la variable “costo del consumo energético” y la ficha de anotación técnica para medir la variable “potencia pico”. Estos fueron validados por medio del juicio de expertos.

La metodología empleada para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero, se basó mediante los datos obtenidos por parte de los instrumentos, que mediaron el costo del consumo energético y la potencia pico; dichos resultados permitió el desarrollo matemático para la determinación de las capacidades de los equipos (paneles solares, inversor híbrido, baterías, sistemas de protección, conductores, etc.), como también la cantidad necesaria de cada una de ellas con su respectiva conexión empleada en serie, en paralelo o mixtas. Para posteriormente proceder a seleccionar los equipos más idóneos, para ello se realizó un estudio del mercado nacional que determinó los costos y la adaptabilidad de cada uno de los componentes. Se utilizaron distintos softwares para la distribución de la energía eléctrica, la elaboración del plano eléctrico del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero, la recolección de datos y el desarrollo de la información.

Finalmente se espera que esta investigación sirva como alternativa de solución y como base para su mejora a investigaciones futuras.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. Descripción de la realidad del problema

Moquegua ha sido uno de los departamentos más afectados del COVID-19, por este motivo la población permaneció más tiempo en sus hogares como prevención ante esta enfermedad.

Este aislamiento social provocó y sigue provocando un aumento del consumo energético por parte de las viviendas unifamiliares de la ciudad de Moquegua, siendo el cercado uno de los mayores puntos de consumo.

El costo del Watt sigue subiendo al transcurso del tiempo debido a que las centrales eléctricas de nuestro país necesitan de energías no renovables, que por cuestiones de conflictos internacionales dificulta la llegada de este material a nuestro país, que por consecuencia sube su costo a niveles superiores.

Estos factores conllevan un aumento considerable del consumo energético y por lo tanto su costo que es reflejado en el recibo de luz ha provocado que la población acuda al ahorro de energía de una manera ineficiente.

1.2. Definición del problema

1.2.1. Problema general.

¿Cómo evaluar el costo del consumo energético y la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022?

1.2.2. Problemas específicos.

- ¿Cómo evaluar el costo del consumo energético con un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022?
- ¿Cómo evaluar la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022?

1.3. Objetivos de la investigación

1.3.1. Objetivo general.

Evaluar el costo del consumo energético y la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022.

1.3.2. Objetivos específicos.

- Evaluar el costo del consumo energético con un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022
- Evaluar la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022

1.4. Justificación

Esta investigación se justifica mediante tres aspectos: teórica, económica y ambiental. Desde una perspectiva teórica, este estudio hace conocer el uso de

nuevas tecnologías como es el planteamiento y desarrollo de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero. Por otro lado, desde una perspectiva económica, el uso de este sistema le proporcionara al usuario un ahorro de dinero. Para una perspectiva ambiental, se tomará en cuenta lo registrado en la agenda 2030 de la ONU para el desarrollo sostenible en el Perú, en cumplimiento al objetivo N°12 (Producción y consumo responsables), por ello esta investigación fomenta el uso de energías renovables no contaminantes empleadas en estos tipos de sistemas fotovoltaicos como es el caso del uso de la energía solar que es una fuente natural e inagotable.

La importancia de este trabajo es disminuir el costo del consumo energético, mediante la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero. Las conclusiones alcanzadas en esta investigación servirán como alternativa de solución y como base para su mejora a investigaciones futuras.

1.5. Alcances y limitaciones

En este trabajo de investigación tiene como alcance evaluar el costo del consumo energético y la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022; que por medio de cálculos matemáticos se demostrará el porcentaje de energía que cubriría el sistema fotovoltaico como también la reducción del costo del consumo energético.

En esta investigación se contemplará datos de las viviendas unifamiliares ubicadas en la Junta Vecinal Cercado 2, no se tomará en cuenta otras juntas vecinales ni tampoco otros distritos de Moquegua, debido a que el trabajo se centra únicamente en la evaluación de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero. Como también la falta de información respecto a la normativa legal sobre los

sistemas fotovoltaicos híbridos de inyección cero y la falta de ingresos para la realización de un prototipo.

1.6. Variables

1.6.1. Variable dependiente.

Costo del consumo energético: Es el precio que establece la distribuidora de servicio eléctrico, responsable en brindar la energía que necesitan las cargas para accionarse por un periodo de tiempo.

1.6.2. Variable independiente.

Potencia pico: Es la potencia máxima que puede generar un sistema fotovoltaico bajo a condiciones estándares.

1.6.3. Operacionalización de variables.

Tabla 1

Operacionalización de variables

Variable	Definición conceptual	Unidad de medida	Instrumento
V. D. Costo del consumo energético	Es el precio referido a la cantidad de energía que necesitan las cargas de un hogar para accionarse por un periodo de tiempo	S/.	<i>Apéndice A</i> <i>Apéndice B</i> <i>Apéndice C</i> <i>Apéndice D</i>
V. I. Potencia pico	Es la potencia máxima de un sistema fotovoltaico	kWp	<i>Apéndice E</i>

1.7. Hipótesis de la investigación

1.7.1. Hipótesis general.

La potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero influirá en el costo del consumo energético en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022.

1.7.2. Hipótesis específicas.

- El costo del consumo energético se reducirá representativamente en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022
- La potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero, cubrirá representativamente el consumo energético de la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de la investigación

2.1.1. Antecedentes internacionales.

Toscano (2019). “ANÁLISIS DE DISTINTAS POSIBILIDADES DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EN CONEXIÓN A RED Y EN AISLADO”. Trabajo de fin de máster de la Universidad de Zaragoza, de Zaragoza – España. El trabajo de investigación tiene por objetivo principal: Evaluar las distintas posibilidades de autoconsumo fotovoltaico en conexión a red y en aislado. Aplica los siguientes métodos: El método enumerativo y aplicativo.

Tena (2020). “DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA CUBRIR APLICACIONES TÉRMICAS DOMÉSTICAS”. Trabajo de fin de grado de la Universidad de Zaragoza, de Zaragoza – España. El trabajo de investigación tiene por objetivo principal: Dimensionar un sistema fotovoltaico para alimentar cargas térmicas de uso doméstico. Aplica el siguiente método: El método aplicativo.

Lázaro (2020). “DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA AUTOCONSUMO”. Trabajo final de Grado del Instituto Politécnico de Viseu, de Viseu– Portugal. El trabajo de investigación

tiene por objetivo principal: Dimensionar un sistema óptimo fotovoltaico para autoconsumo. Aplica el siguiente método: El método aplicativo.

García (2020). “DISEÑO ÓPTIMO DE SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CON ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS PARA VIVIENDA UNIFAMILIAR Y ELECTROLINERAS BASADO EN TÉCNICAS DE MACHINE LEARNING”. Trabajo de fin de máster de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería, de Sevilla– España. El trabajo de investigación tiene por objetivo principal: Diseñar un sistema fotovoltaico basado en la técnica de MACHINE LEARNING. Aplica el siguiente método: El método aplicativo.

Crespo (2021). “SIMULACIÓN DE SISTEMAS DE SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS”. Tesis de pregrado de la Universidad de Valladolid, de Valladolid – España. El trabajo de investigación tiene por objetivo principal: Simular sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) en sistemas fotovoltaicos. Aplica el siguiente método: El método aplicativo.

2.1.2. Antecedentes nacionales.

Quintanilla (2020). “DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AISLADO PARA SUMINISTRAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA LA LOCALIDAD DE PATAHUASI – PAMPA CAÑAHUAS”. Tesis de pregrado de la Universidad Católica de Santa María, de Arequipa – Perú. El trabajo de investigación tiene por objetivo principal: Diseñar un sistema fotovoltaico para suministrar energía a la localidad de Patahuasi – Pampa Cañahuas. Aplica los siguientes métodos: El método analítico y teórico.

Huamán (2020). “DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO ON GRID DE AUTOCONSUMO E INYECCIÓN 0 CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA DEL CENTRO DE SALUD HAQUIRA, APURÍMAC 2020”. Tesis de pregrado de la Universidad Tecnológica del Perú, de Lima – Perú. El trabajo de investigación tiene por objetivo principal: Diseñar un sistema fotovoltaico on grid de autoconsumo e inyección 0 conectado a la red eléctrica del centro de salud Haqira, Apurímac. Aplica los siguientes métodos: El método inductivo y deductivo.

Carhuavilca (2021). “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS PARA EL REGISTRO DE IRRADIANCIA, TEMPERATURA Y CÁLCULO DE PRODUCTIVIDAD ENERGÉTICA DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED”. Tesis de pregrado de la Pontificia Universidad Católica del Perú, de Lima – Perú. El trabajo de investigación tiene por objetivo principal: Diseño e implementación de un sistema de adquisición de datos que permita tomar registros de irradiancia y temperatura de módulo FV. Aplica los siguientes métodos: El método aplicativo, analítico y teórico.

Helfer (2021). “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA COMPAÑÍA DE BOMBEROS DE YANAHUARA - AREQUIPA”. Tesis de pregrado de la Universidad Católica de Santa María, de Arequipa – Perú. El trabajo de investigación tiene por objetivo principal: Diseñar e implementar un sistema de energía fotovoltaica para la alimentación de los principales equipos de comunicación de emergencias en la compañía de bomberos en la zona de Yanahuara – Arequipa, con una confiabilidad del suministro

energético mayor al de la red y a un costo competitivo en el mercado actual. Aplica los siguientes métodos: El método aplicativo, analítico y teórico.

Jamjachi (2021). “DISEÑO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO HÍBRIDO PARA UNA VIVIENDA RESIDENCIAL”. Tesis de pregrado de la Universidad Continental, de Huancayo – Perú. El trabajo de investigación tiene por objetivo principal: Diseñar un sistema eléctrico híbrido para una vivienda residencial. Aplica los siguientes métodos: El método analítico y teórico.

2.2. Bases teóricas

2.2.1. Fuentes de energía.

Son recursos naturales que el hombre ha extraído para la realización de sus necesidades. Se puede clasificar en dos en renovables y no renovables.

2.2.1.1. Energías renovables.

Según León (2019), son fuentes naturales inagotables, que contienen grandes cantidades de energía y son capaces de regenerarse por medios naturales. Estas se dividen en convencionales y no convencionales, la primera que está constituido por la energía hidráulica y en la segunda en energía solar, térmica, eólica, mareomotriz, biomasa, etc. Por otro lado, Sánchez (2019), indica que la mayoría de estas energías provienen del sol ya se de forma directa o indirecta, y siendo la más importante la energía solar.

2.2.1.2. Energías no renovables.

Poclín (2019), lo define como energías limitadas y que no poseen una capacidad de renovarse a corto plazo; asimismo generan grandes cantidades de contaminación ambiental por otro lado, son utilizados en la industria mundial como fuente

principal para cubrir la demanda de energía. Algunas de estas fuentes son el carbón, el petróleo, el uranio, etc.

2.2.2. Energía solar.

Cerrón (2019), señala que la energía solar pertenece al grupo de fuentes renovables debido a su carácter inagotable; que al ser explotada podría satisfacer las demandas de energía que actualmente son cubiertas por fuentes tradicionales como el petróleo o el carbón. Mientras que Mamani y Mamani (2019), nos menciona que la energía solar se transmite mediante ondas electromagnéticas a lo que nosotros conocemos como rayos solares, además nos indica que el 70% de esta energía es absorbida por la tierra mientras que el resto es reflejado por la atmósfera hacia el espacio.

2.2.2.1. Energía solar en el mundo.

A partir del año 2010, el mundo ha seguido aumentando progresivamente el uso de la energía solar. El desarrollo de los sistemas fotovoltaicos en el año 2017, muestran que el 85% de la capacidad instalada estuvo focalizado en los siguientes mercados: China, Estados Unidos, Japón, India y Reino Unido. Además, se conoce que el año 2013, China fue el principal mercado con una generación de 11,8 GW, seguido Japón con 6,9 GW y de Estados Unidos con 4,8 GW.

En América Latina, también hubo un impulso de desarrollo en el aumento del uso de la energía solar, esto se ve reflejado que en el año 2013 hubo una generación de 133 MW que fue superado en el año 2014 con una capacidad de 625 MW. Siendo Chile el principal aportante de esta energía llegando a incrementar un total del 75%, seguido de México y Brasil.

Se estima que, en el año 2050, la energía solar fotovoltaica llegue a alcanzar el 16% en la producción de la electricidad mundial, para ello se tiene previsto que

los costos de energía eléctrica se reduzcan en un 25% para el año 2020, 45% en el año 2030 y finalmente un 65% en el año 2050 (Robles y Rodríguez, 2018).

Según Roca (2020), indica que las plantas fotovoltaicas más grandes del mundo actualmente son:

- Bhadla Solar Park, capacidad de 2 245 MW, India
- Pavagada Solar Park, capacidad de 2 050 MW, India
- Parque Solar del Desierto de Tengger, capacidad de 1 500 MW, China
- Benban Solar Park, capacidad de 1 650 MW, Egipto
- Noor Abu Dhabi, capacidad de 1 177 MW, Emiratos Árabes Unidos
- Kurnool Ultra Mega Solar Park, capacidad de 1 000 MW, India
- Parque Solar Datong, capacidad de 1 000 MW, China
- NP Kunta Ultra Mega Solar Park, capacidad de 900 MW, India
- Longyangxia Hydro- Solar PV Station, capacidad de 850 MW, China
- Parque Solar PV Villanueva, capacidad de 828 MW, México



Figura 1. Bhadla Solar Park, 2 245 MW, India

Fuente: Roca, 2020

2.2.2.2. Energía solar en el Perú.

Según la Gerencia Regional de Energía y Minas Moquegua (GREMM, 2018), indica que el Perú al estar situado geográficamente cerca de la línea ecuatorial, este privilegiado de tener grandes jornadas de sol que con lleva a tener altos niveles de radiación solar. También menciona, que los departamentos con mayor radiación solar son Arequipa, Moquegua y Tacna (zona costera sur del país) que sus valores varían entre 7 a 7,5 kW.h/m².

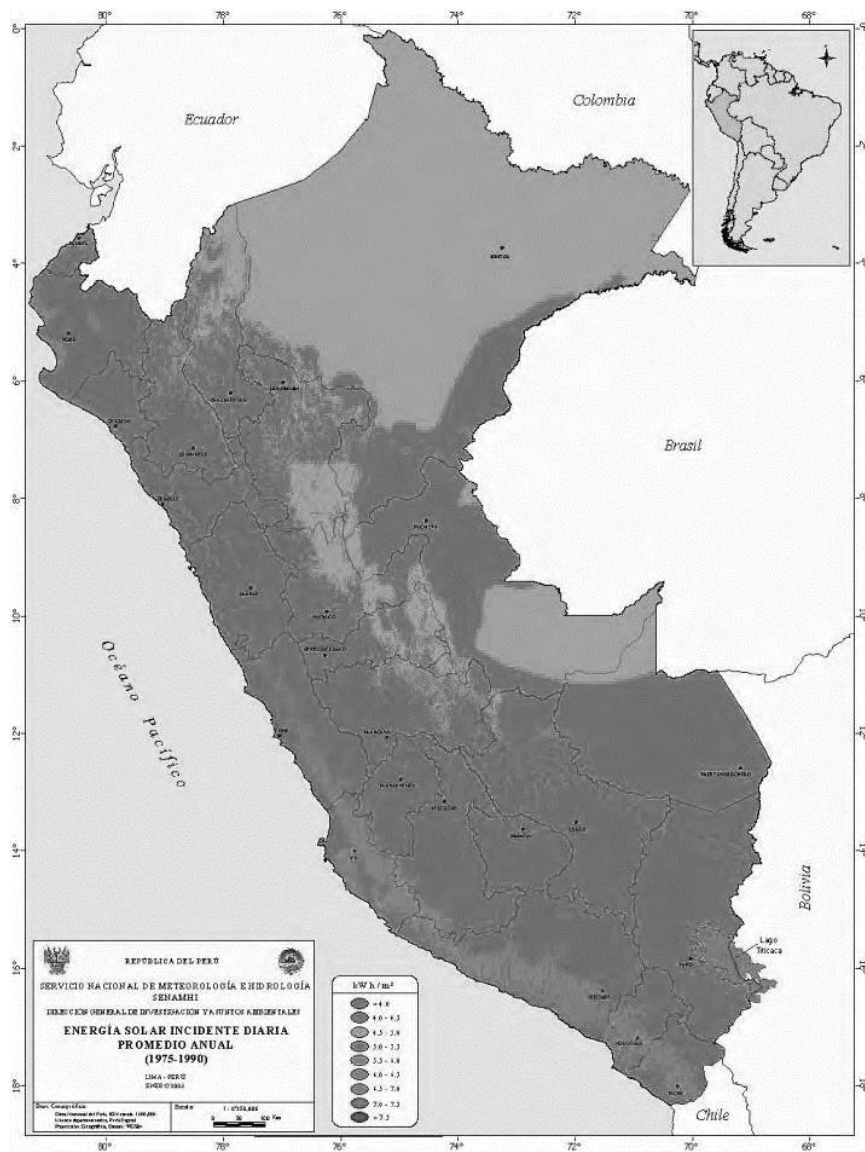


Figura 2. Mapa potencia de energía solar en Perú

Fuente. GREMM, 2018

VOLTAIKA PERÚ S.A. (2022), nos informa que actualmente operan ocho plantas solares fotovoltaicas en el Perú actualmente:

- Central Rubí, capacidad de 144,48 MW, Moquegua
- Central Intipampa, capacidad de 40 MW, Moquegua
- Central Majes solar, capacidad de 20 MW, Arequipa
- Central Solar Repartición, capacidad de 20 MW, Arequipa
- Central Tacna Solar, capacidad de 20 MW, Tacna
- Central Panamericana Solar, capacidad de 20 MW, Moquegua
- Central Moquegua FV, capacidad de 16 MW, Moquegua
- Central Yarucaya, capacidad de 1,62 MW, Huaura – Lima



Figura 3. Planta solar Rubí, construida por ENEL

Fuente. VOLTAIKA PERÚ S.A., 2022

2.2.2.3. *Energía solar en Moquegua.*

La GREMM (2018), señala que en el año 2017 la empresa con mayor producción de energía eléctrica a base de energía solar fue la empresa ENEL GREEN POWER PERÚ S.A. con la central solar Rubí con una generación en los meses de noviembre y diciembre de 61,4 GW.h a nivel nacional.

De acuerdo a las centrales existentes en nuestro país, determinamos que Moquegua es la región que más aprovecha la energía solar en el Perú, esto es debido a su alto índice de radiación solar mostrado en la figura 4:

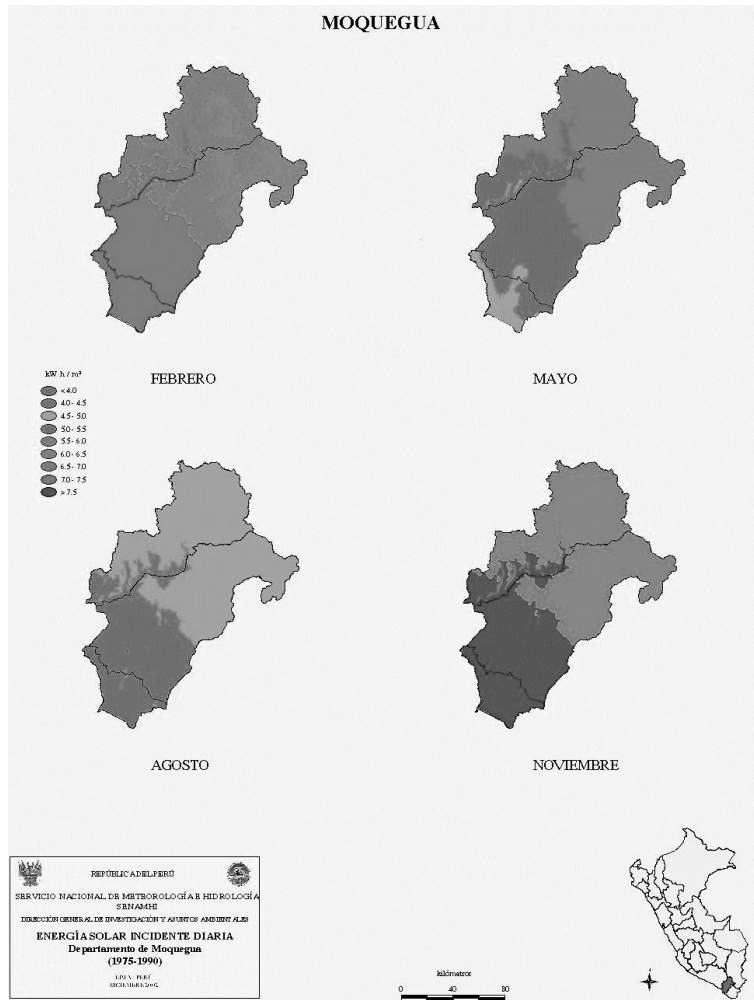


Figura 4. Mapa de radiación solar en Moquegua

Fuente: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú [SENAMHI], 2003

2.2.2.3.1. Central solar Rubí.

La central solar Rubí tiene una capacidad de 144,48 MW, con una generación anual de 440 GW.h; con una inversión aproximada de 165 millones de dólares, que fue puesto en marcha el 30 de enero del 2018. Se encuentra a 35 km de la ciudad de Moquegua como se muestra en la figura 5, y está conectado a dos transformadores trifásicos de delta a estrella, con una potencia nominal de 70/90 MVA con una

relación de transmisión de 33/220 kV, conectada a la línea de transmisión de 220 kV S.E. Rubí – S.E. Montalvo, con una distancia de 21,51 km, todo esto se describe en la figura 6 (Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería [OSINERGMIN], 2020):

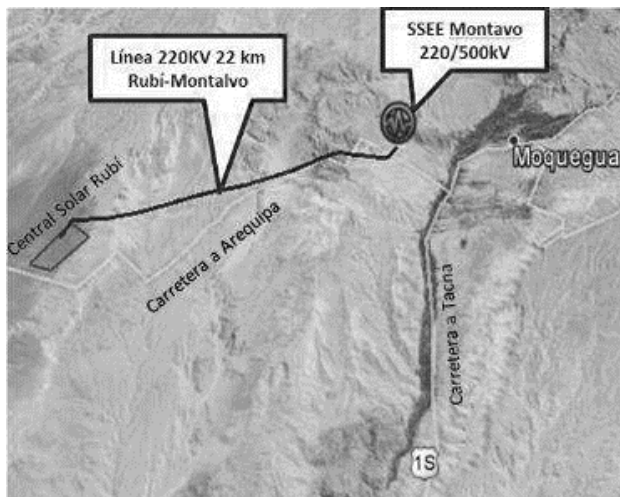


Figura 5. Ubicación de la central solar Rubí

Fuente: OSINERGMIN, 2020

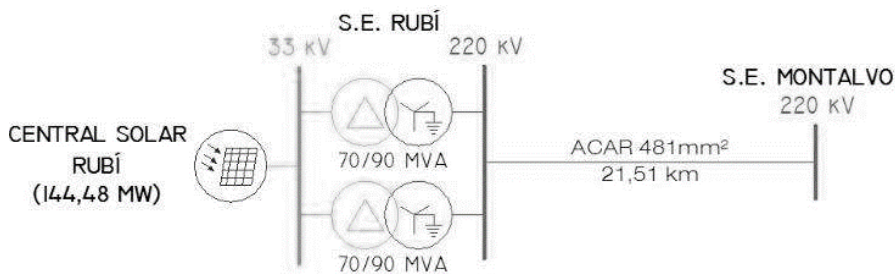


Figura 6. Diagrama unifilar de la central solar Rubí

Fuente: OSINERGMIN, 2020

Las características de la central solar Rubí son las siguientes:

- Potencia instalada: 144,48 MW
- N° de módulos en serie: 30
- Tipo de módulos: Reisen (monocristalino PERC)
- Potencia de módulos: 320 W
- N° de inversores: 164

- Tipo de inversores: Fimer R11015TL (inversor ON GRID de media tensión)
- Potencia de inversores: 1,025 MVA
- Tensión de salida de inversores: 0,4 kV - AC
- Tipo de estructura: Seguidor horizontal de 1 eje
- Ángulo de seguimiento: 45°
- N° de centros de transformación: 41
- Potencia por centro de transformación: 3,524 MW
- Relación de Transformación: 0,4/33 kV

2.2.3. El sol.

Fernández (2019), indica que el sol es una estrella que se compone con 73% de hidrogeno, dicho elemento genera la fusión nuclear y da lugar a la energía electromagnética. Esta energía se desplaza en todo el espacio llegando una porción de ella a la tierra ya sea de forma directa o indirecta, provocando así la vida en el planeta Tierra.

Para entender el comportamiento del sol, debemos comprender primero que la tierra da una vuelta alrededor de su eje cada 24 horas, y da una vuelta completa alrededor del sol aproximadamente en 365,25 días, provocando de esta forma la variación de la posición del sol de acuerdo el tiempo, generando fenómenos a lo que conocemos como primavera, verano, otoño e invierno.

Este desplazamiento de la tierra es de forma eclíptica, por lo tanto, hay días del año donde la tierra está cerca del sol, además el plano de la rotación de la tierra no coincide con el plano de traslación de la tierra, esto provoca un ángulo llamado oblicuidad de la eclíptica que es aproximado a 23,45°; así como se muestra en la figura 7 (Soteris, 2014):

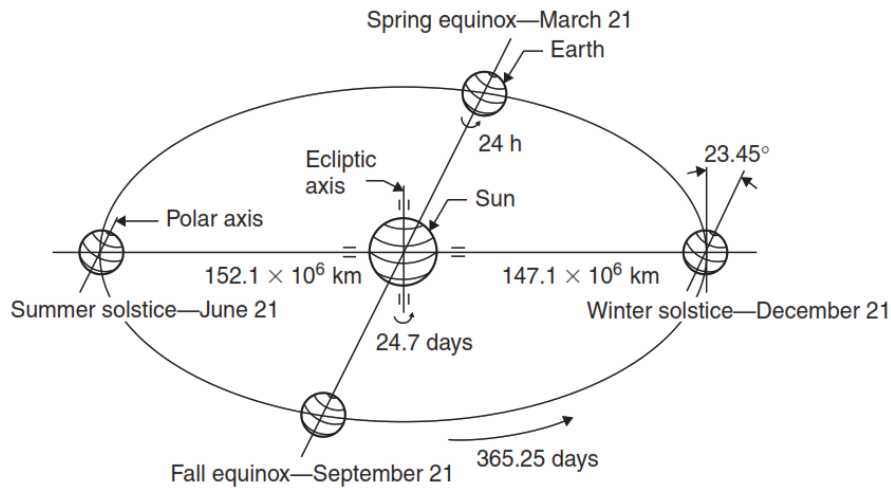


Figura 7. Movimiento anual de la tierra alrededor del sol

Fuente: Soteris, 2014

2.2.3.1. Declinación solar.

La declinación solar (δ), es el ángulo que nosotros miramos al sol, es decir, el ángulo que forma la línea ecuatorial de la tierra con los rayos del sol del norte (o del sur), designándose positiva la declinación del norte. Este ángulo varía de acuerdo el día y se limita entre $-23,45^\circ$ a $23,45^\circ$, de acuerdo a la figura 8 (Soteris, 2014):

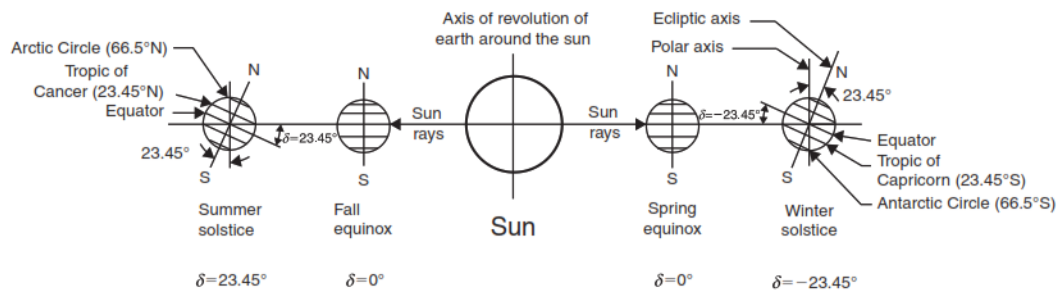


Figura 8. Variación anual de la declinación solar

Fuente: Soteris, 2014

Para calcular la declinación solar (δ), se debe utilizar la fórmula de Spencer (Spencer, 1971, como se citó en Soteris, 2014):

$$\delta = 0,006918 - 0,399912 \cos(\Gamma) + 0,070257 \sin(\Gamma) - 0,006758 \cos(2\Gamma) + 0,000907 \sin(2\Gamma) - 0,002697 \cos(3\Gamma) + 0,00148 \sin(3\Gamma) \dots\dots\dots \text{[Ecuación 1]}$$

Donde:

δ = ángulo de declinación del sol (en rad.)

Γ = ángulo diario (en rad.)

Para hallar el ángulo diario (Γ), se aplica la fórmula de Kreith y Kreider (Kreith y Kreider, 1978, como se citó en Soteris, 2014):

$$\Gamma = \frac{2\pi(N-1)}{365} \dots\dots\dots [Ecuación 2]$$

Donde:

Γ = ángulo diario (en rad.)

N = número de día del año (en días)

2.2.3.2. *Coordenadas solares.*

Para establecer la posición del sol se utiliza el termino esfera celeste, que es una esfera ficticia que proyecta la posición del sol mediante un observador que se ubica en el centro de la esfera.



Figura 9. Esfera celeste

Fuente: Díaz, 2018

Según Díaz (2018), menciona que, para determinar la posición del sol, debemos conocer estos tres parámetros:

- a) Ángulo de altitud solar (α): También conocido como Cenit es el ángulo que forman los rayos solares con la horizontal

- b) Ángulo de acimut solar (Z): Es el ángulo formado por el meridiano del sol y del lugar, tomado como referencia el norte en el hemisferio sur y el sur en el hemisferio norte, tiene valores que van desde 0° a -180° hacia el Este y 0° a 180° hacia el Oeste
- c) Ángulo cenital solar (Φ): Es el ángulo complementario del ángulo de altitud solar

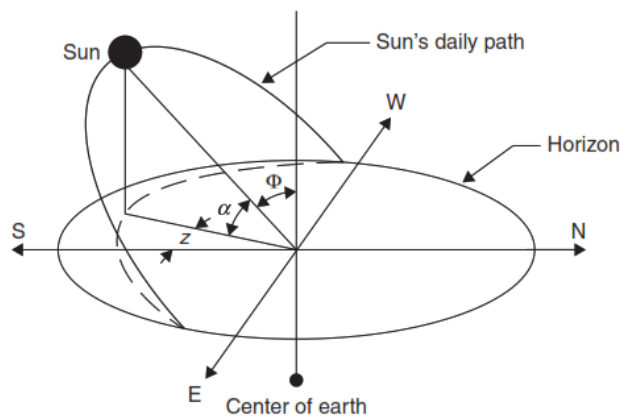


Figura 10. Trayectoria diaria aparente del sol a través del cielo desde el amanecer hasta el atardecer
Fuente: Soteris, 2014

Para determinar el ángulo de inclinación óptimo del panel respecto a un día determinado correspondiente al sol y a la superficie (α_n), se expresa con la siguiente formula (Soteris, 2014):

$$\alpha_n = 90 - L + \delta \dots\dots\dots [Ecuación 3]$$

Donde:

α_n = ángulo de inclinación óptimo del panel respecto a un día determinado correspondiente al sol y a la superficie (en grados)

L = latitud local (en grados)

δ = ángulo de declinación del sol (en grados)

2.2.4. Radiación solar.

Según Peña y Nevado (2019), la radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol, que viajan a 300 000 km/s en todas las direcciones desde la fuente. No necesitan un medio material para propagarse. Por ello, estas ondas pueden llegar sin problemas atravesando el espacio estelar desde el Sol hasta la Tierra.

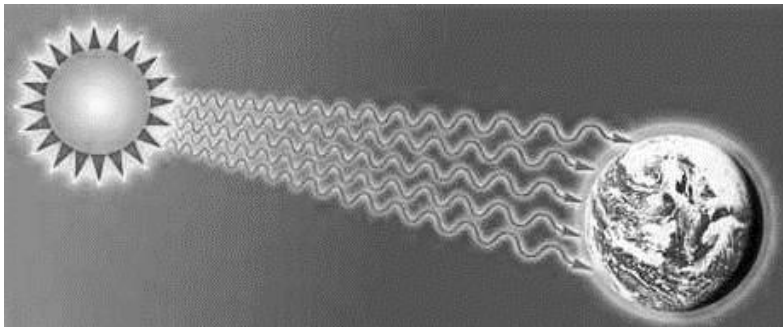


Figura 11. Radiación solar

Fuente: Aguilar, 2018

2.2.4.1. Espectro de radiación.

Es el conjunto de las ondas electromagnéticas provocadas por la aceleración de una carga eléctrica, el caso más conocido el sol. Estas se desplazan transportando energía obtenida de su fuente hacia un receptor, Existen varios tipos de onda, que se diferencian mediante su frecuencia y su longitud definiendo así el espectro electromagnético, entre ellas tenemos:

- La radiación ultravioleta (UV): Su longitud de onda está en los rangos inferiores a 400 nm, su absorción con electrones, producen cambios bruscos entre los átomos (radiaciones ionizantes) como la destrucción capa de ozono o la piel de las personas
- La luz visible: Su longitud de onda está en los rangos de 400 nm y 700 nm, tienen varios colores que al mezclarse forman la luz blanca

- El infrarrojo: Su longitud de onda está en los rangos de 700nm y 1000nm, no provocan reacciones químicas (radiaciones no ionizantes), sin embargo, producen vibraciones entre las moléculas, provocando la absorción de energía térmica

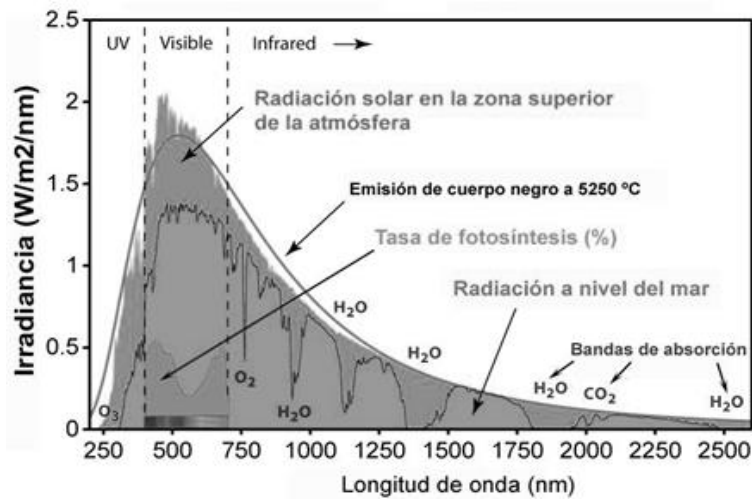


Figura 12. Espectro de radiación

Fuente: Castillo, 2019

Castillo (2019), menciona que la radiación solar en la superficie de la tierra está conformada por 46% de radiación visible, 50% de rayos infrarrojos y 4% de rayos ultravioleta. Siendo este último absorbido gran parte por la capa de ozono.

2.2.4.2. Efectos de la atmósfera sobre la radiación solar.

La radiación solar sufre alteraciones antes de llegar a la superficie terrestre como la reflexión, aquel que refleja la radiación a otras direcciones esto lo provoca mayormente las nubes; la absorción, aquellos que absorben la radiación solar entre ellos tenemos el vapor de agua, el dióxido de carbono, el ozono y el oxígeno; y por último la difusión, que son cuerpos que permiten el traspase de la radiación por ejemplo el polvo, el aerosol, las gotas de agua, etc. Es importante señalar que estos efectos varían dependiendo de la distancia de la fuente hacia el receptor (Vásquez, 2019).

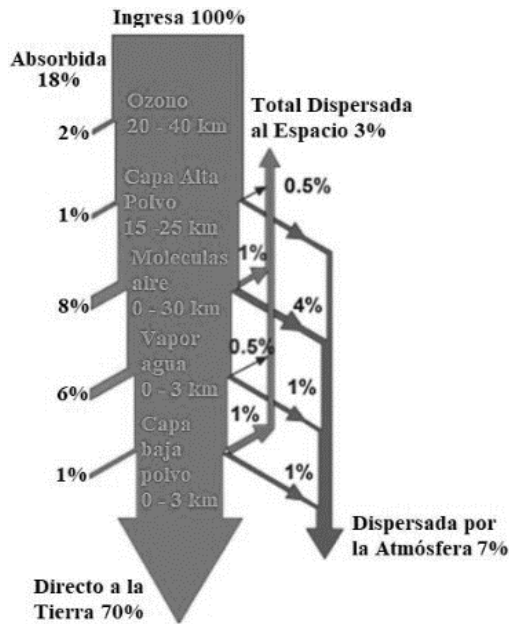


Figura 13. Absorción de la radiación extraterrestre

Fuente: Helfer, 2021

2.2.4.3. Recorrido óptico de la radiación solar.

Este recorrido se le conoce como masa de aire (AM), de acuerdo con Vásquez (2019), lo define como el espesor que recorre la radiación solar expresado en un múltiplo que recorrería en una dirección perpendicular a la superficie terrestre.

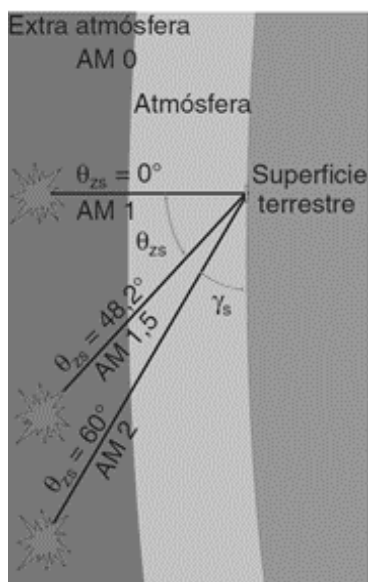


Figura 14. Masa de aire (AM) para diferentes ángulos cenitales

Fuente: Díaz, 2018

De acuerdo a la figura 14, si el sol está en su posición óptima (posición perpendicular con la superficie) y sin nubes toma el valor de “AM 1”. El valor de “AM 0” especifica condiciones atmosféricas del sol, entonces se puede decir que cuanto menor se ha el ángulo cenital mayor será la intensidad de radiación solar (Sánchez, 2019).

Se puede calcular la masa de aire con la expresión:

$$AM = \frac{1}{\sin \gamma_s} = \frac{1}{\cos \alpha} = \frac{1}{\cos \theta_{zs}} = \frac{1}{\cos \Phi} \dots\dots\dots [Ecuación 4]$$

Donde:

$\gamma_s = \alpha =$ ángulo de altitud solar (en grados)

$\theta_{zs} = \Phi =$ ángulo cenital solar (en grados)

Es importante indicar que la masa de aire (AM), debe estar señalado en la hoja de datos de los módulos fotovoltaicos, que en su mayoría corresponden a un valor de AM 1,5 que equivale a un ángulo cenital de 48,2°.

2.2.4.4. Irradiancia solar.

Es la intensidad de radiación solar incidente en una superficie de 1 metro cuadrado. Su unidad de medida es el vatio sobre metro cuadrado (W/m²)

2.2.4.5. Irradiación solar o insolación.

Es la intensidad de radiación solar incidente a lo largo de un periodo de tiempo en una superficie de 1 metro cuadrado. Su unidad de medida es el vatio por hora sobre metro cuadrado (Wh/m²). Este fenómeno se divide en tres componentes:

- a) Radiación directa: Es la que proviene directamente del sol sin ninguna alteración, su utilización consiste en la concentración de energía. Además, se caracteriza por producir sombras entre los objetos.

- b) Radiación difusa: Es la radiación que fue consumida por las nubes y estas lo distribuyen en varias direcciones. Un claro ejemplo sería el cielo azul que nosotros miramos en todas las mañanas, si no existiera radiación difusa el cielo se vería negro aun de día.
- c) Radiación reflejada: Es la radiación que fue reflejada por un cuerpo, la mayoría de veces por la superficie terrestre. Este efecto depende del coeficiente de reflexión también denominado albedo. Se perciben mayormente en superficies verticales que superficies horizontales.

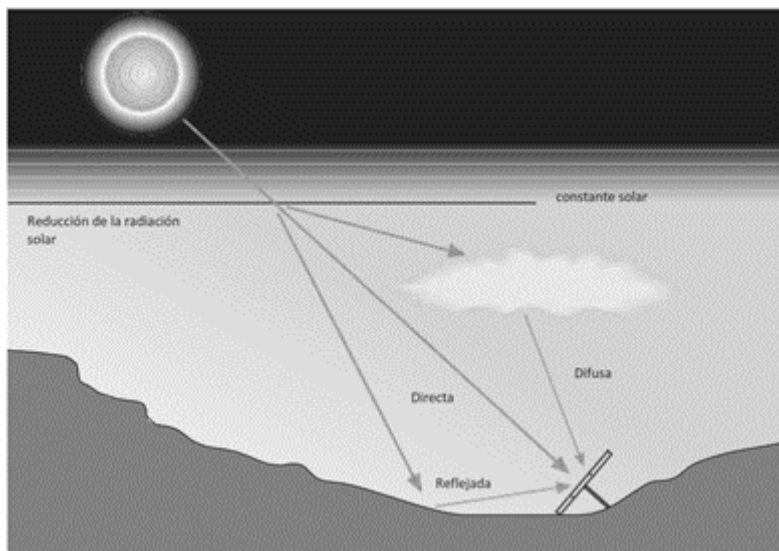


Figura 15. Componentes de la radiación solar

Fuente: León, 2019

Según la figura 15, se puede decir, que la radiación global es la suma de la radiación directa, difusa y refleja, por lo tanto, es la que se debe conocer y cuantificar.

La radiación solar que llega a la tierra, el 24% es directa, el 21% es difusa o reflejada y el resto se pierde en el espacio. Además, menciona que la energía que llega del sol no es aprovechada al 100% (León, 2019). Mientras que Sánchez (2019), señala que la radiación directa es la más importante para instalaciones

fotovoltaicas y que el Perú es uno de los países que disponen con mayor intensidad de radiación solar.

2.2.4.6. Instrumentos de medición.

Para la medición de radiación solar se utilizan los siguientes instrumentos:

- Piranómetro: También llamado actinometro y solarimetro, es un instrumento que mide la radiación solar global que incide sobre una superficie horizontal.

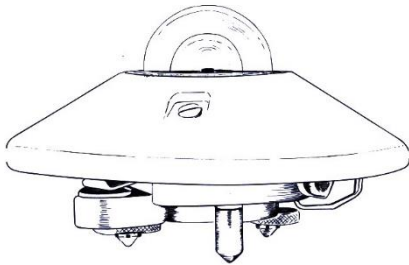


Figura 16. Piranómetro

Fuente: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú [SENAMHI], 2003

- Pirheliómetro: Es un instrumento que mide la radiación solar directa mediante la concentración de un punto de luz.

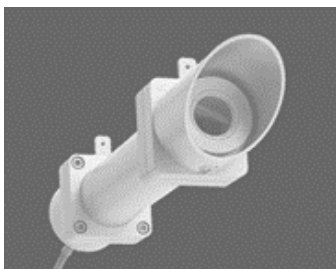


Figura 17. Pirheliómetro

Fuente: Choque, 2018

2.2.4.7. Hora sol pico (HSP).

Según ha señalado León (2019), las horas de sol pico o HSP viene dado como el número total de horas al día cuando se asume una hipotética irradiancia solar constante de 1 000 W/m².

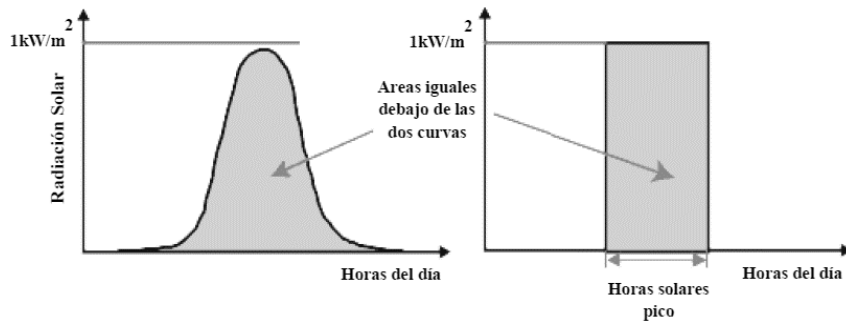


Figura 18. Concepto de horas sol pico (HSP)

Fuente: Pérez y Delgado, 2019

Cabe señalar de la figura 18, que el área bajo la curva en forma de campana viene a ser el total de irradiación que capta una superficie durante todo un día lo cual también es igual al área que viene dada por la multiplicación de la irradiancia hipotética constante de 1 000 W/m² por las horas solar pico. Para ello utilizamos la siguiente fórmula:

$$HPS = \frac{E_i}{E_h} \dots\dots\dots [Ecuación 5]$$

Donde:

E_i = irradiación horizontal global diario medio mensual (en W.h/m²)

E_h = irradiancia solar hipotética de 1 000 W/m² (en W/m²)

HPS = Horas Solar Pico (en horas)

Mientras que Aguilar (2018) añade que, en todas las fichas técnicas de los paneles fotovoltaicos, debe (o debería) aparecer la irradiancia solar de 1 000 W/m², o lo que es lo mismo una hora solar pico.

2.2.5. Energía solar fotovoltaica.

Chávez (2018), indica que cuando existe un flujo de fotones (iluminación) este generara corriente continua por medio de las celdas solares, este último componente establece potencia eléctrica. En caso que no existiera este flujo no habría corriente.

Por otra parte, Granados (2019), establece tres factores importantes para la producción de energía eléctrica mediante la energía solar fotovoltaica estos son:

- Las condiciones climatológicas
- El rendimiento de los módulos fotovoltaicos
- El establecimiento de las horas sol pico (HSP) y la orientación

2.2.5.1. *Efecto fotoeléctrico.*

El científico Albert Einstein en 1905 descubre que en algunos materiales los fotones golpeaban a los electrones hasta llegar a liberarlos de los átomos permitiendo así la existencia de una corriente eléctrica. Este fenómeno se interpretó que la radiación electromagnética (radiación solar) estuviera compuesta por dos componentes, en fotones y paquetes de energía. Por lo tanto, se asumió que cada fotón llevaba un paquete de energía. Provocando así la siguiente fórmula (Lizana, 2019):

$$E = h * f \dots\dots\dots [Ecuación 6]$$

Donde:

E = energía de los fotones (en J)

h = constante de Planck, que equivale 6.63×10^{-34} (en J.s)

f = frecuencia del fotón (Hz)

Para conocer la frecuencia del fotón, tenemos que conocer la longitud de la onda y la velocidad de la luz, se conoce que este último le corresponde un valor de 300 000 km/s, por lo tanto, podemos decir lo siguiente (Peña y Nevado, 2019):

$$\lambda = \frac{c}{f} \dots\dots\dots [Ecuación 7]$$

Donde:

λ = longitud de la onda (en ángstrom [Å])

f = frecuencia del fotón (Hz)

c = velocidad de la luz, que equivale 300 000 (en km/s)

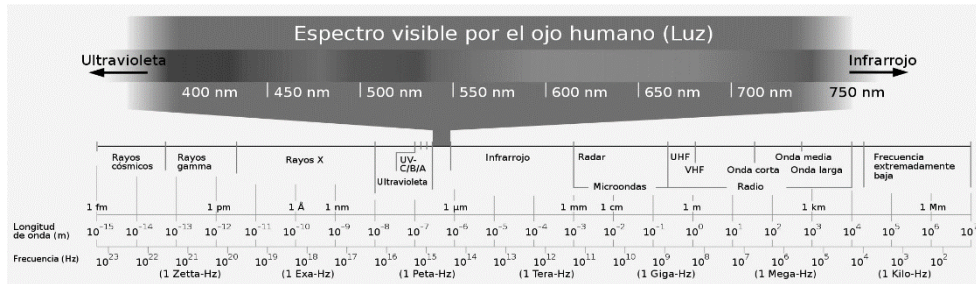


Figura 19. Longitudes y frecuencias del espectro de radiación

Fuente: García, 2019

De acuerdo a la ecuación 7, se puede concluir que la intensidad de radiación solar que incide en un electrón de un metal no influye en su velocidad, sino en su cantidad; es decir mayor intensidad, mayor número de electrones. Por lo tanto, al aumentar la frecuencia se aumenta la velocidad y también su energía. Como resultado se tiene la siguiente formula (Bellota, 2019):

$$E = \frac{h \cdot c}{\lambda} \dots\dots\dots [Ecuación 8]$$

Donde:

E = energía de los fotones (en J)

h = constante de Planck, que equivale 6.63×10^{-34} (en J.s)

c = velocidad de la luz, que equivale 300 000 (en km/s)

λ = longitud de la onda (en ángstrom [Å])

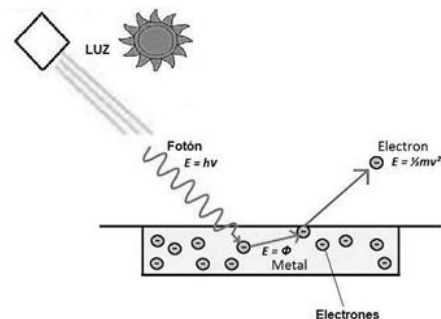


Figura 20. Efecto fotoeléctrico de una celda solar

Fuente: Mamani y Mamani, 2019

2.2.5.2. Efecto fotovoltaico.

Granados (2019), indica que la palabra fotovoltaico proviene del griego que significa luz eléctrica y que tiene como finalidad, transformar directamente la energía luminosa en energía eléctrica.

Dicha transformación nace a partir de un átomo de silicio que posee cuatro electrones de valencia, y estos se enlazan con átomos adyacentes. Si se substituye un átomo de silicio por otro que tenga tres electrones de valencia, podría suceder que un electrón dejara un hueco disponible, y por lo tanto se queda con carga positiva (zona “P”), por otro lado, si se substituye por uno que tiene cinco electrones de valencia, podría suceder que un electrón este libre, y por lo tanto se queda con carga negativa (zona “N”), estos procesos de sustitución de átomos se le denomina como dopado. Para el proceso de dopado usan el método por difusión de temperatura, el silicio viene establecido en forma de láminas, para la zona “P” utilizan átomos de boro, el cual posee tres electrones de valencia, mientras que en la zona “N” utilizan átomos de fósforo, el cual posee cinco electrones de valencia.

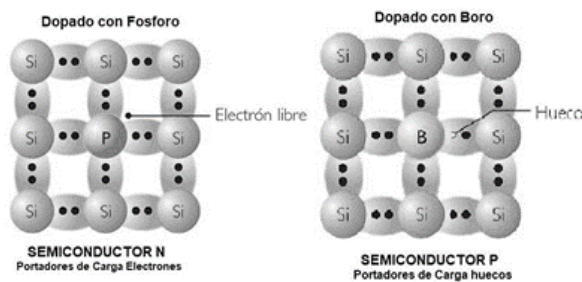


Figura 21. Dopado de silicio

Fuente: Mamani y Mamani, 2019

El proceso de unión de las láminas P-N, genera una difusión de electrones en las zonas con mayores concentraciones, en otras palabras, la capa N muestra mayores concentraciones, por lo tanto, va de “N” hacia “P”. Esta difusión produce una recombinación con los huecos de la zona “P”, generando un campo eléctrico en

la junta hasta que se alcance el equilibrio, después de estos acontecimientos no existe corriente a través de la unión, a no ser que sea excitada por una fuente externa.

Dicho campo eléctrico trabaja como un diodo, es decir trabaja en un solo sentido. Esto provoca que los electrones de la zona “N” se acerquen a la zona “P”, mientras que los huecos de la zona “P” se acercan a la zona “N”. Esta región de acercamiento se le conoce como zona de agotamiento o deflexión, ya que no existe desplazamiento de electrones.

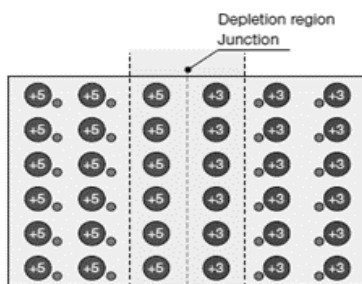


Figura 22. Semiconductor con la zona de deflexión

Fuente: Lázaro, 2020

Finalmente, la unión P-N se le insertan los conductores en cada zona y la carga respectiva, utilizando la radiación solar como fuente externa, genera en los conductores una corriente eléctrica en forma continua (Mamani y Mamani, 2019).

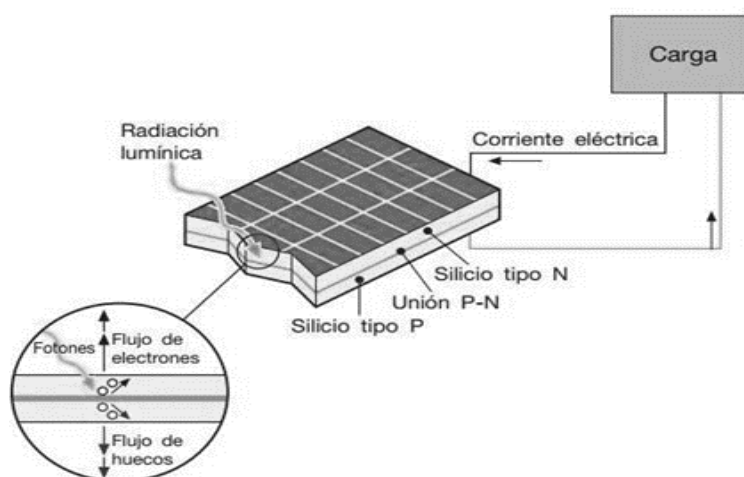


Figura 23. Funcionamiento de una célula fotovoltaica

Fuente: León, 2019

2.2.6. Sistema fotovoltaico.

Según León (2019), menciona que un sistema fotovoltaico es el conjunto de dispositivos que convierte la energía solar en energía eléctrica, teniendo en cuenta que la generación de electricidad es debido a la radiación solar y no por el calor, por lo tanto, podemos decir que el frío no es un factor que perjudique el trabajo. De acuerdo con Sánchez (2019), estos sistemas se caracterizan por su fácil instalación, por su larga duración, su fiabilidad, simplicidad y modularidad. Mientras que Lizana (2019), nos indica que la generación de energía eléctrica depende de algunas variables, como las horas de sol pico (HSP), el tipo de panel, la cantidad de módulos instalados, inclinación, la orientación y la calidad de instalación.

Estos sistemas fotovoltaicos se dividen en tres grandes grupos: sistemas aislados (sistemas autónomos sin conexión a la red eléctrica), sistemas conectados a la red eléctrica y sistemas híbridos (con o sin conexión a la red eléctrica).

2.2.6.1. Sistema fotovoltaico aislado.

Los sistemas fotovoltaicos aislados también llamados sistemas OFF GRID, son conformados principalmente de: módulos solares, regulador, baterías e inversor; tienen la función de alimentar una carga durante el día y a la vez almacenarla mediante acumuladores, para después aprovecharla en la tarde o en la noche, cuando ya no se cuente con energía solar, por esta razón los acumulares es el componente clave en estos sistemas. Se emplean mayormente en zonas que no dispongan de una red eléctrica, es decir sitios alejados o aislados. Cabe mencionar que estos sistemas también pueden alimentar todo tipo de máquinas ya se ha motor, electrobomba, etc. Siempre y cuando se haga un correcto análisis de carga, se caracterizan también por tener un costo elevado, pero es conveniente a mediano y

largo plazo. En conclusión, estos sistemas dependen de la evaluación económica, el lugar de aplicación y la complejidad (León, 2019).

Según Ccorisapra y Mora (2019), señala que estos sistemas se dividen en dos tipos:

- Instalaciones centralizadas: Son sistemas que cubren de energía eléctrica a un conjunto de usuarios.
- Instalaciones descentralizadas: Son sistemas que cubren de energía eléctrica a un solo usuario

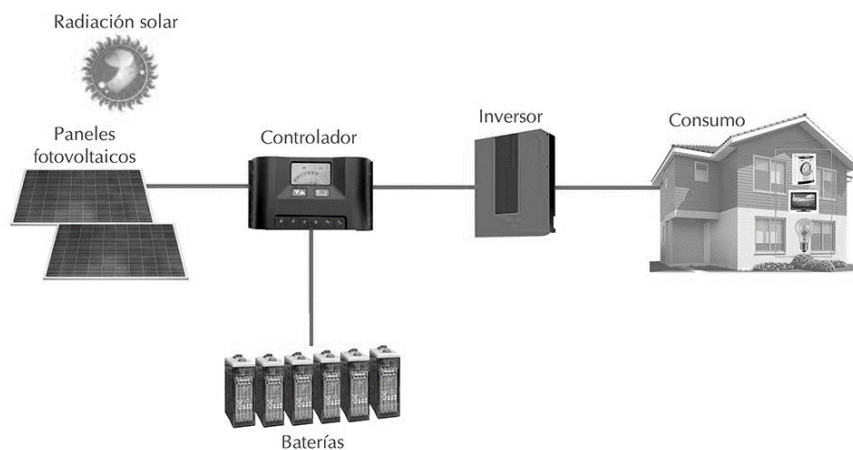


Figura 24. Esquema de instalación fotovoltaica aislada a la red eléctrica

Fuente: Sánchez, 2019

2.2.6.2. Sistema fotovoltaico conectado a la red (SFGR).

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red también llamados sistemas ON GRID, son sistemas de elevada potencia y útiles para zonas urbanizadas que dispongan de una red eléctrica. Se componen principalmente en un generador fotovoltaico, un inversor de red, medidor bidireccional y la red propiamente dicha. Estos sistemas se caracterizan de tener la capacidad de inyectar energía a la red cuando su producción supera al consumo local, y extrae energía de ella en caso contrario. La diferencia fundamental entre los sistemas autónomos, consiste en la ausencia de las baterías y con ella el regulador de carga (Sánchez, 2019).

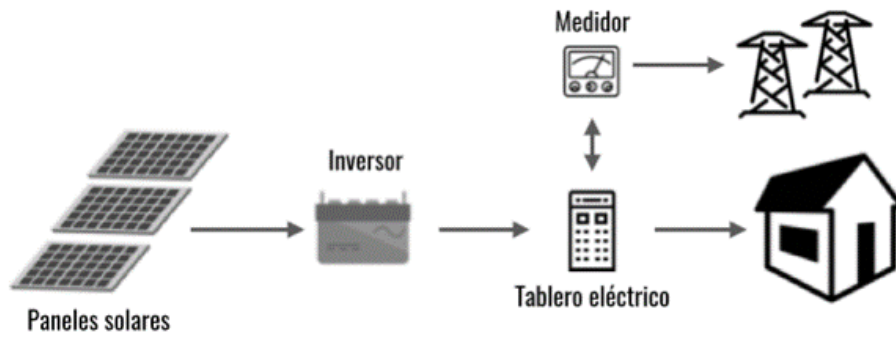


Figura 25. Esquema de instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica

Fuente: Sánchez, 2019

2.2.6.3. Sistemas fotovoltaico híbrido.

El sistema fotovoltaico híbrido, posee la capacidad de trabajar como sistema aislado o conectado a la red, dependiendo de la necesidad estos pueden o no inyectar energía a la red. Es decir, este sistema fotovoltaico se acopla al principio de funcionamiento de un sistema de autoconsumo instantáneo con acumulación (Jamjachi, 2021). Además, este tipo de instalación es más costosa, pero garantiza una mayor confiabilidad en la disponibilidad de la energía y permite mayor versatilidad en la forma de cómo administrar los recursos energéticos (Helfer, 2021).

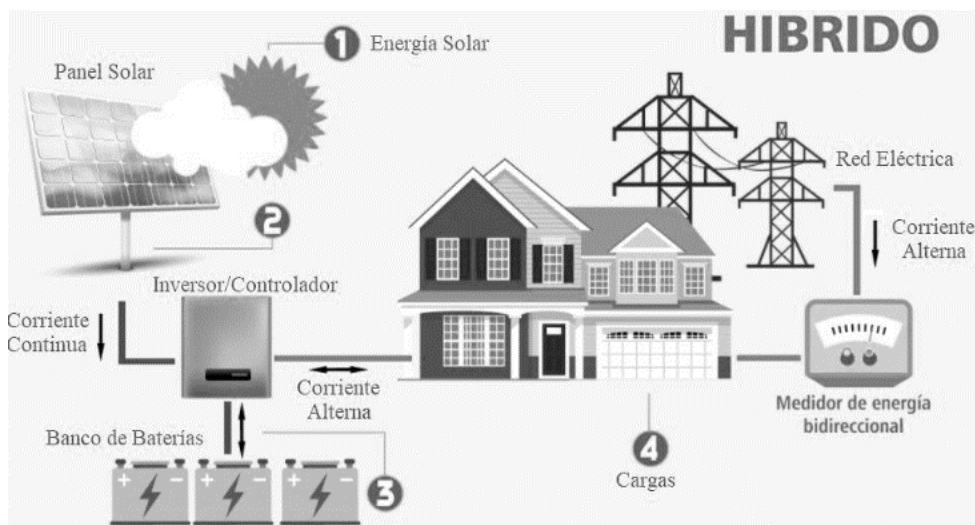


Figura 26. Conexión de un sistema fotovoltaico híbrido

Fuente: Helfer, 2021

2.2.6.3.1. Principio de autoconsumo.

Es un término que se usa cuando el usuario produce y consume energía eléctrica de su sistema fotovoltaico ya sea una parte o del total, se puede clasificar en tres modalidades: la instantáneo, la instantáneo con acumulación y sin limitación de energía.

2.2.6.3.1.1. Autoconsumo instantáneo.

León (2019), indica que esta modalidad se caracteriza por cubrir la demanda eléctrica ya sea una parte o toda, siempre y cuando se disponga de energía solar, es decir que, en días nublados o días de poco sol, este sistema necesita una fuente de respaldo que podría ser en este caso la red eléctrica. Otra característica de este sistema es que no inyecta energía a la red, en otras palabras, la energía generada se utiliza para alimentar la carga, pero no para inyectar a la red. Este comportamiento se le conoce como inyección cero.

2.2.6.3.1.2. Autoconsumo instantáneo con acumulación.

Son parecidos a la modalidad anterior la diferencia está en el sistema de acumulación, es decir, que en periodos donde la energía generada es mayor a la consumida, esta se almacena en baterías para su uso conveniente en otros periodos. Estos sistemas también son llamados como semiaislados ya que comparten las mismas características con los sistemas aislados, sin embargo, la diferencia esta que en el primero está conectado a la red eléctrica. Así como la modalidad anterior, este sistema tampoco inyecta a la red (inyección cero), pero si lo utiliza como fuente de respaldo.

2.2.6.3.1.3. *Autoconsumo sin limitación de energía.*

Esta modalidad es parecida a los de autoconsumo instantáneo, la diferencia esta que este sistema si puede inyectar energía eléctrica a la red siempre y cuando estén habilitados técnicamente y legalmente, creando la posibilidad de obtener bonificaciones económicas por parte de la compañía de electricidad local. Para el control de esta inyección es necesario el uso de dispositivos especiales que puedan activar y desactivar esta función, es decir cuando la generación de energía eléctrica es superior a la consumida esta inyectara la energía sobrante a la red, por lo contrario, si se consume más de lo generado entonces extraerá energía de la red. Su rentabilidad depende mayormente en la legislación del país que se va aplicar, básicamente en la existencia de una norma o ley que obligue a las compañías aceptar los términos de esta instalación como las bonificaciones anteriormente mencionadas (Sánchez, 2019).

2.2.6.4. *Parámetros eléctricos.*

2.2.6.4.1. *Potencia pico.*

La potencia pico o también conocido como potencia del sistema, es la capacidad que tiene el sistema fotovoltaico para generar energía eléctrica. Se calcula mediante la siguiente formula:

$$P_{\text{sistema}} = \frac{E_{\text{diario}}}{\text{HPS}} \dots\dots\dots [\text{Ecuación 9}]$$

Donde:

P_{sistema} = potencia del sistema fotovoltaico (en kWp)

HPS = horas Solar Pico (en horas)

E_{diario} = consumo energético diario mensual (en kW.h)

2.2.6.4.2. Tensión del sistema.

Para la tensión del sistema se aplicará el método utilizado de Garrido y Morales (2019), donde nos muestra la tabla 2:

Tabla 2

Tensión nominal del sistema en función de la potencia instalada

Potencia instalada	Tensión nominal
$P < 1,5 \text{ kW}$	12 V
$1,5 \text{ kW} < P < 5 \text{ kW}$	24 V o 48 V
$P > 5 \text{ kW}$	48 V o 120 V

Fuente: Garrido y Morales, 2019

2.2.7. Componentes de un sistema fotovoltaico híbrido.

2.2.7.1. Módulo fotovoltaico.

El módulo fotovoltaico también conocido como panel solar está compuesto por un conjunto de células fotovoltaicas que están interconectadas entre si y que estas se encuentran encapsuladas sobre una estructura.

2.2.7.1.1. Célula fotovoltaica.

La célula fotovoltaica, también llamada fotocélula, es un dispositivo electrónico que transforma la energía solar en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico. Donde la zona “N” está expuesta a la radiación solar, mientras que en la zona “P” se ubica en la parte oscura. Por esta razón la estructura de la zona “N” es similar a un peine que facilita la entrada de la radiación solar mientras que en la zona “P” es un sólido metalizado.

El potencial eléctrico de una fotocélula varía entre 0,6 a 0,7 V. Por este motivo es necesario establecer arreglos en serie o en paralelo para obtener mayores voltajes y corrientes (Cerrón, 2019).

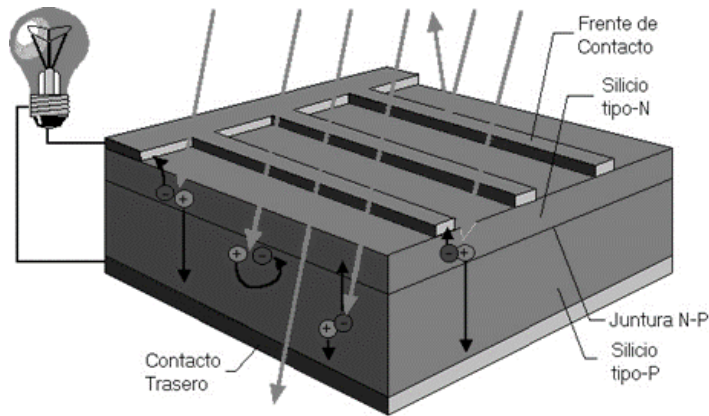


Figura 27. Estructura de la célula fotovoltaica

Fuente: Sánchez, 2019

2.2.7.1.2. Tipos de paneles solares.

2.2.7.1.2.1. Panel policristalino.

Son paneles que incorporan células de silicio policristalino (poli-Si), se caracteriza por ser más asequibles, su eficiente rodea entre el 14%, a nivel mundial es el panel más usado y comerciable. Su diferencia con los monocristalinos, es en su proceso de fabricación, los policristalinos se funde y se vierte en un molde cuadrado, para luego enfriarlo y cortarlo en láminas perfectamente cuadradas.



Figura 28. Panel policristalino de 330 W

Fuente: Sánchez, 2019

2.2.7.1.2.2. Panel monocristalino.

Sánchez (2019), indica que estos paneles incorporan células de silicio monocristalino (mono-Si), se caracteriza por su aspecto uniforme y su coloración, que son rasgos debido a su alta pureza de silicio. Se fabrican a base de bloques de forma cilíndrica, alcanzan eficiencias alrededor del 16%, son de color azul oscuro o plateado oscuro, debido a su pureza son costosos. Una clara diferencia con los policristalinos son sus esquinas, es decir, las celdas monocristalinos tienen las esquinas redondeadas mientras que las policristalinos tienen las esquinas rectangulares.



Figura 29. Panel monocristalino de 360 W

Fuente: Sánchez, 2019

En la tabla 3, se indica una comparación simple entre los paneles monocristalinos y policristalinos.

Tabla 3

Características de los tipos de paneles fotovoltaicos

Tipo de panel fotovoltaico	Características	Eficiencia	Costo
Monocristalino	Posee una superficie uniforme y son de un color azul homogéneo	16 – 21,5%	Elevado
Policristalino	La superficie posee imperfecciones y se tiene diferentes tonos de azul	12 – 17,5%	Moderado

Fuente: Helfer, 2021

2.2.7.1.3. Tecnología PERC.

La tecnología PERC (Passivated Emitter and Rear Contact) en español “Emisor pasivado y contacto posterior”, es una tecnología empleada en los paneles policristalinos y monocristalinos, siendo este último, el más accesible comercialmente. Tiene como propósito aumentar la eficiencia de los paneles solares mediante la captura máxima posible de la energía solar (fotones) y la reducción del calor en los paneles solares.

El principio de funcionamiento, se basa en reflejar aquellos fotones que atraviesan al panel fotovoltaico hacia la capa de aluminio, provocando calor y por consiguiente su rendimiento. También pueden llegar a recombinarse y esto provocaría que los electrones no pasen por los cables y, por lo tanto, no habría energía eléctrica.

Para evitar todos estos comportamientos que suceden a menudo en los paneles convencionales, se debe incorporar una capa pasivante que se añade en la parte posterior del panel fotovoltaico, sin embargo, se añade también recubrimientos (capas aislantes) para evitar la penetración de dichas capas. Y de esta forma aquellos fotones que lleguen a atravesar el panel solar, serán reflejadas hacia el panel nuevamente para que estos lleguen a captar en la capa de silicio (AutoSolar, 2021).

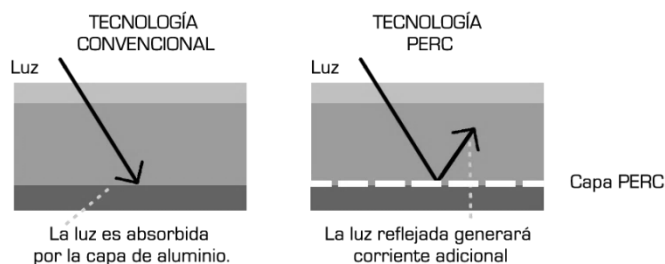


Figura 30. Comparación de la tecnología convencional y la tecnología PERC

Fuente: AutoSolar, 2021

2.2.7.1.4. Fabricación de un panel fotovoltaico.

Para su fabricación sigue la norma internacional IEC 61215. Dicha norma establece la evaluación de los siguientes aspectos:

- Requerimientos eléctricos
- Requerimientos térmicos
- Requerimientos de rendimiento
- Requerimientos de irradiación
- Requerimientos ambientales
- Requerimientos mecánicos
- Protecciones



Figura 31. Fabricación de la célula y del módulo fotovoltaico

Fuente: Lizana, 2019

2.2.7.1.5. Partes de un panel fotovoltaico.

- a) Recubrimiento exterior: Generalmente de vidrio, facilita al máximo la captación de la radiación solar en la fotocélula
- b) Barras de interconexión: Son las barras de interconexión eléctrica entre células fotovoltaicas

- c) Encapsulamiento: Actúa como protección de las células. Hecha de productos a base de siliconas, que son muy transparentes a la radiación solar y no se degradan fácilmente con el tiempo
- d) Recubrimiento posterior: Mayormente son de vidrio (TEDLAR), de color claro para aprovechar la radiación solar reflejada, es decir la fotocélula tiende a reflejar la radiación en vez de absorberla, cuando esta es reflejada una parte de ella se dirige al recubrimiento haciendo que lo refleje nuevamente hacia la fotocélula para que este lo pueda absorber
- e) Caja de conexiones a prueba de intemperie: Es la caja donde va las terminaciones eléctricas de las fotocélulas de acuerdo a las bornes de conexión, y tiene como salida los conductores de carga.
- f) Marco metálico: Es el que envuelve al módulo fotovoltaico mayormente de aluminado anodizado o acero inoxidable.
- g) Salida línea a tierra: Como los paneles solares tienden a estar en el exterior, son propensas a tener fallos eléctricos. Por este motivo un sistema de puesta a tierra asegura la vida de las personas y el de los equipos.
- h) Diodos de Protección: Es uno de los elementos más importantes ya que asegura que el flujo de corriente eléctrica se dirija en una sola dirección, evitando que esta retorne hacia las células fotovoltaicas.
- i) Etiqueta de Características: Indica las características del panel fotovoltaico.

Como mínimo debe mencionar:

- La marca, el modelo y el número de serie de fabricación del panel
- Normas y estándares que cumple el montaje
- Parámetros característicos tanto eléctricos como mecánicos

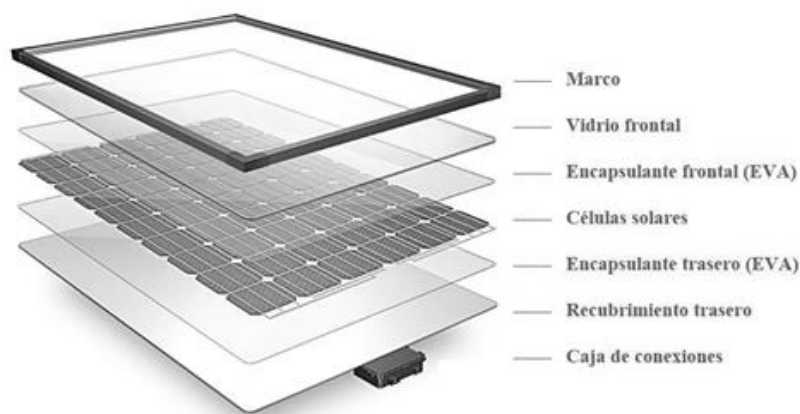


Figura 32. Estructura de un panel fotovoltaico

Fuente: Sánchez, 2019

2.2.7.1.6. Condiciones de trabajo de los paneles fotovoltaicos.

2.2.7.1.6.1. Condición STC.

Condición STC (Standar Test Condition) o CEM (Condiciones Estándar de Medición), es una normativa de ensayo de los módulos fotovoltaicos sometidas a una intensidad de luz radiante de 1 000 W/m², una distribución espectral (Masa de Aire) AM 1.5 y una temperatura de célula de 25°C.

2.2.7.1.6.2. Condición NOCT.

Condición NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) o TONC (Temperatura de Operación Nominal de la Célula), es una normativa de ensayo de los módulos fotovoltaicos sometidas a una intensidad de luz radiante de 800 W/m², una velocidad de 1 m/s del viento sobre el módulo, una distribución espectral AM 1,5 y una temperatura ambiente de 20°C.

2.2.7.1.7. Parámetros característicos de los paneles fotovoltaicos.

2.2.7.1.7.1. Potencia máxima del panel fotovoltaico.

La potencia máxima del panel fotovoltaico $[P_{mpp}(STC)]$, es la máxima potencia que puede entregar el panel en un determinado momento. Se calcula mediante la siguiente formula:

$$P_{\text{mpp}}(\text{STC}) = V_{\text{mpp}}(\text{STC}) * I_{\text{mpp}}(\text{STC}) \dots\dots\dots [\text{Ecuación 10}]$$

Donde:

$P_{\text{mpp}}(\text{STC})$ = potencia máxima del panel fotovoltaico (en Wp)

$V_{\text{mpp}}(\text{STC})$ = tensión en el punto de máxima potencia (en V)

$I_{\text{mpp}}(\text{STC})$ = Intensidad en el punto de máxima potencia (en A)

2.2.7.1.7.2. Tensión en el punto de máxima potencia.

Tensión en el punto de máxima potencia [$V_{\text{mpp}}(\text{STC})$], es el voltaje proporcionado por el panel cuando se encuentre en el punto de máxima potencia.

2.2.7.1.7.3. Intensidad en el punto de máxima potencia.

Intensidad en el punto de máxima potencia [$I_{\text{mpp}}(\text{STC})$], es la corriente proporcionada por el panel cuando se encuentra en el punto de máxima potencia.

2.2.7.1.7.4. Corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico.

La corriente de corto circuito del panel fotovoltaico [$I_{\text{sc}}(\text{STC})$], es el valor máximo de corriente cuando se cortocircuita los terminales del panel.

2.2.7.1.7.5. Voltaje en circuito abierto del panel fotovoltaico.

El voltaje en circuito abierto del panel fotovoltaico [$V_{\text{oc}}(\text{STC})$], es el valor máximo de tensión cuando no está conectado a ninguna carga.

2.2.7.1.7.6. Eficiencia del panel fotovoltaico.

La eficiencia del panel fotovoltaico [$\eta(\text{STC})$], es la relación entre la potencia máxima del panel fotovoltaico [$P_{\text{mpp}}(\text{STC})$] con la potencia de la radiación solar incidente ($G_{\text{STC}} * A_{\text{M}}$). Se expresa con la siguiente formula:

$$\eta(\text{STC}) = \frac{V_{\text{mpp}}(\text{STC}) * I_{\text{mpp}}(\text{STC})}{G_{\text{STC}} * A_{\text{M}}} * 100\% \dots\dots\dots [\text{Ecuación 11}]$$

Donde:

$\eta(\text{STC})$ = eficiencia del panel fotovoltaico (en %)

$V_{\text{mpp}}(\text{STC})$ = tensión en el punto de máxima potencia (en V)

$I_{\text{mpp}}(\text{STC})$ = Intensidad en el punto de máxima potencia (en A)

G_{STC} = radiación en condiciones STC determinada por el fabricante en la ficha técnica (en Wp/m^2)

A_{M} = área del módulo fotovoltaico (en m^2)

2.2.7.1.7.7. Factor de forma del panel fotovoltaico.

El factor de forma del panel fotovoltaico (FF), determina las curvas característica

I-V de los paneles. Sus comprenden entre 0,7 a 0,8. Se expresa como:

$$\text{FF} = \frac{V_{\text{mpp}}(\text{STC}) \cdot I_{\text{mpp}}(\text{STC})}{I_{\text{sc}}(\text{STC}) \cdot V_{\text{oc}}(\text{STC})} \dots\dots\dots [\text{Ecuación 12}]$$

Donde:

FF = factor de forma del panel fotovoltaico (sin unidades)

$V_{\text{mpp}}(\text{STC})$ = tensión en el punto de máxima potencia (en V)

$I_{\text{mpp}}(\text{STC})$ = Intensidad en el punto de máxima potencia (en A)

$I_{\text{sc}}(\text{STC})$ = corriente de corto circuito del panel fotovoltaico (en A)

$V_{\text{oc}}(\text{STC})$ = voltaje en circuito abierto del panel fotovoltaico (en V)

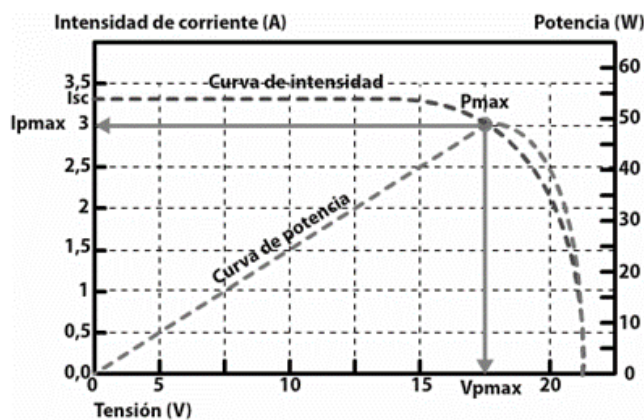


Figura 33. Curva característica de los paneles fotovoltaicos

Fuente: Sánchez, 2019

2.2.7.1.8. *Inclinación y orientación del panel fotovoltaico.*

La inclinación y la orientación de un panel fotovoltaico es importante, ya que definen la cantidad de radiación solar que va incidir en nuestros paneles solares. Estos ángulos pueden variar a lo largo del día/mes/año debido que la tierra está en constante movimiento, para ello es indispensable determinar los ángulos óptimos del sistema, estas toman mucha más importante cuando se emplean estructuras fijas (Sánchez, 2019).

Anteriormente se analizó el ángulo de inclinación óptimo del panel respecto a un día determinado correspondiente al sol y a la superficie (α_n), sin embargo, este ángulo no está al respecto al panel fotovoltaico, para ello se debe seguir la siguiente ecuación (Helfer, 2021):

$$\beta_0 = \alpha_n - 90 \dots\dots\dots [Ecuación 13]$$

Donde:

β_0 = ángulo de inclinación óptimo del panel respecto a un día determinado correspondiente al panel y a la superficie (en rad.)

α_n = ángulo de inclinación óptimo del panel respecto a un día determinado correspondiente al sol y a la superficie (en rad.)

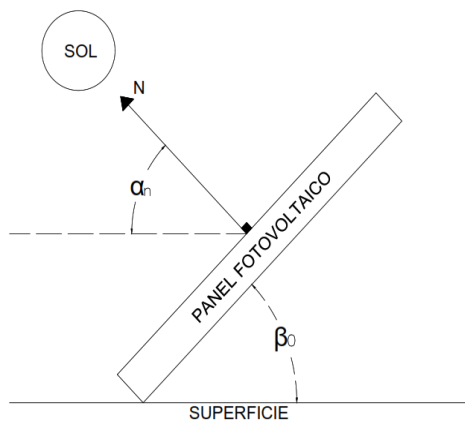



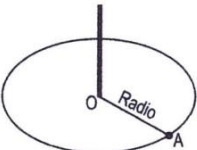
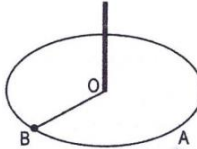
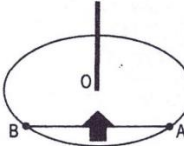
Figura 34. Inclinación del panel fotovoltaico

En el caso de la orientación, se debe analizar el azimut del panel fotovoltaico (Z_s), como el sol sale del este y se oculta en el oeste, se debe interpretar que el panel debe estar orientado hacia el sur o al norte (dependiendo del hemisferio al cual nos encontremos), además este ángulo se sitúa respecto al eje sur, entonces se puede determinar, que para una orientación hacia el sur el azimut debe tomar un valor de 0° y para una orientación hacia el norte el azimut debe tomar un valor de 180° , siempre y cuando la superficie de trabajo se ha plana, en caso contrario se tenga una superficie ya orientada con un azimut ya determinada, se debe evaluar si esto podría generar grandes pérdidas de energía (Mamani y Mamani, 2019).

El Perú se encuentra geográficamente en el hemisferio al sur, por lo tanto, los paneles deben estar orientados hacia el norte con un azimut de 180° , para determinarlo se puede usar la técnica mostrada en la tabla 4.

Tabla 4

Procedimiento para determinar el polo norte geográfico

Trazado	Método a seguir
	<p>En torno a 2 o 3 horas antes del mediodía (12 h), clavar en la tierra una estaca o una varilla, tubo o similar, de unos 2,5 m de largo. La varilla o similar proporcionará una sombra. En el momento en que se considere oportuno, marcar el extremo de la sombra. Punto A.</p>
	<p>Haciendo centro en O (varilla o similar), trazar una circunferencia con radio O-A. La sombra se irá recogiendo hasta ser nula y empezar a proyectarse en sentido contrario.</p>
	<p>Esperar a la tarde y a que la sombra que hace la varilla o similar se vaya prolongando dentro de la circunferencia. Cuando el extremo de la sombra toque la circunferencia, marcar el punto de contacto. Punto B.</p>
	<p>Unir el punto A con el B. La recta trazada será perpendicular a la orientación NORTE. El NORTE geográfico estará orientado mirando desde la recta A-B hacia la varilla, tal como se representa en la figura.</p>

Fuente: Mamani y Mamani, 2019

2.2.7.1.9. Efectos ambientales en el panel fotovoltaico.

Existen varios factores que perjudican el rendimiento del panel fotovoltaico, como es la temperatura, la irradiancia, las sombras, etc. Todos ellos son generados por las condiciones ambientales del lugar y también por parte de la infraestructura encontrada.

2.2.7.1.9.1. Efecto por variación de temperatura.

La variación de temperatura afecta considerablemente al módulo fotovoltaico, ya que esta puede aumentar o disminuir las capacidades eléctricas del panel, por este motivo la ficha técnica de los paneles se encuentra el coeficiente de temperatura expresada en (%/°C), dicho coeficiente varía para cada parámetro (voltaje, corriente y potencia), para ello se debe de conocer primero la temperatura de operación, que de acuerdo con Arno, Klaus, Olindo, René y Miro (2016), se expresa de la siguiente manera:

$$T_m = T_a + \left(\frac{T_{NOCT}-20}{800} \right) * G_M \dots\dots\dots [Ecuación 14]$$

Donde:

T_m = temperatura de operación (en °C)

T_a = temperatura ambiente del lugar de la instalación. (en °C)

T_{NOCT} = temperatura nominal de la célula, que llegan a alcanzar cuando el modulo es sometido a una irradiancia de 800 W/m², distribución espectral AM 1,5 G, temperatura ambiente de 20 °C y la velocidad de viento de 1 m/s. (en °C)

G_M = irradiancia solar diaria media correspondiente al mes con mayor radiación (en W/m²)

Esta temperatura de operación (T_m), influye en los parámetros eléctricos del panel fotovoltaico (Arno et al., 2016):

- Voltaje en circuito abierto

$$V_{oc}(T_m, G_{STC}) = V_{oc}(STC) + \frac{\partial V_{oc}}{\partial T}(STC)(T_m - T_{STC}) \dots\dots\dots [Ecuación 15]$$

Donde:

$V_{oc}(T_m, G_{STC})$ = voltaje en circuito abierto en condiciones de la temperatura de operación y la irradiancia solar en condiciones STC (en V)

$V_{oc}(STC)$ = voltaje en circuito abierto del panel fotovoltaico (en V)

$\frac{\partial V_{oc}}{\partial T}(STC)$ = coeficiente de temperatura del voltaje en circuito abierto en condiciones STC (en V/°C)

T_m = temperatura de operación (en °C)

T_{STC} = temperatura estándar de medida dada por el fabricante en condiciones STC. (en °C)

- Corriente de cortocircuito

$$I_{sc}(T_m, G_{STC}) = I_{sc}(STC) + \frac{\partial I_{sc}}{\partial T}(STC)(T_m - T_{STC}) \dots\dots\dots [Ecuación 16]$$

Donde:

$I_{sc}(T_m, G_{STC})$ = corriente de corto circuito en condiciones de la temperatura de operación y la irradiancia solar en condiciones STC (en A)

$I_{sc}(STC)$ = corriente de corto circuito del panel fotovoltaico (en A)

$\frac{\partial I_{sc}}{\partial T}(STC)$ = coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito en condiciones STC (en A/°C)

T_m = temperatura de operación (en °C)

T_{STC} = temperatura estándar de medida dada por el fabricante en condiciones STC. (en °C)

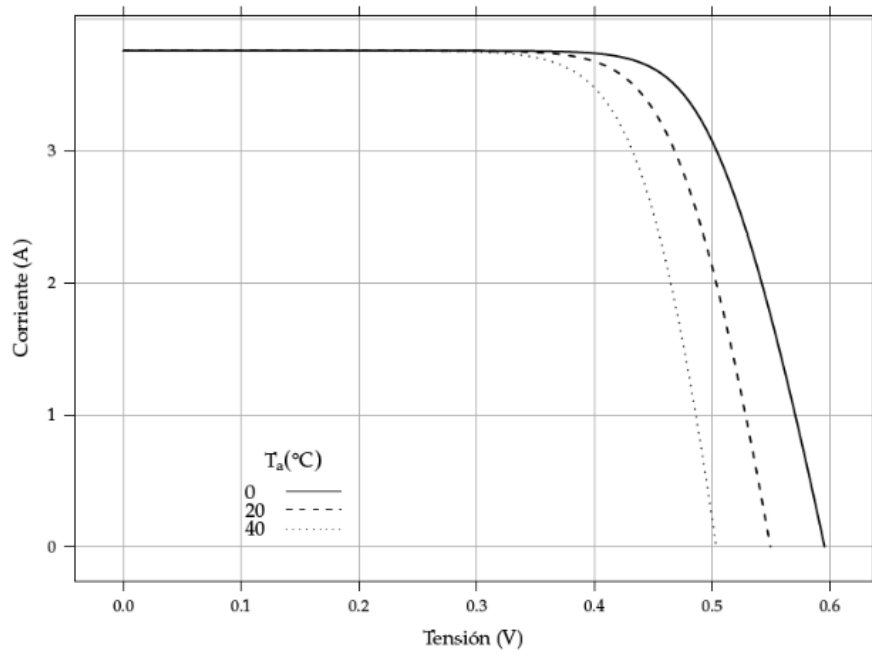


Figura 35. Curva I-V por efecto por variación de temperatura

Fuente: Perpiñán, Colmenar y Castro, 2012

- Potencia máxima

$$P_{mmp}(T_m, G_{STC}) = P_{mmp}(STC) + \frac{\partial P_{mmp}}{\partial T}(STC)(T_m - T_{STC}) \dots\dots\dots [Ecuación 17]$$

Donde:

$P_{mmp}(T_m, G_{STC})$ = potencia máxima en condiciones de la temperatura de operación y la irradiancia solar en condiciones STC (en Wp)

$P_{mmp}(STC)$ = potencia máxima del panel fotovoltaico (en Wp)

$\frac{\partial P_{mmp}}{\partial T}(STC)$ = coeficiente de temperatura de la potencia máxima en condiciones

STC (en W/°C)

T_m = temperatura de operación (en °C)

T_{STC} = temperatura estándar de medida dada por el fabricante en condiciones STC. (en °C)

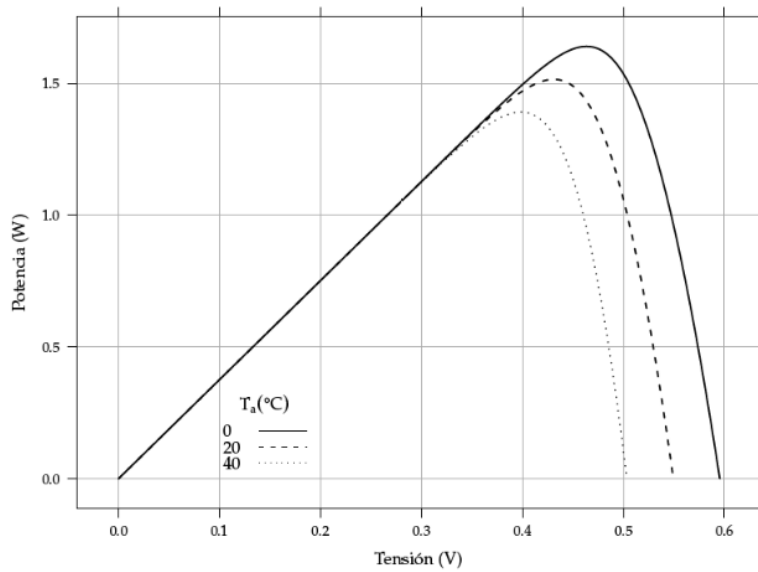


Figura 36. Curva P-V por efecto por variación de temperatura

Fuente: Perpiñán et al., 2012

- Eficiencia

$$\eta(T_m, G_{STC}) = \frac{P_{mpp}(T_m, G_{STC})}{G_{STC} \cdot A_M} * 100\% \dots\dots\dots [Ecuación 18]$$

Donde:

$\eta(T_m, G_{STC})$ = eficiencia en condiciones de la temperatura de operación y la irradiancia solar en condiciones STC (en %)

$P_{mpp}(T_m, G_{STC})$ = potencia máxima en condiciones de la temperatura de operación y la irradiancia solar en condiciones STC (en Wp)

G_{STC} = irradiancia solar en condiciones STC determinada por el fabricante en la ficha técnica (en W/m²)

A_M = área del módulo fotovoltaico (en m²)

2.2.7.1.9.2. Efecto de la irradiancia solar incidente.

El efecto de la irradiancia solar incidente, afecta al módulo fotovoltaico, ya que esta puede aumentar o disminuir la corriente del panel, de acuerdo a las formulas empleadas por Arno et al., (2016):

- Voltaje en circuito abierto

$$V_{oc}(25^{\circ}\text{C}, G_M) = V_{oc}(\text{STC}) + \frac{nk_B T}{q} \ln\left(\frac{G_M}{G_{\text{STC}}}\right) \dots\dots\dots [\text{Ecuación 19}]$$

Donde:

$V_{oc}(25^{\circ}\text{C}, G_M)$ = voltaje en circuito abierto en condiciones de la temperatura normal y la irradiancia solar diaria media (en V)

$V_{oc}(\text{STC})$ = voltaje en circuito abierto del panel fotovoltaico (en V)

$\frac{nk_B T}{q}$ = la expresión de Arno et al., (2016), que es un valor de 0,0258 (en V)

G_M = irradiancia solar diaria media correspondiente al mes con mayor radiación (en W/m²)

G_{STC} = radiación en condiciones STC determinada por el fabricante en la ficha técnica (en W/m²)

- Corriente de cortocircuito

$$I_{sc}(25^{\circ}\text{C}, G_M) = I_{sc}(\text{STC}) \frac{G_M}{G_{\text{STC}}} \dots\dots\dots [\text{Ecuación 20}]$$

Donde:

$I_{sc}(25^{\circ}\text{C}, G_M)$ = corriente de cortocircuito en condiciones de la temperatura normal y la irradiancia solar diaria media (en A)

$I_{sc}(\text{STC})$ = corriente de corto circuito del panel fotovoltaico (en A)

G_M = irradiancia solar diaria media correspondiente al mes con mayor radiación (en W/m²)

G_{STC} = radiación en condiciones STC determinada por el fabricante en la ficha técnica (en W/m²)

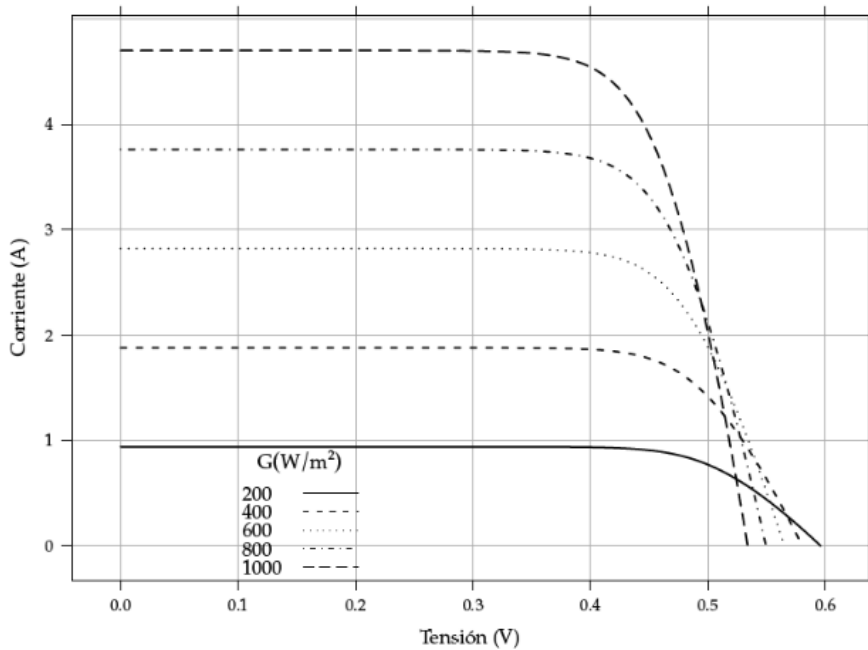


Figura 37. Curva I-V por efecto de la irradiancia incidente

Fuente: Perpiñán et al., 2012

- Potencia máxima

$$P_{mpp}(25^{\circ}\text{C}, G_M) = FF * V_{oc}(25^{\circ}\text{C}, G_M) * I_{sc}(25^{\circ}\text{C}, G_M) \dots\dots\dots \text{[Ecuación 21]}$$

Donde:

$P_{mpp}(25^{\circ}\text{C}, G_M)$ = potencia máxima en condiciones de la temperatura normal y la irradiancia solar diaria media (en Wp)

FF = factor de forma del panel fotovoltaico (sin unidades)

$V_{oc}(25^{\circ}\text{C}, G_M)$ = voltaje en circuito abierto en condiciones de la temperatura normal y la irradiancia solar diaria media (en V)

$I_{sc}(25^{\circ}\text{C}, G_M)$ = corriente de cortocircuito en condiciones de la temperatura normal y la irradiancia solar diaria media (en A)

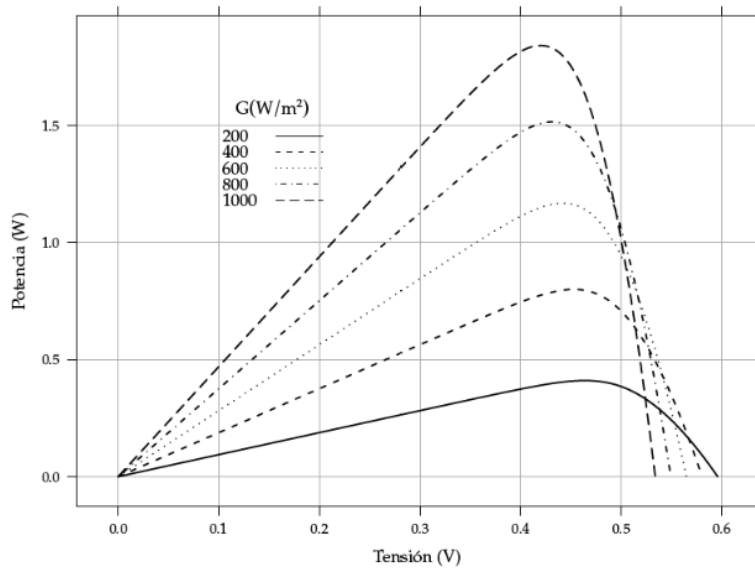


Figura 38. Curva P-V por efecto de la irradiación incidente

Fuente: Perpiñán et al., 2012

- Eficiencia

$$\eta(25^{\circ}\text{C}, G_M) = \frac{P_{\text{mpp}}(25^{\circ}\text{C}, G_M)}{G_M \cdot A_M} * 100\% \dots\dots\dots [\text{Ecuación 22}]$$

Donde:

$\eta(25^{\circ}\text{C}, G_M)$ = eficiencia en condiciones de la temperatura normal y la irradiación solar diaria media (en %)

$P_{\text{mpp}}(25^{\circ}\text{C}, G_M)$ = potencia máxima en condiciones de la temperatura normal y la irradiación solar diaria media (en Wp)

G_M = irradiación solar diaria media correspondiente al mes con mayor radiación (en W/m²)

A_M = área del módulo fotovoltaico (en m²)

2.2.7.1.9.3. Efecto de reflexión.

Este efecto es ocasionado por los rayos incidentes que llegan a la superficie del panel generando pérdidas de potencia, para ello en el proceso de fabricación se están utilizando superficies rugosas y capas antirreflejo.

2.2.7.1.9.4. *Efecto por inclinación del panel.*

Son las pérdidas ocasionadas por la inclinación y la orientación del panel fotovoltaico, para ello se utiliza el factor de corrección encontradas en las tablas (Lopez, 2015):

$$P'_{\text{sistema}} = P_{\text{sistema}} * k \dots\dots\dots [\text{Ecuación 23}]$$

Donde:

P'_{sistema} = potencia pico final del sistema (en Wp)

P_{sistema} = potencia pico del sistema (en Wp)

k = factor de corrección para superficies inclinadas (sin unidades)

2.2.7.1.9.5. *Efecto sombra.*

Las sombras es un elemento que perjudica a los paneles solares ya que afecta directamente en el rendimiento de estos, especialmente aquellos que están conectados en serie. Supongamos que, si un panel es sombreado, este provocaría desbalances energéticos, es decir el panel consumiría energía de los demás paneles en vez de generarla, esto conllevaría al deterioro del panel.

Para evitar las sombras que podrían afectar a los paneles fotovoltaicos, especialmente aquellas que son creadas por los mismos módulos, es necesario determinar la distancia mínima de separación entre filas de paneles (D_m), lo cual se expresa con la siguiente formula (Lopez, 2015):

$$D_m = (L_p * \cos \beta) + \left(\frac{h}{\tan(\beta - L)} \right) \dots\dots\dots [\text{Ecuación 24}]$$

Donde:

D_m = distancia mínima de separación entre filas de panales (en m)

L_p = longitud del panel fotovoltaico (en m)

β = ángulo de inclinación óptimo del panel promedio correspondiente al panel y a la superficie (en grados)

h = la altura del obstáculo (en m)

L = latitud local (en grados)

Para ello se debe calcular primero la altura del obstáculo (h), con la siguiente formula:

$$h = L_p * \sin \beta \dots\dots\dots [Ecuación 25]$$

Donde:

h = la altura del obstáculo (en m)

L_p = longitud del panel fotovoltaico (en m)

β = ángulo de inclinación óptimo del panel promedio correspondiente al panel y a la superficie (en grados)

Por lo tanto, se puede decir que ha mayor inclinación de los paneles fotovoltaicos, mayor será la distancia mínima entre filas. Este análisis se observa en la figura 39.

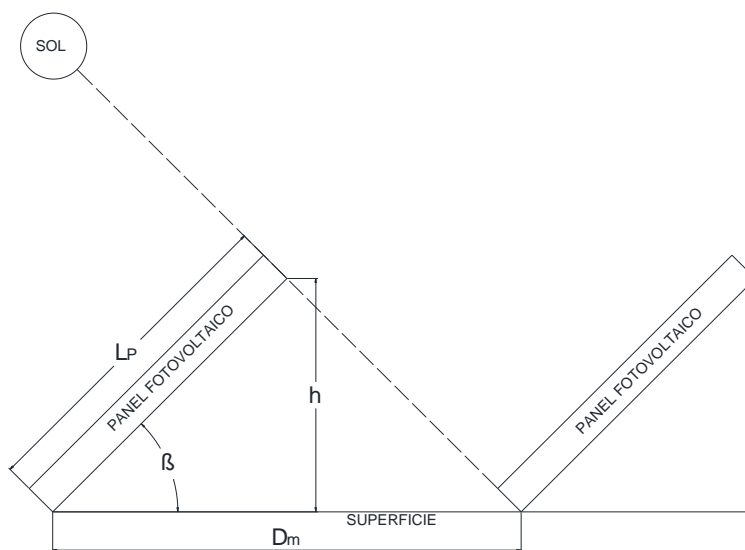


Figura 39. Distancia mínima de separación entre filas de paneles

2.2.7.1.10. *Potencia de salida del panel fotovoltaico.*

Para determinar la potencia de salida del panel fotovoltaico (P_{DC}), debemos conocer primero el rendimiento general del módulo $\eta(T_M, G_M)$, teniendo en conocimiento de los efectos anteriormente mencionados, por lo tanto, tenemos la siguiente expresión (Arno et al., 2016):

$$\eta(T_M, G_M) = \eta(T_M, G_{STC}) + \eta(25^\circ\text{C}, G_M) - \eta(25^\circ\text{C}, G_{STC}) \dots \dots \dots \text{ [Ecuación 26]}$$

Donde:

$\eta(T_M, G_M)$ = rendimiento general del módulo (en %)

$\eta(25^\circ\text{C}, G_M)$ = eficiencia en condiciones de la temperatura normal y la irradiancia solar diaria media (en %)

$\eta(T_M, G_{STC})$ = eficiencia en condiciones de la temperatura de operación y la irradiancia solar en condiciones STC (en %)

$\eta(25^\circ\text{C}, G_{STC})$ = eficiencia en condiciones de la temperatura normal y la irradiancia solar en condiciones STC (en %)

Para la potencia de salida del panel fotovoltaico (P_{DC}), se determina con la siguiente ecuación:

$$P_{DC}(T_M, G_M) = \eta(T_M, G_M) * G_M * A_M \dots \dots \dots \text{ [Ecuación 27]}$$

Donde:

$P_{DC}(T_M, G_M)$ = potencia de salida del panel fotovoltaico (en Wp)

$\eta(T_M, G_M)$ = rendimiento general del módulo (sin unidades)

G_M = irradiancia solar diaria media correspondiente al mes con mayor radiación (en W/m²)

A_M = área del módulo fotovoltaico (en m²)

Para comparación de tipos de tecnologías para un lugar en específico, es necesario conocer el rendimiento energético:

$$Y_{DC} = \frac{P_{DC}(T_M, G_M)}{P_{STC}} * 100\% = \frac{P_{DC}(T_M, G_M)}{\eta(25^\circ C, G_{STC}) * G_{STC} * A_M} * 100\% \dots\dots\dots [Ecuación 28]$$

Donde:

Y_{DC} = rendimiento energético (en %)

$P_{DC}(T_M, G_M)$ = potencia de salida del panel fotovoltaico (en Wp)

P_{STC} = potencia del panel fotovoltaico según STC (en Wp)

$\eta(25^\circ C, G_{STC})$ = eficiencia en condiciones de la temperatura normal y la irradiancia solar en condiciones STC (sin unidades)

G_{STC} = irradiancia solar en condiciones STC determinada por el fabricante en la ficha técnica (en W/m²)

A_M = área del módulo fotovoltaico (en m²)

2.2.7.1.11. Conexiones de módulos fotovoltaicos.

León (2019), menciona que para alcanzar la tensión y la corriente de una instalación fotovoltaica se debe establecer arreglos entre los paneles solares, para ellos existen tres tipos de conexión: la conexión en serie, la conexión en paralelo y la conexión mixta.

2.2.7.1.11.1. Conexión de módulos en serie.

Esta conexión tiene como objetivo aumentar el nivel de tensión del generador fotovoltaico, uniendo el polo positivo de un panel con uno negativo del otro panel.

Según Perpiñán et al. (2012), menciona que hay que tener en cuenta el efecto por variación de temperatura y de irradiancia incidente, especialmente en el voltaje de circuito abierto en las conexiones en serie, para ello se modifica y se utiliza la siguiente formula:

$$N_{sMAX} = \frac{V_{max,inversor}}{V_{oc}(25^{\circ}C, G_M)} \dots\dots\dots [Ecuación 29]$$

Donde:

N_{sMAX} = número de paneles conectados en serie máximo (en unidades)

$V_{max,inversor}$ = voltaje máximo permitido por el inversor (en V)

$V_{oc}(25^{\circ}C, G_M)$ = voltaje en circuito abierto en condiciones de la temperatura normal y la irradiancia solar diaria media (en V)

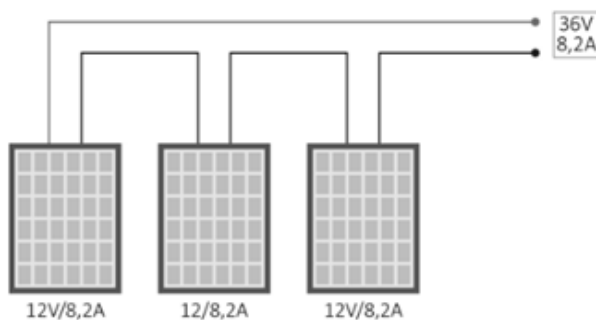


Figura 40. Conexión en serie de módulos fotovoltaicos

Fuente: Lizana, 2019

2.2.7.1.11.2. *Conexión de módulos en paralelo.*

Esta conexión tiene como objetivo aumentar el nivel de corriente del generador fotovoltaico, uniendo los polos iguales entre los paneles, es decir conectar el positivo con otro positivo y el negativo con otro negativo, manteniendo así el nivel de tensión. Según Perpiñán et al. (2012), menciona que hay que tener en cuenta el efecto por irradiancia en la corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico en las conexiones en paralelo, para ello se modifica y se utiliza la siguiente formula:

$$N_{pMAX} = \frac{I_{max,inversor}}{I_{sc}(25^{\circ}C, G_M)} \dots\dots\dots [Ecuación 30]$$

Donde:

N_{pMAX} = número de paneles conectados en paralelo máximo (en unidades)

$I_{max,inversor}$ = corriente máximo permitido por el inversor (en A)

$I_{sc}(25^{\circ}\text{C}, G_M)$ = corriente de cortocircuito en condiciones de la temperatura normal y la irradiancia solar diaria media (en A)

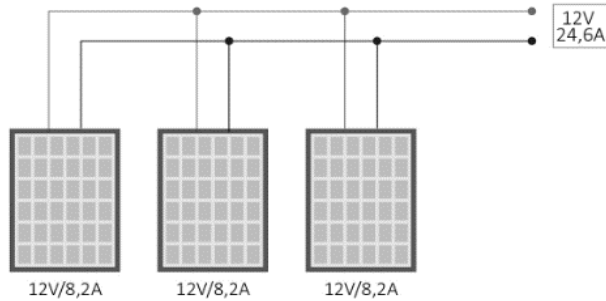


Figura 41. Conexión en paralelo de módulos fotovoltaicos

Fuente: Lizana, 2019

2.2.7.1.11.3. Conexión de módulos mixtos.

Esta conexión es la combinación de las anteriores, tiene como objetivo aumentar el nivel de tensión y corriente del generador fotovoltaico, mediante la suma de voltaje de los paneles en serie y la suma de corriente de cada ramal de paneles. Para ello se debe conocer el número total de paneles fotovoltaicos con la siguiente ecuación (Cerrón, 2019):

$$N_T = \frac{P'_{\text{sistema}}}{P_{DC} \cdot (1 - P_G)} \dots\dots\dots [\text{Ecuación 31}]$$

Donde:

N_T = número de paneles fotovoltaicos (en unidad)

P'_{sistema} = potencia pico final del sistema (en Wp)

P_{DC} = potencia de salida del panel fotovoltaico (en Wp)

P_G = factor global de pérdidas por partículas de suspensión, suciedad y del sistema, que según la comisión europea recomienda un total del 14% (European Commission, 2019, como se citó en Helfer, 2021)

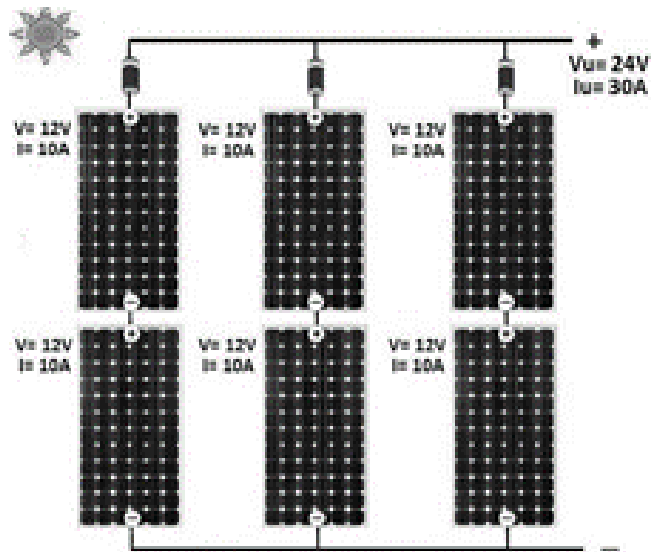


Figura 42. Módulos solares conectados en serie y paralelo

Fuente: León, 2019

2.2.7.1.12. Técnicas de conexionado de paneles solares.

2.2.7.1.12.1. Conexión estándar en cadena (Daisy chain).

Según Granados (2019), indica que esta técnica consiste en la conexión en serie positivo con negativo. Al final de la cadena o string, el cable positivo se alarga hasta la caja de conexiones en donde se empalmará con los demás cables positivos en caso de que existan ramales. Cabe mencionar que el exceso de cable debe ser enrollado y fijado a la estructura por medio de bridas, evitando de esa manera el desaprovechamiento de cable y las obstrucciones de paso tanto para la corriente como personal, es importante tener limpieza y orden adecuada.

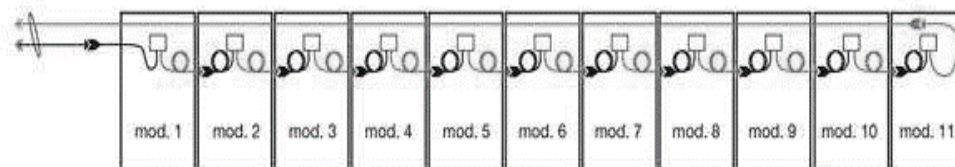


Figura 43. Conexión estándar de módulos solares en cadena

Fuente: Granados, 2019

2.2.7.1.12.2. *Conexión con técnica de salto de rana (leapfrog wiring).*

Este método de la rana, consiste conectando los paneles positivos con negativos, pero con la diferencia de saltando un panel solar hasta llegar al final de la cadena, posteriormente se conecta los paneles que han quedado libre y de esa forma se optimiza la longitud del cable en instalaciones solares.

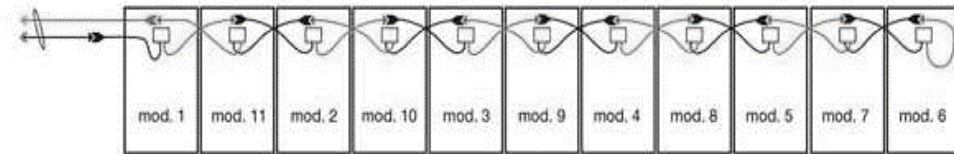


Figura 44. Conexión de módulos solares con técnicas de salto de rana

Fuente: Granados, 2019

2.2.7.2. *Estructura soporte.*

Según Peredo (2019), lo define como un sistema de soporte al módulo fotovoltaico, se caracteriza por otorgar un ángulo de inclinación al panel fotovoltaico. Son fabricados de aluminio y de acero inoxidable. De acuerdo a su diseño se clasifican en fijas y móviles.

2.2.7.2.1. *Estructuras fijas.*

Son estructuras que tienen una orientación e inclinación determinada, se pueden instalar en diferentes superficies como el suelo, el tejado, las paredes, etc. Algunas de estas estructuras disponen de un mecanismo que varía el ángulo de inclinación.



Figura 45. Estructura fija para paneles fotovoltaicos

Fuente: Guevara, 2018

2.2.7.2.2. Estructuras móviles o seguidor solar.

Llamadas también “huertas solares”, estos sistemas se caracterizan por orientarse de manera automática a la posición del sol. Debido a su diseño deben soportar el peso de los módulos fotovoltaicos, las fuerzas del viento, las inclemencias del tiempo y las dilataciones térmicas. Según Fernández (2019), menciona que existe dos tipos: seguidor a un eje y seguidor a un eje inclinado. Ambos sistemas se utilizan para optimizar la energía generada en los paneles fotovoltaico.



Figura 46. Instalación de un seguidor solar

Fuente: Díaz, 2018

Según Reyes (2019), la instalación de la estructura soporte debe ser de acuerdo a las especificaciones del fabricante, así mismo con la tornillería. Además, estos sistemas no deben generar sombras que perjudiquen a los módulos fotovoltaicos.

2.2.7.3. Baterías.

También llamados acumuladores eléctricos, tiene como principal característica, almacenar la energía eléctrica por un periodo de tiempo determinado, con el propósito de utilizarlo, cuando la energía proveniente de los paneles solares no es la suficiente para satisfacer las cargas (Lizana, 2019).

Se basan en el principio de la conversión en energía eléctrica a energía química para su almacenamiento, y viceversa para su descarga. Por esta razón, la batería se compone de dos celdas, una positiva y otra negativa; en algunas ocasiones estas se encuentran sumergidos en electrolito.

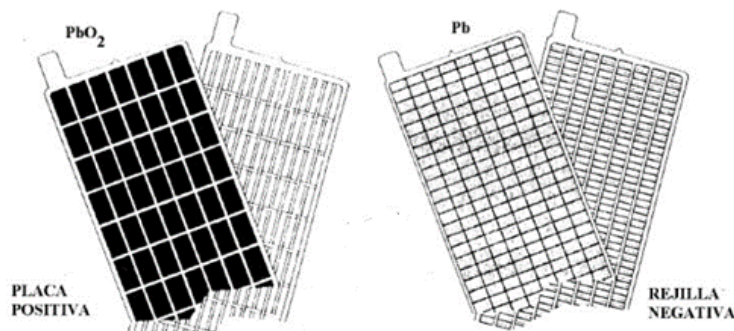


Figura 47. Placa positiva y negativa de una batería

Fuente: Lizana, 2019

2.2.7.3.1. Características eléctricas de las baterías.

2.2.7.3.1.1. Capacidad nominal.

Es la cantidad de energía que puede almacenarse y descargarse por un periodo de tiempo. Sus unidades son el amperes-hora (Ah). Por ejemplo, una batería de 30 Ah es capaz de suministrar 30 A durante 1 hora o 1A durante 30 horas. Se calcula con la siguiente formula (De la Cruz, 2019):

$$C_T = \frac{N_D * E_{elec}}{V_{sist.}} \dots\dots\dots [Ecuación 32]$$

Donde:

C_T = capacidad total del banco de baterías (en Ah)

N_D = número de días de autonomía (en días)

E_{elec} = energía eléctrica total media diaria (en Wh/día).

$V_{sist.}$ = tensión nominal del sistema (en V)

2.2.7.3.1.2. *Tensión nominal.*

Expresada en voltios (V), es la tensión que aparece en los terminales de la batería en condiciones de plena carga.

2.2.7.3.1.3. *Profundidad de descarga máxima.*

Es el nivel de descarga máxima que puede dar una batería. Por ejemplo, una batería de 100 Ah tiene una profundidad de descarga máxima del 80% esto indica que fue sometida a una descarga del 80 Ah, mayor a esa capacidad afecta notablemente en la eficiencia de la batería y su vida útil.

2.2.7.3.1.4. *Eficiencia.*

Es la relación entre la energía empleada para cargar la batería y la energía realmente almacenada. Una eficiencia del 100% significa que toda la energía empleada para la carga puede ser remplazada para la descarga posterior.

2.2.7.3.1.5. *Autodescarga.*

Es el proceso por el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse. La rapidez de la descarga depende de la temperatura ambiente y el tipo de batería.

2.2.7.3.1.6. *Días de Autonomía.*

Es el número de días consecutivo que las baterías no son cargadas y entregan energía a una carga, sin sobrepasar la profundidad máxima de descarga. Para los sistemas fotovoltaicos es importante indicar los días nublados o de lluvia, ya que estos no son beneficiosos en la generación de energía eléctrica.

2.2.7.3.1.7. *Ciclos de vida.*

Es la denominación que se le indica una carga y descarga de la batería. Además, define la vida útil de esta misma, por ejemplo: si una batería tiene 3 000 ciclos, y trabaja dos ciclos por día, tenemos que, la vida de la batería alcanzaría alrededor de

los cuatro años. Sin embargo, se ha demostrado que el número de ciclos depende de la profundidad de descarga, es decir, a mayor profundidad de descarga, menos ciclos de vida (Quintanilla, 2020):

$$\#Años_{vida} = \frac{N_{CICLOS}}{N_{CICLOS/AÑO}} \dots\dots\dots [Ecuación 33]$$

Donde:

#Años_{vida} = años de vida de la batería (en años)

N_{CICLOS} = número de ciclos de vida a base de una profundidad de descarga determinada (en ciclos)

N_{CICLOS/AÑO} = número de ciclos de vida al año (en ciclos/año)

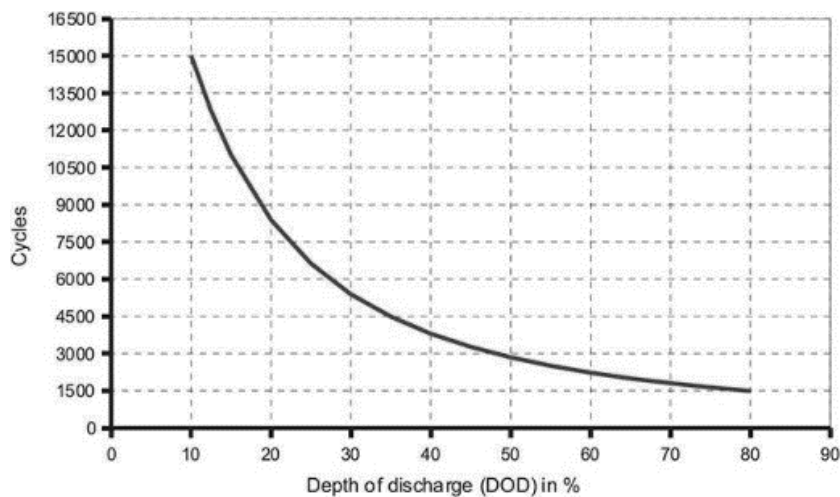


Figura 48. Curva correspondiente a la batería de Plomo – Ácido, de la cantidad de ciclos vs la descarga de la misma. Adaptado de “Ficha técnica BAE SECURA PVV SOLAR”

Fuente: Quintanilla, 2020

2.2.7.3.2. Conexión de las baterías.

Para obtener niveles de voltaje y corriente adecuadas para una instalación fotovoltaica se realiza conexiones en serie, paralelo y mixtos entre las baterías.

2.2.7.3.2.1. Conexión en serie.

Para el número de baterías en serie se obtiene con la siguiente ecuación:

$$N_{bs} = \frac{V_{sist.}}{V_{ib}} \dots\dots\dots [Ecuación 34]$$

Donde:

N_{bs} = número de baterías conectado en serie (en unidad)

$V_{sist.}$ = tensión nominal del sistema (en V)

V_{ib} = tensión individual de una batería (en V)

2.2.7.3.2.2. *Conexión en paralelo.*

Para el número de baterías en paralelo se obtiene con la siguiente ecuación:

$$N_{bp} = \frac{C_T}{C_{ib}} \dots\dots\dots [Ecuación 35]$$

Donde:

N_{bp} = número de baterías conectados en paralelo (en unidad)

C_T = capacidad total del banco de baterías (en Ah)

C_{ib} = capacidad individual de una batería (en Ah)

2.2.7.3.2.3. *Conexión mixta.*

Esta conexión es la combinación de las anteriores, tiene como objetivo aumentar el nivel de tensión y corriente del sistema de acumulación. Para determinar el número total de baterías se usa la siguiente formula:

$$N_{Tb} = N_{bs} * N_{bp} \dots\dots\dots [Ecuación 36]$$

Donde:

N_{Tb} = número total de baterías (en unidad)

N_{bs} = número de baterías conectado en serie (en unidad)

N_{bp} = número de baterías conectados en paralelo (en unidad)

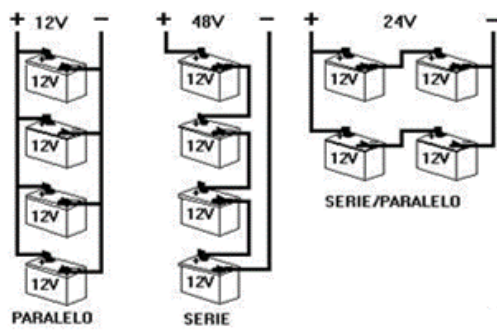


Figura 49. Conexión de baterías

Fuente: Córdova, 2019

2.2.7.3.3. Tipos de baterías.

Existen varias tecnologías que, dependiendo la necesidad del sistema, se pueden evaluar, ya sea por un tema de adaptación, costo, uso o mantenimiento.

Tabla 5

Tipos de acumuladores de energía

Batería	Ventaja	Desventaja
Monoblock Plomo Acido	Las más económica del mercado	Mantenimiento constante, requiere estar controlando el nivel del líquido, no se puede ubicar a la intemperie
Monoblock AGM	No requiere Mantenimiento, mayores ciclos de vida	Mayor costo que las de Plomo Acido
Monoblock GEL	No requiere Mantenimiento, mayores ciclos de vida	Costo más elevado que las AGM
Estacionarias	Mismas ventajas dependiendo del tipo de tecnología (Plomo Acido, AGM o Gel)	Mismas desventajas dependiendo del tipo de tecnología (Plomo Acido, AGM o Gel), requieren mucho espacio, costo muy elevado comparado con el monoblock a una misma capacidad
Litio	No requiere Mantenimiento, ni mucho espacio, bajo peso, una mayor durabilidad, mayor capacidad	No permite puntas de arranque, límite de corriente bajo, más costosas del mercado. No se puede utilizar con equipos que requieran una elevada corriente de arranque

Fuente: Helfer, 2021

2.2.7.4. Regulador de carga.

Es un sistema que se conecta entre los paneles solares y las baterías con el fin de evitar que el acumulador descargue hacia los paneles solares de esa forma cuida la vida de estos. Además, cuando la batería llega a cargarse completamente, el regulador de carga interrumpe desconectando el circuito y evitando así que la batería sufra una sobrecarga. (Reyes, 2019).

Es importante decir que, en la mayoría de los casos, el regulador de carga ya viene incorporado en el inversor, por esta razón las características del regulador de carga se encuentran muy a menudo en la ficha técnica del inversor.

2.2.7.4.1. Funcionamiento del regulador de carga hacia las baterías.

Correa y Gonzáles (2018) mencionan que el regulador de carga tiene 4 etapas para cargar las baterías estas son:

- Carga inicial: Cuando la tensión de la batería llega a un nivel intermedio, el regulador deja pasar toda la corriente disponible del módulo hasta que la batería llega a un estado de carga del 80%
- Carga de absorción: La etapa en la cual el regulador mantiene la tensión final de carga y va reduciendo la corriente procedente de los módulos hasta alcanzar un estado de carga del 100%
- Carga de flotación: Una vez cargada completamente la batería, el regulador deja pasar una corriente mínima para mantener un estado de carga al 100%
- Carga de ecualización: El proceso consiste en someter a la batería a una sobrecarga controlada para reducir la estratificación del ácido y la sulfatación dentro de la batería, además de emparejar la tensión en las distintas celdas de la batería

2.2.7.4.2. Tipos de reguladores.

2.2.7.4.2.1. Regulador de carga PWM.

El regulador de carga PWM (Modulación por anchura de pulsos) funciona como interruptor entre los paneles solares y las baterías. Disponen de un solo diodo y trabajan a un mismo nivel de tensión. Por ejemplo, se tiene un regulador de carga de 24V que recibe corriente de un arreglo de paneles fotovoltaicos que dispone de un voltaje de 26V, por lo tanto, el regulador de carga desecha los 2V que es la diferencia de voltaje con la finalidad de poder suministrar la energía de manera adecuada a las baterías evitando problemas de sobretensión. Se puede determinar entonces que tanto en la entrada y la salida del regulador son las mismas es decir tanto el nivel de corriente y tensión permanecen constantes, el sistema que predomina estos parámetros son las baterías según su estado de carga por esta razón estos equipos no trabajan en su punto de máxima potencia (Manay, 2019).

2.2.7.4.2.2. Regulador de carga MPPT.

El regulador de carga MPPT (Seguidor del punto de máxima potencia), está conformado por un diodo de protección y de un convertidor de tensión CC-CC, siendo este último el que le permite trabajar en el punto de máxima potencia. Para comprender su funcionamiento se debe analizar lo siguiente:

- El convertidor de tensión CC-CC (de alta tensión en el campo fotovoltaico a baja tensión en las baterías) permite trabajar a tensiones diferentes en el campo fotovoltaico y en las baterías
- El regulador de carga se adapta a la tensión de funcionamiento de los paneles fotovoltaico a la que proporcione la máxima potencia

Se puede determinar entonces que tanto en la entrada y la salida del regulador MPPT son las mismas pero el nivel de corriente y tensión son diferentes. Por este motivo se consigue aumentar la producción de energía a un 30% respecto a los reguladores PWM, sin embargo, su costo es elevado. Si tomamos el ejemplo anterior el regulador de carga MPPT trabajara como un transformador convirtiendo el nivel de tensión de los paneles a los de las baterías, de esa forma si la tensión baja en el lado secundario, la corriente sube permitiendo la recarga de la batería en el punto de máxima potencia (Manay, 2019).

2.2.7.5. Inversor híbrido.

Es un equipo que transforma un nivel de tensión a otro nivel de tensión, así como el encargado de convertir la corriente continua en corriente alterna. Estos deben trabajar con un voltaje de salida de 220 Volts y 60 Hz de frecuencia para poder ser aprovechada por las cargas o equipos electrónicos de una vivienda.

Su principal característica es, su sistema de operación y acoplamiento en sistemas aislados como en sistemas conectados a la red, siendo este último el más empleado. Dicho inversor tiene varias funciones, las más destacadas son:

- Cuentan con protecciones para la instalación, además tiene la capacidad de detener el flujo de corriente en caso detecte un problema o cortocircuito
- Sincronización de la red con las baterías, esta función aprovecha al máximo la energía, ya que tiene el control de gestionar el consumo energético de las cargas, haciendo variar entre una fuente a otra
- Lleva una base de datos, donde recopila información sobre el rendimiento energético del sistema y de los equipos, como también energía utilizada, almacenada y generada

2.2.7.5.1. *Parámetros del inversor híbrido.*

Los parámetros del inversor híbrido se clasifican en tres: parámetros de entrada de los paneles solares (relacionada a la generación del sistema), parámetros de entrada de las baterías (relacionada a la acumulación del sistema) y parámetros de salida del inversor, estas últimas son las que definen el inversor híbrido, como son:

- Potencia nominal de salida, dependiendo del tipo de inversor híbrido a emplear, especialmente los inversores híbridos interconectados, estos pueden mostrar en su ficha técnica hasta dos tipos de potencia nominal de salida, esto es debido a que tienen una salida hacia las cargas en general y otra para cargas críticas, este último se debe a su sistema “back up”
- Voltaje nominal de salida del inversor (220 V)
- Frecuencia (60 Hz)
- Máxima corriente de salida del inversor
- Factor de potencia (mayormente toma un valor de 0,8 ya se ha adelantado o retrasado)
- Máxima distorsión armónica total
- Configuración del sistema (monofásico o trifásico)
- Tipo de onda (mayormente para inversores híbridos son de onda senoidal)
- Tolerancia de picos de corriente, debido a equipos que requieran una corriente de arranque como es en el caso de los motores, si no se respeta este parámetro, pondría en peligro la vida del inversor y sus componentes

2.2.7.5.2. *Inversor híbrido de onda senoidal.*

Los inversores híbridos son de onda senoidal modificada o pura debido, por su comportamiento similar a la red eléctrica.

Esta onda senoidal pura, es de gran calidad y precisa a comparación de la onda cuadrada y de la onda senoidal modificada, la cual puede hacer funcionar todo tipo de aparatos eléctricos (bombas de agua, electrodomésticos con motor como lavadoras, frigoríficos, etc.). Hay que destacar que los inversores de onda pura producen una corriente de mejor calidad incluso de la red eléctrica. Lo que significa que los aparatos electrónicos conectados a la instalación solar serán más eficientes y su funcionamiento será mejor (Valera, 2018).

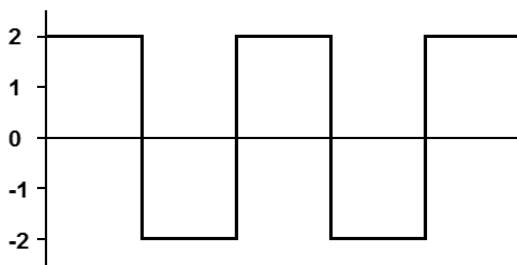


Figura 50. Grafica de onda cuadrada

Fuente: Valera, 2018

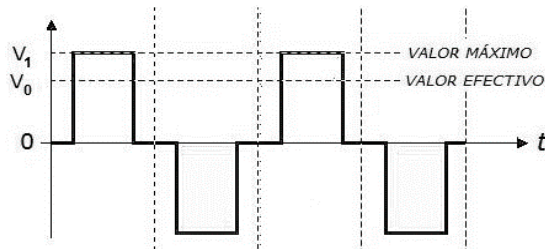


Figura 51. Gráfica de onda senoidal modificada

Fuente: Valera, 2018

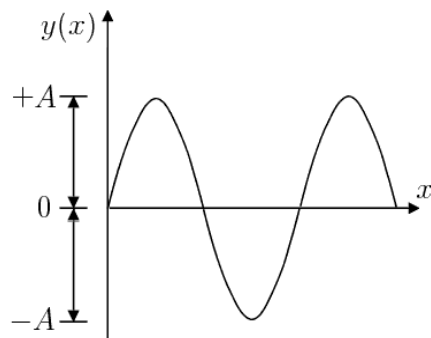


Figura 52. Grafica de onda senoidal pura

Fuente: Valera, 2018

2.2.7.5.3. Configuración de conexión de un inversor.

Existen diferentes formas de conectar los módulos de una instalación y disponerlos en relación con el inversor. Algunos de ellos son:

2.2.7.5.3.1. Inversor central.

Es cuando todas las cadenas o ramales se conectan a un solo inversor, cuya tensión de entrada será la de cualquiera de las cadenas.

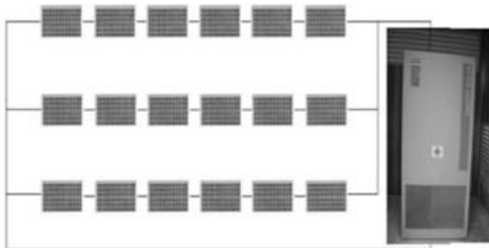


Figura 53. Inversor tipo central

Fuente: Vega, 2018

2.2.7.5.3.2. Inversor string.

Al igual que en el inversor central, el campo también se divide en líneas (strings).

Sin embargo, cada string se une con un inversor string propio.



Figura 54. Inversor tipo rama

Fuente: Vega, 2018

2.2.7.5.3.3. Inversor multi-string.

Esta tecnología se basa en conectar varias ramas a un inversor CC – CA común, a través de un convertidor CC – CC específico para cada una de las ramas.

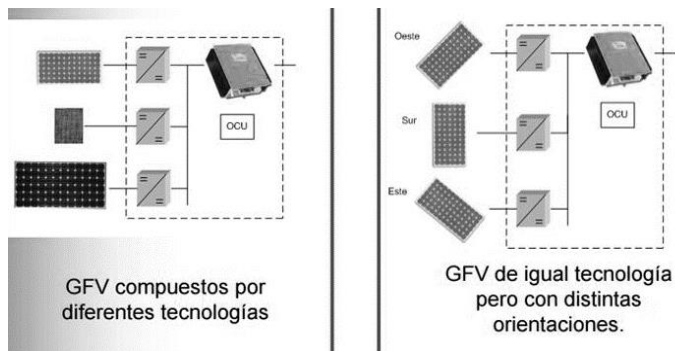


Figura 55. Inversor tipo multi-string

Fuente: Vega, 2018

2.2.7.5.3.4. Inversor con módulos integrados.

Cada módulo dispone de un inversor propio. Con lo cual no se produce ningún tipo de pérdidas por adaptación. Para ello requieren de un mayor cableado en el lado de corriente alterna, ya que cada módulo debe estar conectado a la red de 220V.

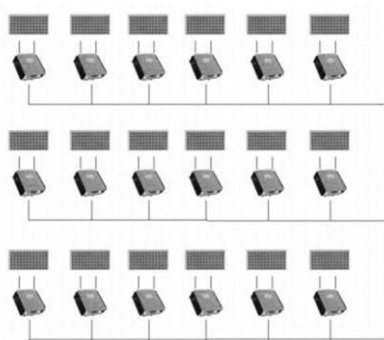


Figura 56. Inversor tipo modulo integrado

Fuente: Vega, 2018

2.2.7.5.4. Tipos de inversores híbridos.

2.2.7.5.4.1. Inversor híbrido cargador.

Se emplean mayormente para sistemas aislados, su funcionamiento es alimentar las cargas en general, ya sea mediante la energía producida por los paneles solares o por una fuente externa (grupo electrógeno o la red eléctrica), este último es posible debido a que incorpora un cargador interno, sin embargo, no puede gestionar ambas fuentes de energía, es decir entrega energía ya sea de los paneles solares o de la

fuente externa no ambas. Para ello este inversor cuenta con contactos manuales para el cambio de fuente.

2.2.7.5.4.2. *Inversor híbrido interconectado.*

El inversor híbrido interconectado tiene como función a alimentar dos tipos de cargas: normales y críticas, mediante la energía de los paneles o de las baterías, así como la inyección de energía eléctrica a la red (opcional), una de sus ventajas es cuando la energía demandada sobrepasa a la generada por los paneles, este utiliza la fuente de respaldo (la red eléctrica) para satisfacerlo en otras palabras, este inversor puede gestionar ambas fuentes para un mayor aprovechamiento de energía.

A diferencia del inversor híbrido cargador, este puede trabajar con dos tipos de fuente (energía de los paneles y la red eléctrica), sin embargo, no puede acoplarse a otro tipo de fuente como sería el grupo electrógeno.

Su característica principal está dada por su sistema de “back up”, que consiste alimentar las cargas críticas con la energía generada por los paneles o la almacenada en las baterías siempre y cuando estén en ausencia de energía eléctrica de la red (apagón) (Aguilar, 2018).

2.2.7.5.5. *Analizador de red antivertido (inyección cero).*

Es una configuración (modo autoconsumo) que se da al inversor que tiene como finalidad impedir que se inyecte energía eléctrica a la red.

Bajo esta configuración, el inversor analiza el flujo de potencia en el punto de acometida de la instalación, de manera que, el inversor produce sólo la energía que demandan las cargas, evitando así la inyección de excedentes a la red pública. Para garantizar la “no inyección”, se asegura una corriente mínima desde la red

hacia las cargas. Si la producción fotovoltaica es insuficiente, la red aportará la energía necesaria para satisfacer la demanda. (Vásquez, 2019)

2.2.7.5.6. *Criterio de selección del inversor.*

Según el libro de Perpiñán et al. (2012), para un sistema fotovoltaico de estructura fija se puede considerar una relación de la potencia pico con la potencia del inversor comprendida entre 1 y 1,4. Mientras que para un sistema fotovoltaico de estructura móvil (punto de seguimiento) esta relación llega a la unidad debido a su alto rendimiento.

2.2.7.6. *Medidor bidireccional.*

Para un sistema fotovoltaico híbrido que va estar conectado a la red, es importante el uso del medidor bidireccional, ya que este tiene la función de contabilizar la energía que se consume de la red y la energía que se va inyectar, sin embargo, para una inyección cero, su utilidad no tendría sentido, por lo tanto, la adquisición de este equipo dependerá de las normas vigentes encontradas en la normativa de cada país. En el Perú se tiene escasa información sobre el uso y la instalación de estos medidores, por lo que conllevaría a la decisión del propietario y de la distribuidora de energía eléctrica (León, 2019).



Figura 57. Medidor bidireccional

Fuente: León, 2019

2.2.7.7. *Bloque de cableado.*

Es el conjunto de todos los conductores eléctricos que se han necesarios para la elaboración de un sistema fotovoltaico, su adecuado dimensionamiento permite reducir las pérdidas de energía y las caídas de tensión. Este último componente existe tanto en la sección de corriente continua como la sección en corriente alterna, para su cálculo nos basaremos en el Código Nacional de Electricidad (Ministerio de Energía y Minas [MINEM], 2006):

- Factor de corrección de 1,25 para la corriente de diseño

$$I_d = 1,25 * N_{pMAX} * I_{sc}(25^{\circ}C, G_M) = \frac{P_{inv}}{V_{sist.}} \dots\dots\dots [Ecuación 37]$$

Donde:

I_d = corriente de diseño (en A)

N_{pMAX} = número de paneles conectados en paralelo máximo (en unidades)

$I_{sc}(25^{\circ}C, G_M)$ = corriente de cortocircuito en condiciones de la temperatura normal y la irradiancia media diaria a las 12:00 pm del medio media (en A)

P_{inv} = potencia nominal del inversor (en W)

$V_{sist.}$ = tensión nominal del sistema (en V)

- Los conductores que trabajaran en el lado de corriente continua deberá tener una caída de tensión no mayor a 1,5%; mientras que los conductores que trabajan en el lado de corriente alterna deberá tener una caída de tensión no mayor a 2,5%

$$S_{cc} = \frac{2 * L * I_d}{k * u} \dots\dots\dots [Ecuación 38]$$

Donde:

S_{cc} = sección del conductor en el tramo de corriente continua (en mm²)

L = longitud del conductor (en m)

I_d = corriente de diseño (en A)

k = conductividad del cobre tabla 6 (en $\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$)

u = caída de tensión máxima permitida en corriente continua 1,5% (en V)

$$S_{ca} = \frac{2 \cdot L \cdot I_d}{k \cdot u} \dots\dots\dots [Ecuación 39]$$

Donde:

S_{ca} = sección del conductor en el tramo de corriente alterna (en mm^2)

L = longitud del conductor (en m)

I_d = corriente de diseño (en A)

k = conductividad del cobre tabla 6 (en $\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$)

u = caída de tensión máxima permitida en corriente alterna 2,5% (en V)

Tabla 6

Coefficiente de conductividad del cobre en función a la temperatura

Temperatura	Coefficiente de conductividad del cobre (k) (m/ Ω * mm^2)
20 °C	56
30 °C	54
40 °C	52
50 °C	50
60 °C	48
70 °C	48
80 °C	45
90 °C	44

Fuente: Aguirre, 2019

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente

2.2.7.7.1. Tipo de conductor.

De acuerdo al decreto supremo N°013-2016-PRODUCE (Ministerio de la Producción, 2016). Donde indica el tipo de conductor a usar, ver la tabla 7.

Tabla 7

Conductores eléctricos, sean éstos unipolares o flexibles con aislamiento y/o cubierta termoplástico o reticulada libre de halógenos y baja emisión de humo, para tensiones nominales (Uo/U) hasta e inclusive 450/750 volts

Designación del conductor	Denominación
H03Z1Z1-F y H03Z1Z1H2-F	Cables flexibles con aislamiento termoplástico libre de halógenos y baja emisión de humos. Cables para servicios ligeros
H05Z1Z1-F y H05Z1Z1H2-F	Cables flexibles con aislamiento termoplástico libre de halógenos y baja emisión de humos. Cables para servicios ordinarios
H07ZZ-F	Cables flexibles con aislamiento reticulado libre de halógenos y baja emisión de humos. Cables para servicios exigentes
H07ZZ-F	Cables flexibles con aislamiento reticulado libre de halógenos y baja emisión de humos. Cables multicondutores para servicios exigentes
H07Z1-U y H07Z1-R (Tipo 1 y 2)	Cables unipolares rígidos y solidos sin cubierta con aislamiento termoplástico libre de halógenos y baja emisión de humos. Cables para instalaciones fijas
H07Z1-K (Tipo 1 y 2)	Cables unipolares flexibles sin cubierta con aislamiento termoplástico libre de halógenos y baja emisión de humos. Cables para instalaciones fijas
H05Z1-U y H05Z1-R	Cables unipolares rígidos y solidos sin cubierta con aislamiento termoplástico libre de halógenos y baja emisión de humos. Cables para cableado interno
H05Z1-K	Cables unipolares flexibles sin cubierta con aislamiento termoplástico libre de halógenos y baja emisión de humos. Cables para cableado interno
H07Z-U y H07Z-R	Cables unipolares rígidos y sólidos sin cubierta con aislamiento reticulado libre de halógenos y baja emisión de humos. Cables para instalaciones fijas
H07Z-K	Cables unipolares flexibles sin cubierta con aislamiento termoplástico libre de halógenos y baja emisión de humos. Cables para instalaciones fijas
H05Z-U	Cables unipolares flexibles sin cubierta con aislamiento termoplástico libre de halógenos y baja emisión de humos. Cables para cableado interno
H05Z-K	termoplástico libre de halógenos y baja emisión de humos. Cables para cableado interno

Fuente: Ministerio de la producción, 2016

2.2.7.8. Bloque de protecciones.

Es indispensable que cada instalación eléctrica cuente con sus dispositivos de protección y seguridad, para un sistema fotovoltaico se instala dos tipos de protección, una para corriente continua y otra para corriente alterna. Las fallas más comunes de una instalación son los cortocircuitos, las sobrecargas, las fugas de corriente, elevación de tensión (fenómeno que ocurre cuando el panel sufre una descarga eléctrica de un rayo) y el sobrecalentamiento (MINEM, 2006).

2.2.7.8.1. Protecciones de corriente continua.

Para la selección de los dispositivos de protección, se debe tener en cuenta dichos comportamientos de la corriente cuando este es continua, según León (2019), menciona que:

Los tramos de corriente continua para su interrupción presentan mayor problema que el tramo de corriente alterna, ya que en el tramo de corriente alterna hay un paso de corriente por el cero en cada semiperiodo el cual hace un apagado espontaneo del arco que se forma cuando se abre el circuito, mientras que por otro lado en corriente continua esto no sucede ya que se tiene que esperar que la corriente disminuya hasta anularse para extinguir el arco y la interrupción se tiene que dar gradualmente (p. 114).

2.2.7.8.1.1. Fusibles.

Son dispositivos de protección ante sobrecorrientes, su función es generar una ruptura del conductor cuando este sobrepasa la corriente máxima, dicha ruptura genera una apertura en el circuito eléctrico impidiendo así el flujo de electrones, por consiguiente se apaga totalmente el sistema. En una instalación fotovoltaica se instalan en la salida de los paneles fotovoltaicos y en la entrada de las baterías. Hay

que tener en cuenta que estos fusibles deben trabajar en corriente continua y esto debe indicar en la ficha técnica del componente.



Figura 58. Fusible de corriente continua

Fuente: Sánchez, 2019

2.2.7.8.1.2. Interruptor termomagnético.

Los interruptores termomagnéticos son dispositivos que protegen contra cortocircuitos y sobrecorrientes, en su interior compone por un disparador magnético y otro térmico. En el mercado se encuentra de diferentes clases, entre ellos tenemos los unipolares, bipolares, tripolares y tetrapolares. En una instalación fotovoltaica se instalan en la salida de los paneles fotovoltaicos y en la entrada de las baterías. Hay que tener en cuenta que estos interruptores deben trabajar en corriente continua y esto debe indicar en la ficha técnica del componente.

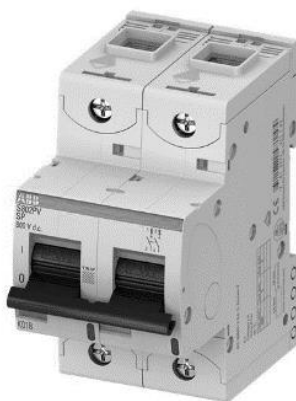


Figura 59. Interruptor termomagnético

Fuente: León, 2019

2.2.7.8.1.3. *Seccionador.*

Es un dispositivo que tiene como objetivo conectar y desconectar el sistema fotovoltaico, según el MINEM (2006), indica que se debe establecer un medio de desconexión entre el banco de baterías y el inversor, para ello es importante la instalación de este dispositivo. Para su selección se tendrá en cuenta la corriente y la tensión. Estos parámetros están dados por la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico, así como su voltaje. Es importante considerar la variación de estos debido a la temperatura.

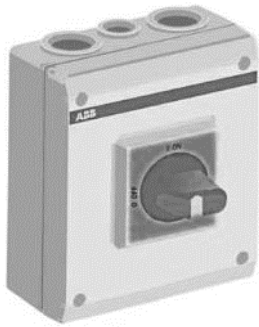


Figura 60. Seccionador

Fuente: León, 2019

2.2.7.8.2. *Protecciones de corriente alterna.*

A diferencia de las protecciones de corriente continua, este no presenta dificultades en su selección debido a que se toman criterios similares de una instalación domiciliaria, por lo tanto, se usara el Código Nacional de Electricidad (CNE). En una instalación fotovoltaica estos componentes de protección se instalan cerca o dentro del tablero general.

2.2.7.8.2.1. *Interruptor termomagnético.*

Son similares a los de corriente continua la diferencia esta que estos trabajan en corriente alterna. En una instalación fotovoltaica se instalan en la salida del inversor.

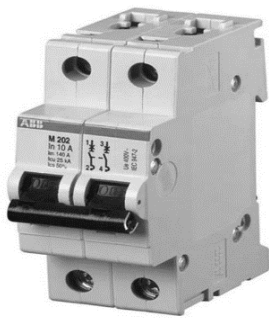


Figura 61. Interruptor termomagnético

Fuente: León, 2019

2.2.7.8.2.2. Interruptor diferencial.

El interruptor diferencial es un dispositivo que tiene como función proteger a las personas ante descargas eléctricas ya sea por contacto directo o indirecto y también para detectar fugas de corriente. Para su selección se toma un valor igual o mayor a la corriente nominal del interruptor termomagnético. Según León (2019), afirma que debe considerar una sensibilidad de 30 mA de acuerdo a las recomendaciones del CNE. Se instala en la salida del inversor



Figura 62. Interruptor diferencial

Fuente: León, 2019

2.2.7.8.3. Sistema de puesta a tierra.

La puesta a tierra es un sistema de protección que cuida la vida de las personas y de los equipos cuando estos últimos están energizados en sus masas metálicas debido a un defecto de aislante. Lo cual al ser tocado por una persona u objeto llega a

descargarse de manera peligrosa por esta razón los sistemas fotovoltaicos deben contar con un sistema de puesta a tierra.

2.2.8. Mantenimiento de la instalación.

Para tener un sistema eficiente y durable es importante tener un plan de mantenimiento adecuado, para ello se sigue el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2011).

2.2.8.1. *Mantenimiento a módulos FV.*

Los Módulos Fotovoltaicos deben ser inspeccionados visualmente para asegurarse de que no se encuentran señales de cualquier daño físico, incluyendo marcos doblados o vidrio roto. La limpieza debe realizarse solamente con agua y, si lo considera necesario, los módulos deben ser cepillados con cepillos de nylon. El uso de detergentes o líquidos abrasivos puede dañar los módulos fotovoltaicos.

2.2.8.2. *Mantenimiento a estructuras de soporte.*

Al estar fabricada en acero galvanizado, el mantenimiento consiste en verificar que:

- La estructura está firmemente sujeta al piso
- No existen tornillos / sujetadores flojos
- No se tiene señales de óxido en la estructura, y en caso de presentarlo, emplear spray de galvanizado en frío

2.2.8.3. *Mantenimiento en baterías.*

El mantenimiento de una batería comprende:

- Mantener los terminales de conexión eléctricos, entre las células y entre las baterías, en buen estado, limpios y sin corrosión
- Controlar que el voltaje de todos los vasos o elementos de la batería sea el mismo, aplicando cargas de igualación cuando sea necesario

- Limpiar la superficie de las baterías, lo que evitara posibles cortocircuitos debido al polvo húmedo
- Realizar pruebas periódicas para verificar los problemas de degradación y envejecimiento, y también ensayos especiales para medir la pérdida de capacidad, problemas internos de los vasos o elementos y corrosiones en placas

2.2.8.4. *Mantenimiento a inversores.*

Dentro de los puntos que se deben considerar se encuentran:

- Mantener el acceso y espacios libres alrededor del inversor para ventilación
- Limpiar y quitar el polvo de las ranuras de ventilación y los ventiladores con un paño seco o con un cepillo
- Comprobar que no haya insectos en el interior
- Comprobar que el inversor está funcionando correctamente observando los indicadores LED, las mediciones y/o las pantallas en el inversor, así como dar seguimiento al sistema de monitoreo

2.2.8.5. *Mantenimiento de protecciones generales.*

Se debe de tener en cuenta los siguientes puntos:

- Se verifique que no haya roturas o deterioros en el conducto y el cableado expuesto
- Se inspeccionen las conexiones para detectar signos de corrosión y/o quemaduras en los tableros, interruptores y portafusibles
- Se verifique que las cajas de conexiones están debidamente selladas y cerciórese que no exista corrosión o daños causados por el agua

- Se revise la operación de los interruptores y fusibles asegurándose que el movimiento del interruptor sea sólido

2.2.8.6. *Mantenimiento del cableado.*

Los puntos principales a verificar en el cableado son:

- Detección visual de signos de corrosión, rompimiento, óxido y/o quemaduras en los cables
- Comprobación de las conexiones de las terminales de los paneles, capuchones de seguridad, cableado de los componentes auxiliares, cableado del inversor
- Revisión del torque adecuado en las terminales de conexión

2.2.8.7. *Mantenimiento de sistema a tierra.*

Se deben revisar los siguientes puntos:

- Que el marco de cada módulo, así como la estructura de soporte estén conectados a tierra
- Revisar que, si se retira un módulo del circuito, no se debe interrumpir la conexión a tierra de ninguno de los otros módulos
- Verificar que la medida del cable de tierra no sea menor a 12 AWG
- Verificar que no exista corrosión galvánica u óxido entre el elemento utilizado para la sujeción del aterrizaje a tierra y el marco de aluminio del módulo

2.2.9. *Criterios de inversión.*

2.2.9.1. *El valor actual neto (VAN).*

Según Guevara (2018), el Valor Actual Neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer

cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. Se calcula mediante la siguiente formula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{BN}{(1+k)^t} \dots\dots\dots [Ecuación 40]$$

Donde:

VAN = valor actual neto (en unidades monetarias)

I_0 = inversión inicial (en unidades monetarias)

t = periodo de tiempo (en meses, años, etc.)

n = horizonte del proyecto (sin unidades)

BN = flujo de beneficios (en unidades monetarias)

k = tasa de descuento o interés (en %)

Los criterios de decisión VAN son los siguientes:

- $VAN > 0$: El valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- $VAN = 0$: El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.
- $VAN < 0$: El proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

2.2.9.2. Tasa interna de retorno (TIR).

Según Guevara (2018), la Tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Se calcula mediante la siguiente formula:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{BN}{(1+TIR)^t} \dots\dots\dots [Ecuación 41]$$

Donde:

I_0 = inversión inicial (en unidades monetarias)

t = periodo de tiempo (en meses, años, etc.)

n = horizonte del proyecto (sin unidades)

BN = flujo de beneficios (en unidades monetarias)

TIR = tasa interna de retorno (en %)

El criterio de selección será el siguiente donde “k” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN:

- Si $TIR > k$, el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- Si $TIR = k$, estaríamos en una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- Si $TIR < k$, el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

2.2.9.3. *El payback.*

El payback o plazo de recuperación es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Para calcularlo existen dos formas:

- Si los flujos de caja son iguales se aplica la siguiente formula:

$$\text{Payback} = \frac{I_0}{F} \dots\dots\dots [\text{Ecuación 42}]$$

Donde:

Payback = plazo de recuperación (en días, semanas, meses, años, etc.)

I_0 = inversión inicial (en unidades monetarias)

F = valor de los flujos de caja (en unidades monetarias sobre el periodo de tiempo)

- Si los flujos de caja no son iguales se aplica la siguiente formula:

$$\text{Payback} = a + \frac{|I_0| - b}{F_t} \dots\dots\dots [\text{Ecuación 43}]$$

Donde:

Payback = plazo de recuperación (en días, semanas, meses, años, etc.)

a = periodo inmediatamente anterior (en días, semanas, meses, años, etc.)

I_0 = inversión inicial (en unidades monetarias)

b = suma de los flujos hasta el final del periodo (en unidades monetarias)

F_t = valor del flujo de caja del año en que se recupera la inversión (en días, semanas, meses, años, etc.)

2.3. Definición de términos

2.3.1. Autoconsumo.

Es la capacidad que tiene un usuario en producir y consumir energía eléctrica mediante un sistema fotovoltaico ya sea una parte o del total (León, 2019).

2.3.2. Coeficiente de temperatura.

Es un parámetro que define el porcentaje de variación por cada unidad de temperatura, se expresa en (%/°C), que provoca el aumento o la disminución de las capacidades eléctricas del panel fotovoltaico (Arno et al., 2016).

2.3.3. Consumo energético.

Es el gasto total de la energía eléctrica que necesitan las cargas para accionarse por un periodo de tiempo establecido (León, 2019).

2.3.4. Corriente de cortocircuito.

Con relación a los paneles solares se define como, la corriente máxima que fluye a través del panel fotovoltaico cuando se tiene un circuito cerrado sin carga o cuando el voltaje es cero (Arno et al., 2016).

2.3.5. Costo del consumo energético.

Es el precio establecido por la distribuidora de energía eléctrica referido al consumo energético de un usuario (León, 2019).

2.3.6. Dopado.

Es el acabado de un material que ha sido alterado a nivel atómico, mediante la introducción de impurezas para generar reacciones químicas (Mamani y Mamani, 2019).

2.3.7. Energía eléctrica.

Con relación a los paneles solares se define como, el movimiento de los electrones entre las dos zonas de la celda solar, provocando una diferencial de potencial y con este la generación de corriente eléctrica (Arno et al., 2016).

2.3.8. Energía solar fotovoltaica.

Es aquella energía que se obtiene al convertir el flujo de fotones (luz solar) en electricidad por medio de celdas solares (Chávez, 2018).

2.3.9. Estado de “back up”.

Es un sistema de seguridad que tienen los inversores híbridos, su función es alimentar las cargas críticas cuando la red eléctrica está desconectada (Aguilar, 2018).

2.3.10. Hora sol pico.

Es el número total de horas al día cuando se asume una hipotética irradiación solar constante de 1 000 W/m² (León, 2019).

2.3.11. Inyección cero.

Es la no inyección de energía eléctrica por parte del sistema fotovoltaico hacia la red, debido a la normativa del país o la capacidad de generación limitada (León, 2019).

2.3.12. Masa de aire.

Con relación a astronomía se define como, la distancia que debe recorrer la radiación solar para llegar a la superficie terrestre (Vásquez, 2019).

2.3.13. Monoblock.

Es la denominación que se le asignan a las baterías que son formados a base de 3 o 6 celdas internas, además de contener placas de plomo y electrolito (Helfer, 2021).

2.3.14. Oblicuidad de la eclíptica.

Es el ángulo de inclinación formado por el eje de rotación de la tierra con respecto al plano de la eclíptica (Soteris, 2014).

2.3.15. Potencia eléctrica.

Con relación a los paneles solares se define como, la energía eléctrica producida por el generador fotovoltaico hacia las cargas por unidad de tiempo (Arno et al., 2016).

2.3.16. Potencia pico.

Es la potencia máxima que puede generar un sistema fotovoltaico bajo a condiciones estándares (Arno et al., 2016).

2.3.17. Radiación solar.

Es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol, que viajan a 300 000 km/s en todas las direcciones desde la fuente (Peña y Nevado, 2019).

2.3.18. Rendimiento energético.

Con relación a los paneles solares se define como, la capacidad de los módulos fotovoltaicos en generar energía eléctrica procedente de la radiación solar (Arno et al., 2016).

2.3.19. Sistema fotovoltaico híbrido.

Es la combinación de un sistema aislado con un conectado a red, complementando sus ventajas para el aprovechamiento máximo de la energía solar (Jamjachi, 2021).

2.3.20. Voltaje en circuito abierto.

Con relación a los paneles solares se define como, el voltaje máximo que posee un panel fotovoltaico cuando se tiene un circuito abierto o cuando la corriente es cero (Arno et al., 2016).

2.3.21. Zona de deflexión.

Es el campo donde los electrones de la zona "N" se acercan a los electrones de la zona "P", provocando de esta manera un campo eléctrico (Mamani y Mamani, 2019).

CAPÍTULO III

MÉTODO

3.1. Tipo de la investigación

El enfoque de este estudio corresponde a una investigación cuantitativa de carácter continuo, considerando que las variables propuestas se pueden medir en términos numéricos, de acuerdo al alcance se tífica a un estudio explicativo, donde se estará analizando la causa – efecto de una variable independiente con una dependiente.

Según Hernández, Fernández y Baptista (2014), la investigación cuantitativa “es la recolección de datos para probar hipótesis con base en la medición numérica y el análisis estadístico, con el fin de establecer pautas de comportamiento y probar teorías”. (p. 4). Estos mismos autores señalan que el estudio explicativo “se centra en explicar por qué ocurre un fenómeno y en qué condiciones se manifiesta o por qué se relaciona dos o más variables”. (p. 95).

En síntesis, se trata de una investigación tipo cuantitativa explicativa.

3.2. Diseño de la investigación

Dado que el objetivo del estudio es: “Evaluar el costo del consumo energético y la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022”; se recurre a un diseño no experimental que se aplicará de manera transversal.

De acuerdo Hernández, Fernández y Baptista (2014), la investigación no experimental “es la que se realiza sin manipular deliberadamente las variables; lo que se hace en este tipo de investigación es observar fenómenos tal y como se dan en un contexto natural, para después analizarlos”. (p. 152). Estos mismos autores señalan que los diseños de investigación transversal “recolectan datos en un solo momento, en un solo momento”. (p. 154).

En síntesis, esta investigación sigue un diseño no experimental transversal.

3.3. Población y muestra

La población será constituida por la Junta Vecinal Cercado 2 (Sector Cercado Moquegua) que abarca entre los límites siguientes: por el norte la calle Ayacucho, por el sur la calle Ilo, por el este la calle Arequipa y por el oeste la calle Alto Perú; así como se muestra en la figura 63.



Figura 63. Ubicación referencial de la Junta Vecinal Cercado 2 (Moquegua)

Para la muestra se utilizó el muestreo no probabilístico por conveniencia, por lo tanto, las viviendas seleccionadas fueron determinadas por criterios establecidos por el investigador, que corresponde a la siguiente tabla:

Tabla 8

Criterios establecidos para la selección de la muestra

Vivienda	Criterio	Cantidad
01	Vivienda conformada por más de 4 personas y que tiene un consumo mayor de 200 kW.h al mes	01
02	Vivienda conformada por más de 4 personas y que tiene un consumo menor de 200 kW.h al mes	01
03	Vivienda conformada por menos o igual a 4 personas y que tiene un consumo mayor de 200 kW.h al mes	01
04	Vivienda conformada por menos o igual a 4 personas y que tiene un consumo menor de 200 kW.h al mes	01

Según la tabla 8, se tiene una muestra total de 4 viviendas unifamiliares ubicadas en la Junta Vecinal Cercado 2.

Según Hernández, Fernández y Baptista (2014), el muestreo no probabilístico por conveniencia “están formadas por los casos disponibles a los cuales tenemos acceso”. (p. 390).

3.4. Descripción de instrumentos para recolección de datos

3.4.1. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.

Para este trabajo de investigación utilizaremos la siguiente técnica de recolección de datos:

- a) Análisis de contenido: A través de esta técnica, podremos analizar, evaluar e interpretar la información a través de fichas o documentos bibliográficos

En cuanto a los instrumentos, estos han sido elaborados por el investigador debido a que no se encontraron los instrumentos adecuados para medir las variables propuestas, por lo tanto, tenemos los siguientes:

- a) Ficha de anotación técnica para medir la variable “costo del consumo energético”: Con esto se pretende medir el costo del consumo energético de las viviendas unifamiliares, a través del recibo de luz. Este instrumento se encuentra en la sección de “INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS”
- b) Ficha de anotación técnica para medir la variable “potencia pico”: Con esto se pretende medir la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero, a través del recibo de luz y de la información relacionada a la irradiación solar. Este instrumento se encuentra en la sección de “INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS”

Según Hernández, Fernández y Baptista (2014), el método de análisis de contenido “es una técnica para estudiar cualquier tipo de comunicación de una manera objetiva y sistemática, que cuantifica los mensajes o contenidos en categorías y subcategorías, y los somete a análisis estadístico”. (p. 251).

3.4.2. Validez y confiabilidad de los instrumentos.

Con la finalidad de analizar la validez y la confiabilidad de las fichas técnicas para medir el “costo del consumo energético” y la “potencia pico” se recurrió al juicio de expertos, a fin de que estos pudieran juzgar la capacidad de medir las variables planteadas.

Los expertos a los cuales se recurrió son tres profesionales de la especialidad de Ingeniería Mecánica Eléctrica, tal como se detalla a continuación:

- Ing. Vigil Wuilber Mamani Cori
- Ing. Luis Enrique Oquendo Amézquita
- Ing. Walter Ayrton Zamora Tobala

Dichos documentos se encuentran en la sección de “INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS”.

De acuerdo Hernández, Fernández y Baptista (2014), la confiabilidad “es el grado que un instrumento produce resultados consistentes y coherentes”. (p. 200). Estos mismos autores señalan que la validez “es el grado que un instrumento mide realmente la variable que pretende medir”. (p. 200).

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1. Presentación de resultados

4.1.1. Diseño de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero.

4.1.1.1. *Localización.*

Para determinar las coordenadas geográficas de los usuarios, se identificó primero la dirección de cada una de las viviendas (ver *Apéndice A, B, C y D*), que por medio de la aplicación de google maps se extrajo los siguientes datos globales:

- Latitud local ($L = -17,1969^\circ$)
- Longitud local ($L' = -70,9375^\circ$)

4.1.1.2. *Determinación del ángulo de inclinación óptimo.*

En esta investigación se va optar por un sistema de estructura fija con la finalidad de optimizar costos, por ello es importante conocer el ángulo de inclinación óptimo, para determinarlo se hará el uso de las ecuaciones 1, 2, 3 y 13; para los 365 días del año y de acuerdo a la latitud local, por lo tanto, tenemos como resultado la curva de la figura 64.

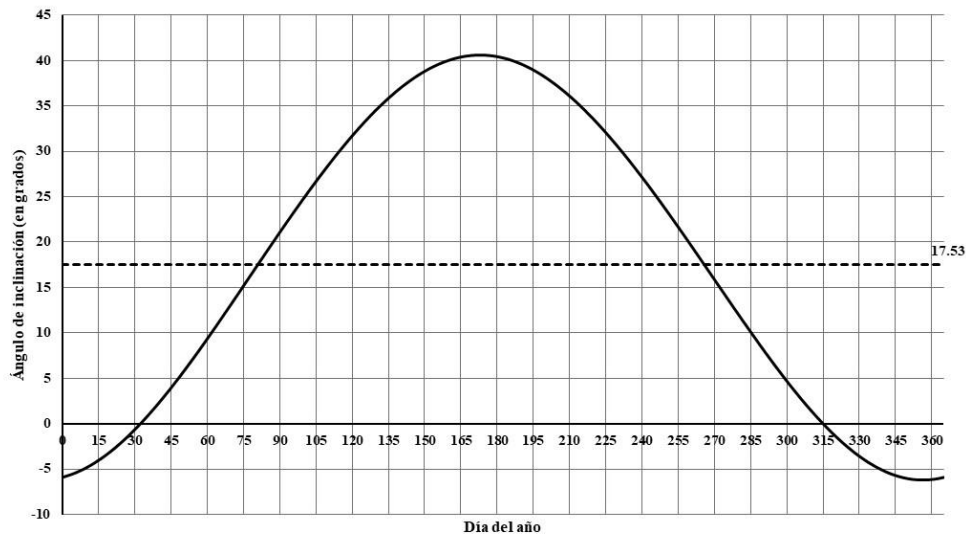


Figura 64. Ángulo de inclinación óptimo

Nota: La figura muestra la curva del ángulo de inclinación óptimo del panel fotovoltaico de acuerdo al día del año, donde se varía desde $-6,23^\circ$ (día 356) hasta $40,65^\circ$ (día 173), con un promedio de $17,53^\circ$.

De acuerdo con la figura 64, tenemos un valor promedio de $\beta_0 = 17,53^\circ$; sin embargo, las estructuras fijas de los paneles solares vienen por defecto con ángulos de 15° y 30° , por lo que se selecciona un ángulo de inclinación óptimo de 15° .

4.1.1.3. Determinación de la orientación del panel fotovoltaico.

Como el Perú se encuentra geográficamente en el hemisferio sur, los paneles deben estar orientados hacia el norte o es lo mismo decir con un azimut de 180° respecto al eje sur. Para poder orientar al norte de manera precisa, se utilizó la técnica mostrada en la tabla 4.

4.1.1.4. Evaluación del efecto por inclinación del panel.

La potencia pico de cada una de las viviendas (ver *Apéndice E*), son instalaciones para superficies horizontales, sin embargo, hemos establecido anteriormente que el modulo fotovoltaico va estar situado en un ángulo de inclinación óptimo, por lo

que, se debe multiplicar por un factor de corrección para superficies inclinadas (k), dicho factor se muestra en la tabla 9 para una latitud local de 17°.

Tabla 9

Factor de corrección k para superficies inclinadas

Latitud = 17°												
Inc.	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,04	1,03	1,02	1	0,99	0,98	0,99	1	1,02	1,03	1,05	1,05
10	1,07	1,05	1,02	1	0,97	0,96	0,97	1	1,03	1,06	1,08	1,08
15	1,1	1,07	1,03	0,98	0,95	0,93	0,95	0,98	1,03	1,08	1,12	1,12
20	1,12	1,08	1,02	0,96	0,92	0,9	0,92	0,96	1,03	1,1	1,14	1,14
25	1,13	1,08	1,01	0,94	0,88	0,86	0,88	0,94	1,02	1,1	1,16	1,16
30	1,13	1,07	0,99	0,91	0,84	0,81	0,84	0,91	1	1,1	1,17	1,17
35	1,13	1,06	0,97	0,87	0,79	0,76	0,79	0,87	0,98	1,09	1,17	1,17
40	1,12	1,05	0,94	0,83	0,74	0,7	0,73	0,82	0,95	1,08	1,16	1,17
45	1,11	1,02	0,9	0,78	0,68	0,64	0,67	0,77	0,91	1,05	1,15	1,16
50	1,08	0,99	0,86	0,72	0,61	0,57	0,61	0,72	0,87	1,02	1,13	1,14
55	1,06	0,95	0,81	0,66	0,55	0,5	0,54	0,65	0,82	0,98	1,1	1,12
60	1,02	0,91	0,76	0,6	0,48	0,43	0,47	0,59	0,76	0,94	1,06	1,08
65	0,98	0,86	0,7	0,53	0,4	0,35	0,39	0,52	0,7	0,89	1,02	1,04
70	0,93	0,81	0,64	0,46	0,33	0,27	0,32	0,45	0,64	0,83	0,97	1
75	0,88	0,75	0,58	0,39	0,25	0,19	0,24	0,37	0,57	0,77	0,92	0,95
80	0,82	0,69	0,51	0,32	0,17	0,11	0,16	0,3	0,5	0,71	0,86	0,89
85	0,76	0,62	0,44	0,24	0,1	0,09	0,09	0,22	0,42	0,64	0,79	0,83
90	0,69	0,55	0,36	0,16	0,09	0,08	0,08	0,14	0,34	0,56	0,72	0,76

Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDAE], 2009

Nota: Representa el coeficiente entre energía incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el Ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal.

La tabla 9 corresponde a instalaciones ubicadas en el hemisferio norte, por lo que, al estar nosotros ubicados en el hemisferio sur, se recomienda invertir los meses, es decir, los valores correspondientes del mes de enero en el hemisferio norte, son de julio para en el hemisferio sur. Considerando este detalle enlazamos los datos para una inclinación de 15° en el mes de junio (mes crítico debido a su baja irradiación solar en el año respecto al hemisferio sur, en el caso de la tabla 9

usaremos el dato correspondiente al mes de diciembre), en donde tenemos un factor de corrección para superficies inclinadas de 1,12; lo cual reemplazamos en la ecuación 23 para cada una de las viviendas.

$$P'_{\text{sistema } 1} = 1,14 * 1,12 = 1,28 \text{ kWp}$$

$$P'_{\text{sistema } 2} = 0,87 * 1,12 = 0,97 \text{ kWp}$$

$$P'_{\text{sistema } 3} = 1,33 * 1,12 = 1,49 \text{ kWp}$$

$$P'_{\text{sistema } 4} = 0,68 * 1,12 = 0,76 \text{ kWp}$$

4.1.1.5. Evaluación del inversor híbrido.

Para nuestro diseño se tomará un inversor híbrido (cargador o interconectado) que tenga incorporado como mínimo un regulador de carga MPPT, con una configuración de conexión tipo central, de onda senoidal modificada o pura, monofásico, con una salida de 220 V y 60 Hz.

Para determinar el inversor híbrido, tenemos que conocer dos parámetros: la capacidad del inversor y el voltaje del sistema.

Para la capacidad del inversor seguiremos lo mencionado por Perpiñán et al. (2012), que para un sistema fotovoltaico de estructura fija se debe tener una relación comprendida de 1 y 1,4 entre la potencia pico y la potencia del inversor. Por lo que se establece en la ecuación 44.

$$P_{\text{inv}} = 1,4 * P'_{\text{sistema}} \dots\dots\dots \text{ [Ecuación 44]}$$

Donde:

P_{inv} = potencia del inversor (en W)

P'_{sistema} = potencia pico final del sistema (en Wp)

Se reemplaza los valores correspondientes para las cuatro viviendas seleccionadas.

$$P_{inv 1} = 1,4 * P'_{sistema} = 1,4 * 1,28 = 1,792 \text{ kW}$$

$$P_{inv 2} = 1,4 * P'_{sistema} = 1,4 * 0,97 = 1,358 \text{ kW}$$

$$P_{inv 3} = 1,4 * P'_{sistema} = 1,4 * 1,49 = 2,086 \text{ kW}$$

$$P_{inv 4} = 1,4 * P'_{sistema} = 1,4 * 0,76 = 1,064 \text{ kW}$$

Por lo otro lado, el voltaje del sistema viene dado por la potencia instalada (potencia del inversor), por lo que debemos acudir lo indicado en la tabla 2, que corresponde los siguientes niveles de tensión:

- Vivienda 01, corresponde un nivel de tensión de 24V
- Vivienda 02, corresponde un nivel de tensión de 12V
- Vivienda 03, corresponde un nivel de tensión de 24V
- Vivienda 04, corresponde un nivel de tensión de 12V

Con estos valores de potencia y voltaje, se acude al mercado nacional en busca de los inversores híbridos adecuados para cada una de estas instalaciones.

Tabla 10

Los inversores híbridos más comerciales a nivel nacional

Modelo	Marca	Tipo	Capacidad	Voltaje	Precio
PV30-1KW VHM	Must Solar	Cargador	1 000 W	12 V	S/. 1 419,28
PV30-1.5KW VHM	Must Solar	Cargador	1 500 W	12 V	S/. 2 574,26
Axpert VM III- 1500-24	Voltronic	Interconectado	1 500 W	24 V	S/. 3 253,39
PV30-2KW VHM	Must Solar	Cargador	2 000 W	24 V	S/. 2 375,42
SPF 3000TL HVM-24	Growatt	Cargador	3 000 W	24 V	S/. 1 640,00

Para la selección del inversor híbrido más idóneo para cada una de las instalaciones, se debe conocer los parámetros de entrada de los paneles solares ya que, esto permitirá más adelante la selección de dicho equipo.

Tabla 11*Características de entrada en el lado de los paneles solares de los inversores híbridos*

Modelo	Número y tipo de regulador	Rango de voltaje del MPPT (Vdc)	I _{ent.máx.inv} (A)	P _{ent.máx.inv} (Wp)
PV30-1KW VHM	1 MPPT	16 – 100	80	1 250
PV30-1.5KW VHM	1 MPPT	16 – 100	40	1 250
Axpert VM III- 1500-24	1 MPPT	120 – 380	17	2 000
PV30-2KW VHM	1 MPPT	32 – 145	40	2 500
SPF 3000TL HVM-24	1 MPPT	30 – 80	50	1 500

Nota: El número de regulador indica también el número de circuitos independientes.

4.1.1.6. Evaluación del panel fotovoltaico.

Para seleccionar el panel fotovoltaico nos basaremos primeramente de la marca, ya que este es un factor importante en el momento de adquirir este equipo, para ello nos basaremos según el TIER-1, que es un clasificador realizado por Bloomberg New Energy Corporation (BNEF), sobre la credibilidad bancaria y/o estabilidad financiera de dichas empresas. La lista se muestra en la tabla 12.

Tabla 12*Lista de fabricantes de paneles solares TIER-1*

Cuarto trimestre del 2021					
Trina	Seraphim	LONGi	Jinergy	SunPower	Jinko
Exiom	DMEGC	HT-SAAE	Jollywood	URE	Lepton
Canadian	ZNShine	AE Solar	S-Energy	Phono Solar	VSUN
Astronergy	Recom	Risen	ET Solar	Waaree	Photowatt
QCells	JA Solar	Hansol Tech.	Renesola Y.	Suntech	Jetion
Adani	Sharp	First Solar	Vikram	Boviet	Swelect
Talesun	Eging				

Fuente: TECHNOSUN, 2021

Para el análisis de los módulos fotovoltaicos, nos basaremos aquellos que se comercializan a nivel nacional y que provengan de marcas que figuran en la tabla 12, además deben contar como mínimo 72 células en su composición.

Tabla 13

Los paneles fotovoltaicos más comerciales a nivel nacional

Modelo	Marca	Tipo	Potencia	Eficiencia	Precio (S/.)
TSM-DEG6M.20(II) ⁽²⁾	Trina Solar	Monocristalino	340 Wp	19,70%	781,63
JKM325PP(Plus) ⁽¹⁾	Jinko	Policristalino	325 Wp	16,75%	835,81
JKM400M-72H-V ⁽³⁾	Jinko	Mono PERC	400 Wp	19,88%	871,34
TP672P 325 ⁽¹⁾	TALESUN	Policristalino	325 Wp	16,70%	956,02
TSM-DE17M(II) ⁽³⁾	Trina Solar	Mono PERC	450 Wp	20,60%	979,75
JAM72S20-450/MR ⁽²⁾	JASOLAR	Mono PERC	450 Wp	20,20%	983,33
TSM-DE18M(II) ⁽⁴⁾	Trina Solar	Mono PERC	500 Wp	20,90%	1 076,16

Nota: 72 células ⁽¹⁾, 120 células ⁽²⁾, 144 células ⁽³⁾ y 150 células ⁽⁴⁾

Como segundo criterio de selección nos basaremos en el rendimiento del panel fotovoltaico, que deberán estar sujetas a las tecnologías de fabricación mostradas en la figura 65, es decir, una eficiencia mayor al 16%.

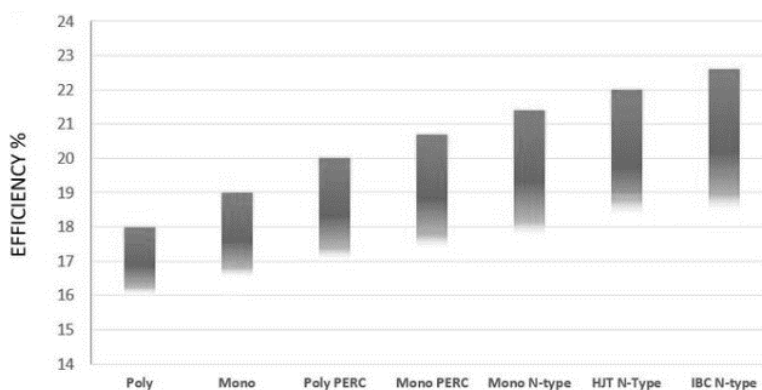


Figura 65. Eficiencias de los diferentes tipos de células solares fotovoltaicas

Fuente: CLEAN ENERGY REVIEWS, 2020

Nota: Poly = policristalino (Silicio tipo P), Mono = monocristalino (Silicio Tipo P), Poly PERC = policristalino PERC (Silicio tipo P), Mono PERC = monocristalino PERC (Silicio Tipo P), Mono N-type = monocristalino (Silicio Tipo N), HJT N-type = heterounión (capas de silicio Tipo N y amorfo) y IBC N-type = celda de contacto posterior interdigitado (Silicio Tipo N de complicada tecnología de composición).

Para la tercera condición nos basaremos en el rendimiento energético, en donde se definirá la capacidad de generación para una instalación en nuestro

entorno. Para ello los paneles deben someterse a los efectos externos como la variación de temperatura y la irradiación incidente, debido a que los valores encontrados en sus fichas técnicas son a condiciones normales (STC).

Para conocer dicho parámetro se debe determinar primero la temperatura ambiente, que según WEATHER SPARK (2021), que es una página utilizada por Senahmi, nos muestra en la tabla 14 los valores de temperatura máxima y mínimo de Moquegua en el año 2021.

Tabla 14

Temperatura máxima y mínima promedio

/	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Max	24	24	24	23	22	20	20	20	21	22	23	23
Min	15	15	15	13	12	11	10	11	11	12	13	14

Fuente: WEATHER SPARK, 2021

Nota: Unidades en °C.

De acuerdo a la tabla 14, tomaremos los valores de 24 y 10 °C, que son los valores máximos y mínimos del año respectivamente. Luego con la tabla 15, analizaremos las características eléctricas de los paneles solares que cumplen con la primera y segunda condición.

Tabla 15

Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos

Modelo	$P_{mpp}(STC)$	$V_{mmp}(STC)$	$I_{mmp}(STC)$	$V_{oc}(STC)$	$I_{sc}(STC)$
TSM-DEG6M.20(II)	340 Wp	34,20 V	9,94 A	41,10 V	10,60 A
JKM325PP(Plus)	325 Wp	37,60 V	8,66 A	46,70 V	9,10 A
JKM400M-72H-V	400 Wp	41,70 V	9,60 A	49,80 V	10,61 A
TP672P 325	325 Wp	37,40 V	8,70 A	45,70 V	9,22 A
TSM-DE17M(II)	450 Wp	41,00 V	10,98 A	49,60 V	11,53 A
JAM72S20-450/MR	450 Wp	41,52 V	10,84 A	49,70 V	11,36 A
TSM-DE18M(II)	500 Wp	42,80 V	11,69 A	51,70 V	12,28 A

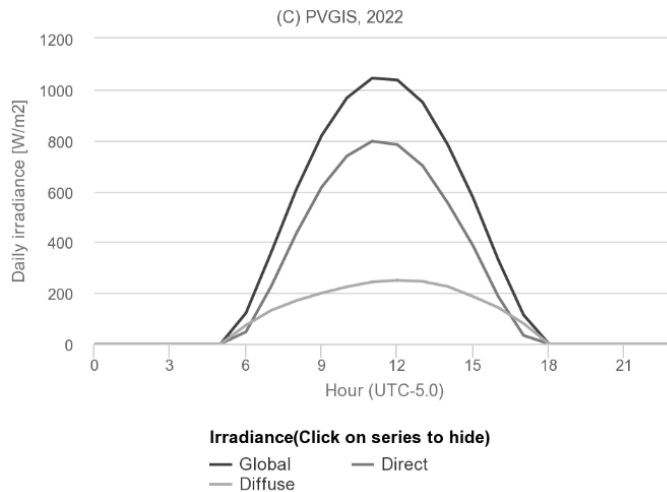
Nota: Valores en condiciones de 1 000 W/m², 25°C y AM1,5

Para analizar los efectos por variación de temperatura, tenemos que tener en cuenta los parámetros por temperatura que se muestra en la tabla 16.

Tabla 16*Parámetros por temperatura*

Modelo	T_{NOCT} (°C)	CT V_{oc} (%/°C)	CT I_{sc} (%/°C)	CT P_{mpp} (%/°C)
TSM-DEG6M.20(II)	41	-0,290	0,050	-0,370
JKM325PP(Plus)	45	-0,300	0,060	-0,400
JKM400M-72H-V	45	-0,280	0,048	-0,360
TP672P 325	45	-0,310	0,060	-0,400
TSM-DE17M(II)	43	-0,250	0,040	-0,340
JAM72S20-450/MR	45	-0,272	0,044	-0,350
TSM-DE18M(II)	41	-0,260	0,040	-0,360

Luego debemos determinar la irradiancia solar media correspondiente al mes con mayor irradiación solar, se utilizó el software PVGIS y el *Apéndice E*.

**Figura 66.** Irradiación media diaria

Fuente: European Commission, 2019

Nota: Curva de acuerdo al mes de noviembre de la base de datos del PVGIS-NSRDB, con una inclinación de 15° y un acimut de 180°, que incide a las 12 p.m. una irradiancia global de 1 037,06 W/m².

Con la ecuación 14, determinamos la temperatura de operación del panel fotovoltaico, de acuerdo con la irradiancia solar media correspondiente al mes con mayor radiación que es 1 037,06 W/m² y con la temperatura máxima y mínima. Los resultados lo encontramos en la tabla 17.

Tabla 17*Evaluación de la temperatura de operación del panel*

Modelo	T_{m-24°C}	T_{m-10°C}
TSM-DEG6M.20(II)	51,22	37,22
JKM325PP(Plus)	56,41	42,41
JKM400M-72H-V	56,41	42,41
TP672P 325	56,41	42,41
TSM-DE17M(II)	53,82	39,82
JAM72S20-450/MR	56,41	42,41
TSM-DE18M(II)	51,22	37,22

Nota: Unidades en grados centígrados (°C).

Seguidamente evaluaremos los coeficientes de temperatura de voltaje en circuito abierto, la corriente de cortocircuito y de la potencia máxima, así como su área efectiva. Los resultados se muestran en la tabla 18.

Tabla 18*Evaluación de los coeficientes de temperatura*

Modelo	A_m (m²)	$\frac{\partial V_{oc}}{\partial T}$ (STC)	$\frac{\partial I_{sc}}{\partial T}$ (STC)	$\frac{\partial P_{mmp}}{\partial T}$ (STC)
TSM-DEG6M.20(II)	1,7237	-0,1192 V/°C	0,0050 A/°C	-1,2580 Wp/°C
JKM325PP(Plus)	1,9404	-0,1401 V/°C	0,0052 A/°C	-1,3000 Wp/°C
JKM400M-72H-V	2,0120	-0,1394 V/°C	0,0046 A/°C	-1,4400 Wp/°C
TP672P 325	1,9443	-0,1417 V/°C	0,0052 A/°C	-1,3000 Wp/°C
TSM-DE17M(II)	2,1861	-0,1240 V/°C	0,0044 A/°C	-1,5300 Wp/°C
JAM72S20-450/MR	2,2302	-0,1352 V/°C	0,0048 A/°C	-1,5750 Wp/°C
TSM-DE18M(II)	2,3892	-0,1344 V/°C	0,0047 A/°C	-1,8000 Wp/°C

A continuación, se evaluará los parámetros eléctricos por efecto de variación de temperatura, para ello utilizaremos las ecuaciones 15, 16, 17 y 18.

Tabla 19*Evaluación del efecto de variación de temperatura a 24°C*

Modelo	V_{oc}	I_{sc}	P_{mpp}	η
	$(T_m-24^\circ C, G_{STC})$	$(T_m-24^\circ C, G_{STC})$	$(T_m-24^\circ C, G_{STC})$	$(T_m-24^\circ C, G_{STC})$
TSM-DEG6M.20(II)	37,97 V	10,73 A	307,02 Wp	17,81%
JKM325PP(Plus)	42,30 V	9,26 A	284,17 Wp	14,64%
JKM400M-72H-V	45,42 V	10,75 A	354,77 Wp	17,63%
TP672P 325	41,25 V	9,38 A	284,17 Wp	14,62%
TSM-DE17M(II)	46,03 V	11,66 A	405,91 Wp	18,57%
JAM72S20-450/MR	45,45 V	11,51 A	400,53 Wp	17,96%
TSM-DE18M(II)	48,18 V	12,40 A	452,80 Wp	18,95%

Tabla 20*Evaluación del efecto de variación de temperatura a 10°C*

Modelo	V_{oc}	I_{sc}	P_{mpp}	η
	$(T_m-10^\circ C, G_{STC})$	$(T_m-10^\circ C, G_{STC})$	$(T_m-10^\circ C, G_{STC})$	$(T_m-10^\circ C, G_{STC})$
TSM-DEG6M.20(II)	39,64 V	10,66 A	324,63 Wp	18,83%
JKM325PP(Plus)	44,26 V	9,19 A	302,37 Wp	15,58%
JKM400M-72H-V	47,37 V	10,69 A	374,93 Wp	18,63%
TP672P 325	43,23 V	9,31 A	302,37 Wp	15,55%
TSM-DE17M(II)	47,76 V	11,60 A	427,33 Wp	19,55%
JAM72S20-450/MR	47,35 V	11,44 A	422,58 Wp	18,95%
TSM-DE18M(II)	50,06 V	12,34 A	478,00 Wp	20,01%

De igual forma, se evaluará los parámetros eléctricos por efecto de irradiancia solar incidente, para ello utilizaremos las ecuaciones 12, 19, 20, 21 y 22.

Tabla 21*Evaluación del efecto de irradiancia solar incidente*

Modelo	FF	V_{oc} (25°C, G_M)	I_{sc} (25°C, G_M)	P_{mpp} (25°C, G_M)	η (25°C, G_M)
TSM-DEG6M.20(II)	0,7803	41,10 V	10,99 A	352,45 Wp	19,70%
JKM325PP(Plus)	0,7662	46,70 V	9,44 A	337,78 Wp	16,75%
JKM400M-72H-V	0,7576	49,80 V	11,00 A	415,01 Wp	19,88%
TP672P 325	0,7722	45,70 V	9,56 A	337,37 Wp	16,70%
TSM-DE17M(II)	0,7872	49,60 V	11,96 A	466,98 Wp	20,60%
JAM72S20-450/MR	0,7972	49,70 V	11,78 A	466,73 Wp	20,18%
TSM-DE18M(II)	0,7881	51,70 V	12,74 A	519,09 Wp	20,90%

Nota: Todos los modelos excepto el JAM72S20-450/MR, sus valores de eficiencia por efecto de irradiancia solar incidente sobrepasan los valores determinadas por el fabricante, para estos casos se toman los valores de eficiencia del fabricante.

Finalmente se determina el rendimiento energético global del módulo fotovoltaico, para ello utilizaremos las ecuaciones 26, 27 y 28.

Tabla 22*Evaluación del rendimiento energético del módulo fotovoltaico a una temperatura de 24°C*

Modelo	η ($T_m-24^\circ\text{C}$, G_M)	P_{DC} ($T_m-24^\circ\text{C}$, G_M)	Y_{DC} ($T_m-24^\circ\text{C}$, G_M)
TSM-DEG6M.20(II)	17,81%	318,37 Wp	93,64%
JKM325PP(Plus)	14,64%	294,60 Wp	90,65%
JKM400M-72H-V	17,63%	367,86 Wp	91,97%
TP672P 325	14,62%	294,79 Wp	90,70%
TSM-DE17M(II)	18,57%	421,00 Wp	93,56%
JAM72S20-450/MR	17,94%	414,93 Wp	92,21%
TSM-DE18M(II)	18,95%	469,53 Wp	93,91%

Nota: En este caso la potencia de salida del panel fotovoltaico (P_{DC}), es mayor a la potencia máxima en condiciones de la temperatura de operación y la irradiación solar $P_{mpp}(T_m, G_{STC})$, esto es debido a que la irradiación solar de Moquegua es superior a lo establecido en la ficha técnica.

Tabla 23*Evaluación del rendimiento energético del módulo fotovoltaico a una temperatura de 10°C*

Modelo	η ($T_{m-10^{\circ}C}, G_M$)	P_{DC} ($T_{m-10^{\circ}C}, G_M$)	Y_{DC} ($T_{m-10^{\circ}C}, G_M$)
TSM-DEG6M.20(II)	18,83%	336,60 Wp	99,00%
JKM325PP(Plus)	15,58%	313,52 Wp	96,47%
JKM400M-72H-V	18,63%	388,73 Wp	97,18%
TP672P 325	15,55%	313,54 Wp	96,47%
TSM-DE17M(II)	19,55%	443,22 Wp	98,49%
JAM72S20-450/MR	18,93%	437,82 Wp	97,29%
TSM-DE18M(II)	20,01%	495,80 Wp	99,16%

Nota: En este caso la potencia de salida del panel fotovoltaico (P_{DC}), es mayor a la potencia máxima en condiciones de la temperatura de operación y la irradiación solar $P_{mpp}(T_m, G_{STC})$, esto es debido a que la irradiación solar de Moquegua es superior a lo establecido en la ficha técnica.

De acuerdo con la tabla 22, observamos que el rendimiento energético de todos los modelos supera el 90% para una temperatura máxima de 24°C, mientras que en la tabla 23, todos los modelos superan el 95% e incluso algunos llegan a superar el 99% para una temperatura mínima de 10°C.

Seguidamente se evalúa el número máximo de módulos fotovoltaicos conectados en serie y paralelo para cada uno de los inversores seleccionados, para ello utilizaremos las ecuaciones 29 y 30.

Tabla 24*Evaluación de conexión de los módulos fotovoltaicos para un inversor híbrido modelo PV30-1KW VHM*

Modelo	N_{sMAX}	N_{pMAX}
TSM-DEG6M.20(II)	2,43 \approx 2	7,28 \approx 7
JKM325PP(Plus)	2,14 \approx 2	8,47 \approx 8
JKM400M-72H-V	2,01 \approx 2	7,27 \approx 7
TP672P 325	2,19 \approx 2	8,37 \approx 8
TSM-DE17M(II)	2,02 \approx 2	6,69 \approx 6
JAM72S20-450/MR	2,01 \approx 2	6,79 \approx 6
TSM-DE18M(II)	1,93 \approx 1	6,28 \approx 6

Tabla 25

Evaluación de conexión de los módulos fotovoltaicos para un inversor híbrido modelo PV30-1,5KW VHM

Modelo	N_{sMAX}	N_{pMAX}
TSM-DEG6M.20(II)	2,43 \approx 2	3,64 \approx 3
JKM325PP(Plus)	2,14 \approx 2	4,24 \approx 4
JKM400M-72H-V	2,01 \approx 2	3,64 \approx 3
TP672P 325	2,19 \approx 2	4,18 \approx 4
TSM-DE17M(II)	2,02 \approx 2	3,34 \approx 3
JAM72S20-450/MR	2,01 \approx 2	3,40 \approx 3
TSM-DE18M(II)	1,93 \approx 1	3,14 \approx 3

Tabla 26

Evaluación de conexión de los módulos fotovoltaicos para un inversor híbrido modelo Axpert VM III-1500-24

Modelo	N_{sMAX}	N_{pMAX}
TSM-DEG6M.20(II)	9,25 \approx 9	1,55 \approx 1
JKM325PP(Plus)	8,14 \approx 8	1,80 \approx 1
JKM400M-72H-V	7,63 \approx 7	1,55 \approx 1
TP672P 325	8,32 \approx 8	1,78 \approx 1
TSM-DE17M(II)	7,66 \approx 7	1,42 \approx 1
JAM72S20-450/MR	7,65 \approx 7	1,44 \approx 1
TSM-DE18M(II)	7,35 \approx 7	1,33 \approx 1

Tabla 27

Evaluación de conexión de los módulos fotovoltaicos para un inversor híbrido modelo PV30-2KW VHM

Modelo	N_{sMAX}	N_{pMAX}
TSM-DEG6M.20(II)	3,53 \approx 3	3,64 \approx 3
JKM325PP(Plus)	3,10 \approx 3	4,24 \approx 4
JKM400M-72H-V	2,91 \approx 2	3,64 \approx 3
TP672P 325	3,17 \approx 3	4,18 \approx 4
TSM-DE17M(II)	2,92 \approx 2	3,34 \approx 3
JAM72S20-450/MR	2,92 \approx 2	3,40 \approx 3
TSM-DE18M(II)	2,80 \approx 2	3,14 \approx 3

Tabla 28

Evaluación de conexión de los módulos fotovoltaicos para un inversor híbrido modelo SPF 3000TL HVM-24

Modelo	N_{sMAX}	N_{pMAX}
TSM-DEG6M.20(II)	1,95 \approx 1	4,55 \approx 4
JKM325PP(Plus)	1,71 \approx 1	5,30 \approx 5
JKM400M-72H-V	1,61 \approx 1	4,55 \approx 4
TP672P 325	1,75 \approx 1	5,23 \approx 5
TSM-DE17M(II)	1,61 \approx 1	4,18 \approx 4
JAM72S20-450/MR	1,61 \approx 1	4,24 \approx 4
TSM-DE18M(II)	1,55 \approx 1	3,92 \approx 3

A continuación, se evalúa el número total de módulos fotovoltaicos necesarios para cada instalación para ello, haremos uso de la ecuación 31. También se tomará en cuenta la potencia total, como indicador para la selección del inversor.

Tabla 29

Evaluación del número y capacidad total de los módulos fotovoltaicos, para la “Vivienda 01”

Modelo	N_T	P_T (en condiciones STC)	Inversores que cumplen con la “P_T”
TSM-DEG6M.20(II)	4,67 \approx 5	1 700 Wp	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM
JKM325PP(Plus)	5,05 \approx 5	1 625 Wp	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM
JKM400M-72H-V	4,05 \approx 4	1 600 Wp	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM
TP672P 325	5,05 \approx 5	1 625 Wp	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM
TSM-DE17M(II)	3,54 \approx 4	1 800 Wp	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM
JAM72S20-450/MR	3,59 \approx 4	1 800 Wp	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM
TSM-DE18M(II)	3,17 \approx 3	1 500 Wp	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM SPF 3000TL HVM-24

Nota: El número total de módulos fotovoltaicos es a base de la potencia de salida para un temperatura máxima de 24°C.

Tabla 30*Evaluación del número y capacidad total de los módulos fotovoltaicos, para la “Vivienda 02”*

Modelo	N_T	P_T (en condiciones STC)	Inversores que cumplen con la “P_T”
TSM-DEG6M.20(II)	3,54 ≈ 4	1 360 W _p	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM SPF 3000TL HVM-24
JKM325PP(Plus)	3,83 ≈ 4	1 300 W _p	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM SPF 3000TL HVM-24
JKM400M-72H-V	3,07 ≈ 3	1 200 W _p	PV30-1KW VHM PV30-1.5KW VHM Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM SPF 3000TL HVM-24
TP672P 325	3,83 ≈ 4	1 300 W _p	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM SPF 3000TL HVM-24
TSM-DE17M(II)	2,68 ≈ 3	1 350 W _p	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM SPF 3000TL HVM-24
JAM72S20-450/MR	2,72 ≈ 3	1 350 W _p	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM SPF 3000TL HVM-24
TSM-DE18M(II)	2,40 ≈ 3	1 500 W _p	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM SPF 3000TL HVM-24

Nota: El número total de módulos fotovoltaicos es a base de la potencia de salida para un temperatura máxima de 24°C.

Tabla 31*Evaluación del número y capacidad total de los módulos fotovoltaicos, para la “Vivienda 03”*

Modelo	N_T	P_T (en condiciones STC)	Inversores que cumplen con la “P_T”
TSM-DEG6M.20(II)	5,44 ≈ 6	2 040 W _p	PV30-2KW VHM
JKM325PP(Plus)	5,88 ≈ 6	1 950 W _p	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM
JKM400M-72H-V	4,71 ≈ 5	2 000 W _p	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM
TP672P 325	5,88 ≈ 6	1 950 W _p	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM
TSM-DE17M(II)	4,12 ≈ 4	1 800 W _p	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM
JAM72S20-450/MR	4,18 ≈ 4	1 800 W _p	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM
TSM-DE18M(II)	3,69 ≈ 4	2 000 W _p	Axpert VM III-1500-24 PV30-2KW VHM

Nota: El número total de módulos fotovoltaicos es a base de la potencia de salida para un temperatura máxima de 24°C.

Tabla 32*Evaluación del número y capacidad total de los módulos fotovoltaicos, para la “Vivienda 04”*

Modelo	N_T	P_T (en condiciones STC)	Inversores que cumplen con la “P_T”
TSM-DEG6M.20(II)	2,78 ≈ 3	1 020 W _p	Todos los inversores
JKM325PP(Plus)	3,00 ≈ 3	975 W _p	Todos los inversores
JKM400M-72H-V	2,40 ≈ 3	1 200 W _p	Todos los inversores
TP672P 325	3,00 ≈ 3	975 W _p	Todos los inversores
TSM-DE17M(II)	2,10 ≈ 2	900 W _p	Todos los inversores
JAM72S20-450/MR	2,13 ≈ 2	900 W _p	Todos los inversores
TSM-DE18M(II)	1,88 ≈ 2	1 000 W _p	Todos los inversores

Nota: El número total de módulos fotovoltaicos es a base de la potencia de salida para un temperatura máxima de 24°C.

4.1.1.7. Selección del inversor híbrido.

4.1.1.7.1. Selección del inversor híbrido de la “Vivienda 01”.

De acuerdo con la tabla 29, solo disponemos de tres inversores:

- En el modelo Axpert VM III-1500-24, que según la tabla 26 se puede conectar como máximo entre siete a nueve módulos en serie, mientras que en paralelo solo acepta un ramal, esto no sería problema, debido a que el número máximo de conexiones en serie es superior al número total requerido. También tiene la capacidad de trabajar con todos los paneles solares anteriormente evaluados, la potencia de este inversor es inferior a lo calculado, pero es superior al del sistema lo cual, no sería un problema a considerar y corresponde de un costo alto.
- En el modelo PV30-2KW VHM, que según la tabla 27 se puede conectar tanto en serie como en paralelo por lo que, es posible realizar variedades de configuraciones posibles que se adecuen al número total requerido. Por otro lado, tiene la capacidad de trabajar con todos los paneles solares anteriormente evaluados, la potencia de este inversor es superior a lo calculado, lo cual estaría ligeramente sobredimensionado, sin embargo, en un futuro próximo se podría considerar un aumento de cargas y corresponde de un costo medio.
- En el modelo SPF 3000TL HVM-24, que según la tabla 28 las conexiones máximas en paralelo están entre tres a cinco módulos, mientras que en serie solo acepta uno, esto sí sería un problema debido a que las conexiones en paralelo entre tres a más módulos son más vulnerables al efecto sombra, lo cual afecta su rendimiento, por ello descarta este inversor.

Con todo esto podemos decir, que el inversor híbrido más idóneo para la “Vivienda 01” corresponde al modelo PV30-2KW VHM de la marca Must Solar, debido a su bajo costo en comparación del otro, su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice F* y su manual de instalación en el *Apéndice G*.

4.1.1.7.2. Selección del inversor híbrido de la “Vivienda 02”.

De acuerdo con la tabla 29, disponemos de los cinco inversores:

- En el modelo PV30-1KW VHM, que según la tabla 10 la potencia de este inversor es inferior a lo calculado y la del sistema, por esta razón se descarta.
- En el modelo PV30-1.5KW VHM, que según la tabla 30, este inversor solo puede trabajar con un modelo de panel fotovoltaico en específico, el cual requiere de una instalación de tres módulos, sin embargo, en la tabla 25 señala que para el uso de este panel solar se acepta como máximo la conexión de dos en serie y tres en paralelo. La conexión de tres módulos en paralelo no es recomendable por el efecto sombra, y para una conexión en serie requeriría un módulo más para equilibrar el voltaje, el aumento de este implicaría un aumento en la potencia total que superaría la capacidad de este inversor, por este motivo se descarta.
- En el modelo Axpert VM III-1500-24, que según la tabla 26 acepta conexiones en serie entre siete a nueve módulos como máximo, mientras que en paralelo solo acepta un ramal, esto no sería problema debido a que el número máximo de conexiones en serie es superior al número total requerido. También tiene la capacidad de trabajar con todos los paneles solares anteriormente evaluados, la potencia de este inversor es superior y cercano a lo calculado y corresponde de un costo alto.

- En el modelo PV30-2KW VHM, que según la tabla 10, la potencia de este inversor es muy superior a lo calculado, lo cual se descarta por sobredimensionamiento.
- En el modelo SPF 3000TL HVM-24, que según la tabla 10, la potencia de este inversor es muy superior a lo calculado, lo cual se descarta por sobredimensionamiento.

Con todo esto podemos decir, que para la “Vivienda 02” se selecciona por descarte el inversor híbrido modelo Axpert VM III-1500-24 de la marca Voltronic, su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice H* y su manual de instalación en el *Apéndice I*.

4.1.1.7.3. Selección del inversor híbrido de la “Vivienda 03”.

De acuerdo con la tabla 29, solo disponemos de dos inversores:

- En el modelo Axpert VM III-1500-24, que según la tabla 10 la potencia de este inversor es inferior a lo calculado pero muy cercano a la del sistema, que llevaría una utilización muy ajustado, que impediría el aumento de carga en el futuro, por esta razón se descarta.
- En el modelo PV30-2KW VHM, que según la tabla 27 se puede conectar tanto en serie como en paralelo por lo que, es posible realizar variedades de configuraciones posibles que se adecuen al número total requerido. Por otro lado, tiene la capacidad de trabajar con todos los paneles solares anteriormente evaluados, la potencia de este inversor es cercano a lo calculado y corresponde de un costo medio.

Con todo esto podemos decir, que para la “Vivienda 03” se selecciona por descarte el inversor híbrido modelo PV30-2KW VHM de la marca Must Solar, su

ficha técnica se encuentra en el *Apéndice F* y su manual de instalación en el *Apéndice G*.

4.1.1.7.4. Selección del inversor híbrido de la “Vivienda 04”.

De acuerdo con la tabla 29, puede trabajar con todos los inversores:

- En el modelo PV30-1KW VHM, que según la tabla 24 se puede conectar en la mayoría de los casos tanto en serie como en paralelo. Por otro lado, tiene la capacidad de trabajar con todos los paneles solares anteriormente evaluados, la potencia de este inversor es cercano a lo calculado y corresponde de un costo bajo.
- Los modelos PV30-1.5KW VHM, Axpert VM III-1500-24, PV30-2KW VHM y SPF 3000TL HVM-24 son descartados por sobredimensionamiento, debido que la potencia de este inversor es muy superior a lo calculado (ver tabla 10).

Con todo esto podemos decir, que para la “Vivienda 04” se selecciona por descarte el inversor híbrido modelo PV30-1KW VHM de la marca Must Solar, su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice F* y su manual de instalación en el *Apéndice G*.

4.1.1.8. Selección del módulo fotovoltaico.

4.1.1.8.1. Selección del módulo fotovoltaico de la “Vivienda 01”.

De acuerdo con el inversor seleccionado (PV30-2KW VHM), determinaremos el panel solar más adecuado, por medio de los siguientes análisis:

- En el modelo TSM-DEG6M.20(II), que según la tabla 27 se acepta una conexión máxima de tres módulos en serie y tres en paralelo, por otro lado, la tabla 29 indica una instalación de cinco módulos como mínimo que a la

vez es superior para conexiones individuales en serie o en paralelo, lo que conllevaría una conexión mixta, sin embargo, dicha conexión requiere el aumento de un módulo más debido al equilibrio de voltaje, este aumento se reflejaría en el costo y en la potencia total, que siendo este último un valor que podría manejar o no el inversor, por estas razones se descarta este modelo.

- Los modelos JKM325PP(Plus), TP672P 325 y TSM-DE18M(II), muestran las mismas complicaciones que el modelo anteriormente mencionado, por ello se descartan estos modelos.
- Los modelos JKM400M-72H-V, TSM-DE17M(II) y JAM72S20-450/MR, que según la tabla 27 se puede conectar tanto en serie como en paralelo, por otro lado, la tabla 29 indica una instalación de cuatro módulos como mínimo que a la vez es superior para conexiones individuales en serie o en paralelo, lo que conllevaría una conexión mixta. Para determinar cuál de estos tres modelos es el más adecuado se debe realizar una evaluación económica y una evaluación de los parámetros de entrada, para ello se utilizó las ecuaciones 45 y 46.

$$V_{ent.} = N_s * V_{oc}(25^{\circ}C, G_M) \dots\dots\dots [Ecuación 45]$$

Donde:

$V_{ent.}$ = voltaje de entrada del inversor (en V)

N_s = numero de paneles solares conectadas en serie (en unidades)

$V_{oc}(25^{\circ}C, G_M)$ = voltaje en circuito abierto en condiciones de la temperatura normal y la irradiación solar diaria media (en V)

$$I_{ent.} = N_p * I_{sc}(25^{\circ}C, G_M) \dots\dots\dots [Ecuación 46]$$

Donde:

I_{ent} = corriente de entrada del inversor (en V)

N_p = numero de paneles solares conectadas en paralelo (en unidades)

$I_{sc}(25^{\circ}C, G_M)$ = corriente de cortocircuito en condiciones de la temperatura normal y la irradiancia solar diaria media (en A)

$I_{sc}(T_m, G_{STC})$ = corriente de corto circuito en condiciones de la temperatura de operación y la irradiancia solar en condiciones STC (en A)

Tabla 33

Evaluación económica de los módulos fotovoltaicos, para la “Vivienda 01”

Modelo	N_s y N_p	V_{ent} (V)	I_{ent} (A)	P_{ent} (Wp)	Precio total
JKM400M-72H-V	2 y 2	99,60	22,00	2 191,20	S/. 3 485,36
TSM-DE17M(II)	2 y 2	99,20	23,92	2 372,86	S/. 3 919,00
JAM72S20-450/MR	2 y 2	99,40	23,56	2 341,86	S/. 3 933,32

Nota: La potencia máxima de entrada del inversor híbrido seleccionado de la “Vivienda 01” es de 2 500 Wp. El precio total corresponde al precio en conjunto de los módulos fotovoltaicos.

Según la tabla 33, es conveniente seleccionar el modelo JKM400M-72H-V de 400 Wp, debido a su bajo costo en conjunto a comparación de otros modelos. Su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice J*, y corresponde a una conexión mixta de dos grupos en paralelo de dos módulos en serie de cada grupo.

4.1.1.8.2. Selección del módulo fotovoltaico de la “Vivienda 02”.

De acuerdo con el inversor seleccionado (Axpert VM III-1500-24), determinaremos el panel solar más adecuado, por medio del siguiente análisis:

- En la tabla 30 indica una instalación entre tres a cuatro módulos como mínimo, perteneciendo en el rango para una conexión en serie como se muestra en la tabla 26, que al mismo tiempo corresponde para todos los modelos, por lo tanto, se hace una evaluación económica y una evaluación de los parámetros de entrada, utilizando las ecuaciones 45 y 46.

Tabla 34*Evaluación económica de los módulos fotovoltaicos, para la “Vivienda 02”*

Modelo	N_s y N_p	V_{ent} (V)	I_{ent} (A)	P_{ent} (Wp)	Precio total
TSM-DEG6M.20(II)	4 y 1	164,40	10,99	1 806,76	S/. 3 126,52
JKM325PP(Plus)	4 y 1	186,80	9,44	1 763,39	S/. 3 343,24
JKM400M-72H-V	3 y 1	149,40	11,00	1 643,40	S/. 2 614,02
TP672P 325	4 y 1	182,80	9,56	1 747,57	S/. 3 824,08
TSM-DE17M(II)	3 y 1	148,80	11,96	1 779,65	S/. 2 939,25
JAM72S20-450/MR	3 y 1	149,10	11,78	1 756,40	S/. 2 949,99
TSM-DE18M(II)	3 y 1	155,10	12,74	1 975,97	S/. 3 228,48

Nota: La potencia máxima de entrada del inversor híbrido seleccionado de la “Vivienda 02” es de 2 000 Wp. El precio total corresponde al precio en conjunto de los módulos fotovoltaicos.

Según la tabla 34, es conveniente seleccionar el modelo JKM400M-72H-V de 400 Wp debido al costo, sin embargo, en la tabla 30 muestra una cantidad muy exacta, que para una simulación afectaría debido a que la irradiancia solar no es constante en un día determinado, por lo que se opta por el modelo TSM-DE17M(II) que tiene un margen mayor que el anterior y su costo es considerable. Su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice K*, y corresponde a una conexión de tres módulos en serie.

4.1.1.8.3. Selección del módulo fotovoltaico de la “Vivienda 03”.

De acuerdo con el inversor seleccionado (PV30-2KW VHM), determinaremos el panel solar más adecuado, por medio de los siguientes análisis:

- En el modelo JKM400M-72H-V, que según la tabla 27 se acepta una conexión máxima de dos módulos en serie y tres en paralelo, por otro lado, la tabla 31 indica una instalación de cinco módulos como mínimo que a la vez es superior para conexiones individuales en serie o en paralelo, lo que conllevaría una conexión mixta, sin embargo, dicha conexión requiere el aumento de un módulo más debido al equilibrio de voltaje, este aumento se

reflejaría en el costo y en la potencia total, que siendo este último un valor que podría manejar o no el inversor, por esta razón se descarta este modelo.

- Los demás modelos, que según la tabla 27 se puede conectar tanto en serie como en paralelo, por otro lado, la tabla 31 indica una instalación de cuatro a seis módulos como mínimo que a la vez es superior para conexiones individuales en serie o en paralelo, lo que conllevaría una conexión mixta. Para determinar cuál de estos modelos es el más adecuado se debe realizar una evaluación económica y una evaluación de los parámetros de entrada, para ello se utilizó las ecuaciones 45 y 46.

Tabla 35

Evaluación económica de los módulos fotovoltaicos, para la “Vivienda 03”

Modelo	N_s y N_p	V_{ent} (V)	I_{ent} (A)	P_{ent} (Wp)	Precio total
TSM-DEG6M.20(II)	3 y 2	123,30	21,98	2 710,13	S/. 4 689,78
JKM325PP(Plus)	3 y 2	140,10	18,88	2 645,09	S/. 5 014,86
TP672P 325	3 y 2	137,10	19,12	2 621,35	S/. 5 736,12
TSM-DE17M(II)	2 y 2	99,20	23,92	2 372,86	S/. 3 919,00
JAM72S20-450/MR	2 y 2	99,40	23,56	2 341,86	S/. 3 933,32
TSM-DE18M(II)	2 y 2	103,40	25,48	2 634,63	S/. 4 304,64

Nota: La potencia máxima de entrada del inversor híbrido seleccionado de la “Vivienda 03” es de 2 500 Wp. El precio total corresponde al precio en conjunto de los módulos fotovoltaicos.

Según la tabla 35, es conveniente seleccionar el modelo TSM-DE17M(II) de 450 Wp, debido a su bajo costo en conjunto a comparación de otros modelos y de la potencia de entrada. Su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice K*, y corresponde a una conexión mixta de dos grupos en paralelo de dos módulos en serie de cada grupo.

4.1.1.8.4. Selección del módulo fotovoltaico de la “Vivienda 04”.

De acuerdo con el inversor seleccionado (PV30-1KW VHM), determinaremos el panel solar más adecuado, por medio de los siguientes análisis:

- Los modelos TSM-DEG6M.20(II), JKM325PP(Plus), JKM400M-72H-V y TP672P 325 que según la tabla 24 se acepta una conexión máxima de dos módulos en serie, por otro lado, la tabla 32 indica una instalación de tres módulos como mínimo que a la vez es superior para conexiones individuales en serie, lo que conllevaría una conexión mixta, sin embargo, dicha conexión requiere el aumento de un módulo más debido al equilibrio de voltaje, este aumento se reflejaría en el costo y en la potencia total, que siendo este último un valor que podría manejar o no el inversor. Mientras que las conexiones en paralelo de tres a más módulos no son recomendables debido al efecto sombra, por estas razones se descartan estos modelos.
- Los modelos TSM-DE17M(II) y JAM72S20-450/MR que según la tabla 32 indica una instalación de dos módulos como mínimo, perteneciendo en el rango para una conexión en serie como se muestra en la tabla 24.
- El modelo TSM-DE18M(II) que según la tabla 32 indica una instalación de dos módulos como mínimo, perteneciendo en el rango para una conexión en paralelo como se muestra en la tabla 24.

Para determinar cuál de estos tres modelos es el más adecuado se debe realizar una evaluación económica y una evaluación de los parámetros de entrada, para ello se utilizó las ecuaciones 45 y 46.

Tabla 36

Evaluación económica de los módulos fotovoltaicos, para la “Vivienda 04”

Modelo	N_s y N_p	V_{ent} (V)	I_{ent} (A)	P_{ent} (Wp)	Precio total
TSM-DE17M(II)	2 y 1	99,20	11,96	1 186,43	S/. 1 959,50
JAM72S20-450/MR	2 y 1	99,40	11,78	1 170,93	S/. 1 966,66
TSM-DE18M(II)	1 y 2	51,70	25,48	1 317,32	S/. 2 152,32

Nota: La potencia máxima de entrada del inversor híbrido seleccionado de la “Vivienda 04” es de 1 250 Wp. El precio total corresponde al precio en conjunto de los módulos fotovoltaicos.

Según la tabla 36, es conveniente seleccionar el modelo TSM-DE17M(II) de 450 Wp, debido a su bajo costo en conjunto a comparación de otros modelos y de la potencia de entrada. Su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice K*, y corresponde a una conexión de dos módulos en serie.

4.1.1.9. Selección de la estructura de los paneles solares.

Se selecciona una estructura fija de 15° de inclinación para una instalación de superficie plana y que incluya la tornillería para el anclaje de los paneles solares. Dicha estructura debe aceptar las dimensiones de los módulos seleccionado como también la cantidad. A continuación, se muestra la tabla 37, la distribución y selección de la estructura.

Tabla 37

Selección de la estructura de los paneles solares

Usuario	Estructura fija inclinada 15°	Validación dimensional de los paneles solares	Cantidad necesaria	Precio total
Vivienda 01	Marca Falcat	2 274 x 1 134 mm como máximo y de cualquier tipo de espesor	04	S/. 979,20
Vivienda 02	Marca Falcat	2 274 x 1 134 mm como máximo y de cualquier tipo de espesor	03	S/. 595,64
Vivienda 03	Marca Falcat	2 274 x 1 134 mm como máximo y de cualquier tipo de espesor	04	S/. 979,20
Vivienda 04	Marca Falcat	2 274 x 1 134 mm como máximo y de cualquier tipo de espesor	02	S/. 495,23

Su ficha técnica de la estructura fija de la marca VALCAT se encuentra en el *Apéndice L*.

4.1.1.10. Distanciamiento de los paneles solares.

En el caso de que se tenga un área limitada que no permite la instalación de los paneles solares en fila, pero si en columna, se debe utilizar la ecuación 24 y 25 para una distancia mínima de separación entre filas con la finalidad de evitar el efecto sombra.

Tabla 38

Distancia mínima de separación entre filas

Usuario	Modulo fotovoltaico seleccionado	h (m)	D _m (m)
Vivienda 01	Modelo JKM400M-72H-V	0,52	2,48
Vivienda 02	Modelo JKM400M-72H-V	0,52	2,48
Vivienda 03	Modelo TSM-DE17M(II)	0,55	2,62
Vivienda 04	Modelo TSM-DE17M(II)	0,55	2,62

4.1.1.11. Evaluación de las baterías.

Para la evaluación de las baterías se debe determinar primero, la capacidad total del banco de baterías, donde el nivel de tensión viene dado por el inversor seleccionado. Los días de autonomía están sujetas al principio de funcionamiento del sistema a instalar, en nuestro caso corresponde del autoconsumo instantáneo con acumulación, que implica la utilización de la energía directa proveniente de los paneles solares en el turno de la mañana, la combinación de este y con las baterías en el turno de la tarde y solo las baterías en el turno de la noche. En caso de que se requiera más energía, se opta la utilización de la red. Con todo esto podemos decir, que se utiliza la mitad del día en el uso de las baterías, por lo tanto, los días de autonomía equivalen 0,50. La energía eléctrica total media diaria, es el consumo energético diario mensual dada en el *Apéndice E*. Finalmente se reemplaza todos estos datos en la ecuación 32 para las cuatro viviendas:

$$C_{T1} = \frac{0,5 * 7,33}{24} = 0,1527 \text{ kAh} = 152,70 \text{ Ah}$$

$$C_{T2} = \frac{0.5 * 5,63}{24} = 0,1173 \text{ kAh} = 117,30 \text{ Ah}$$

$$C_{T3} = \frac{0.5 * 8,55}{24} = 0,1781 \text{ kAh} = 178,10 \text{ Ah}$$

$$C_{T4} = \frac{0.5 * 4,39}{12} = 0,1829 \text{ kAh} = 182,90 \text{ Ah}$$

A continuación, se muestra en la tabla 39, las baterías más comerciales a nivel nacional y que a la vez son compatibles con los inversores híbridos seleccionados.

Tabla 39

Baterías más comerciales a nivel nacional

Modelo	Marca	Tipo	Capacidad	Voltaje	Precio
SPO250	U-Power	Plomo acido	250 Ah	12 V	S/. 1 021,74
AGM DC 12-250	Tensite	AGM	250 Ah	12 V	S/. 1 432,66
6FM230-X	Vision	AGM	230 Ah	12 V	S/. 1 497,69
UC 230-12	Ultracell	AGM	230 Ah	12 V	S/. 1 597,54
UPGC16-6RE	U-Power	Estacionaria	600 Ah	6 V	S/. 1 647,16
KBL12200	Kaise	AGM	200 Ah	12 V	S/. 1 692,25
GEL DC 6-500	Tensite	GEL	500 Ah	6 V	S/. 1 814,03
UZS600-6	Ultracell	Estacionaria	600 Ah	6 V	S/. 1 916,30
UCG 320-12	Ultracell	GEL	316 Ah	12 V	S/. 1 996,93
UZV600-6	Ultracell	Est. GEL	600 Ah	6 V	S/. 2 211,07

Seguidamente en la tabla 40 – 43, analizamos la profundidad de descarga mínima necesaria para cada una de las baterías seleccionadas por vivienda, que debe dar como resultado una capacidad mayor a la capacidad total.

Tabla 40*Análisis de la profundidad de descarga, para la “Vivienda 01”*

Modelo	P_{Dmax} (%)	C_{T1} (Ah)	C_{T1} (Ah)	Condición C_{T1} > C_T
SPO250	65	162,50	152,70	Si cumple
AGM DC 12-250	65	162,50	152,70	Si cumple
6FM230-X	70	161,00	152,70	Si cumple
UC 230-12	70	161,00	152,70	Si cumple
UPGC16-6RE	30	180,00	152,70	Si cumple
KBL12200	80	160,00	152,70	Si cumple
GEL DC 6-500	35	175,00	152,70	Si cumple
UZS600-6	30	180,00	152,70	Si cumple
UCG 320-12	50	158,00	152,70	Si cumple
UZV600-6	30	180,00	152,70	Si cumple

Nota: La profundidad de descarga mínima de la batería siempre debe ser múltiplo de cinco debido a la configuración que viene dado por el fabricante.

Tabla 41*Análisis de la profundidad de descarga, para la “Vivienda 02”*

Modelo	P_{Dmax} (%)	C_{T1} (Ah)	C_{T1} (Ah)	Condición C_{T1} > C_T
SPO250	50	125,00	117,30	Si cumple
AGM DC 12-250	50	125,00	117,30	Si cumple
6FM230-X	55	126,50	117,30	Si cumple
UC 230-12	55	126,50	117,30	Si cumple
UPGC16-6RE	20	120,00	117,30	Si cumple
KBL12200	60	120,00	117,30	Si cumple
GEL DC 6-500	25	125,00	117,30	Si cumple
UZS600-6	20	120,00	117,30	Si cumple
UCG 320-12	40	126,40	117,30	Si cumple
UZV600-6	20	120,00	117,30	Si cumple

Nota: La profundidad de descarga mínima de la batería siempre debe ser múltiplo de cinco debido a la configuración que viene dado por el fabricante.

Tabla 42*Análisis de la profundidad de descarga, para la “Vivienda 03”*

Modelo	P_{Dmax} (%)	C_{T1} (Ah)	C_{T1} (Ah)	Condición C_{T1} > C_T
SPO250	75	187,50	178,10	Si cumple
AGM DC 12-250	75	187,50	178,10	Si cumple
6FM230-X	80	184,00	178,10	Si cumple
UC 230-12	80	184,00	178,10	Si cumple
UPGC16-6RE	30	180,00	178,10	Si cumple
KBL12200	90	180,00	178,10	Si cumple
GEL DC 6-500	40	200,00	178,10	Si cumple
UZS600-6	30	180,00	178,10	Si cumple
UCG 320-12	60	189,60	178,10	Si cumple
UZV600-6	30	180,00	178,10	Si cumple

Nota: La profundidad de descarga mínima de la batería siempre debe ser múltiplo de cinco debido a la configuración que viene dado por el fabricante.

Tabla 43*Análisis de la profundidad de descarga, para la “Vivienda 04”*

Modelo	P_{Dmax} (%)	C_{T1} (Ah)	C_{T1} (Ah)	Condición C_{T1} > C_T
SPO250	75	187,50	182,90	Si cumple
AGM DC 12-250	75	187,50	182,90	Si cumple
6FM230-X	80	184,00	182,90	Si cumple
UC 230-12	80	184,00	182,90	Si cumple
UPGC16-6RE	35	210,00	182,90	Si cumple
KBL12200	95	190,00	182,90	Si cumple
GEL DC 6-500	40	200,00	182,90	Si cumple
UZS600-6	35	210,00	182,90	Si cumple
UCG 320-12	60	189,60	182,90	Si cumple
UZV600-6	35	210,00	182,90	Si cumple

Nota: La profundidad de descarga mínima de la batería siempre debe ser múltiplo de cinco debido a la configuración que viene dado por el fabricante.

En la tabla 44 – 47, se muestra los años de vida de cada una de las baterías de acuerdo a su profundidad de descarga, para ello utilizamos la ecuación 33.

Tabla 44*Análisis de los años de vida, para la “Vivienda 01”*

Modelo	N_{CICLOS} (ciclos)	N_{CICLOS/AÑO}	#Años_{vida} (años)
SPO250	450	365	1,23
AGM DC 12-250	650	365	1,78
6FM230-X	400	365	1,10
UC 230-12	500	365	1,37
UPGC16-6RE	2 750	365	7,53
KBL12200	350	365	0,96
GEL DC 6-500	4 800	365	13,15
UZS600-6	6 000	365	16,44
UCG 320-12	1 200	365	3,29
UZV600-6	5 200	365	14,25

Tabla 45*Análisis de los años de vida, para la “Vivienda 02”*

Modelo	N_{CICLOS} (ciclos)	N_{CICLOS/AÑO}	#Años_{vida} (años)
SPO250	600	365	1,64
AGM DC 12-250	800	365	2,19
6FM230-X	420	365	1,15
UC 230-12	600	365	1,64
UPGC16-6RE	4 000	365	10,96
KBL12200	400	365	1,10
GEL DC 6-500	6 000	365	16,44
UZS600-6	7 500	365	20,55
UCG 320-12	1 600	365	4,38
UZV600-6	7 000	365	19,18

Tabla 46*Análisis de los años de vida, para la “Vivienda 03”*

Modelo	N_{CICLOS} (ciclos)	N_{CICLOS/AÑO}	#Años_{vida} (años)
SPO250	400	365	1,10
AGM DC 12-250	550	365	1,51
6FM230-X	300	365	0,82
UC 230-12	400	365	1,10
UPGC16-6RE	2 750	365	7,53
KBL12200	300	365	0,82
GEL DC 6-500	4 000	365	10,96
UZS600-6	6 000	365	16,44
UCG 320-12	900	365	2,47
UZV600-6	5 200	365	14,25

Tabla 47*Análisis de los años de vida, para la “Vivienda 04”*

Modelo	N_{CICLOS} (ciclos)	N_{CICLOS/AÑO}	#Años_{vida} (años)
SPO250	400	365	1,10
AGM DC 12-250	550	365	1,51
6FM230-X	300	365	0,82
UC 230-12	400	365	1,10
UPGC16-6RE	2 250	365	6,16
KBL12200	220	365	0,60
GEL DC 6-500	4 000	365	10,96
UZS600-6	5 500	365	15,07
UCG 320-12	900	365	2,47
UZV600-6	5 000	365	13,70

4.1.1.12. Selección del banco de baterías.**4.1.1.12.1. Selección del banco de baterías de la “Vivienda 01”.**

Para determinar el banco de baterías más apropiada para la instalación, se hace una evaluación económica para una jornada útil de 15 años, para ello nos acogeremos al tipo de conexión necesario para 24V, mediante las ecuaciones 34, 35 y 36.

Tabla 48*Evaluación de la configuración y el precio total de la “Vivienda 01”*

Modelo	Nº serie	Nº paralelo	Nº total	Cantidad para 15 años	Precio total
SPO250	2	1	2	12,20 ≈ 12	S/. 24 521,76
AGM DC 12-250	2	1	2	8,43 ≈ 8	S/. 22 922,56
6FM230-X	2	1	2	13,64 ≈ 14	S/. 41 935,32
UC 230-12	2	1	2	10,95 ≈ 11	S/. 35 145,88
UPGC16-6RE	4	1	4	1,99 ≈ 2	S/. 13 177,28
KBL12200	2	1	2	15,63 ≈ 16	S/. 54 152,00
GEL DC 6-500	4	1	4	1,14 ≈ 1	S/. 7 256,12
UZS600-6	4	1	4	0,91 ≈ 1	S/. 7 665,20
UCG 320-12	2	1	2	4,56 ≈ 5	S/. 19 969,30
UZV600-6	4	1	4	1,05 ≈ 1	S/. 8 844,28

Nota: El precio total hace referencia al precio único de la batería por el número total de baterías necesarias para la conexión y por la cantidad requerida para una jornada de 15 años.

De acuerdo con la tabla 48 es conveniente seleccionar la batería de GEL modelo GEL DC 6-500 de la marca Tensite para una conexión de cuatro en serie, su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice M*.

4.1.1.12.2. Selección del banco de baterías de la “Vivienda 02”.

Para determinar el banco de baterías más apropiada para la instalación, se hace una evaluación económica para una jornada útil de 15 años, para ello nos acogeremos al tipo de conexión necesario para 24V, mediante las ecuaciones 34, 35 y 36.

Tabla 49*Evaluación de la configuración y el precio total de la “Vivienda 02”*

Modelo	Nº serie	Nº paralelo	Nº total	Cantidad para 15 años	Precio total
SPO250	2	1	2	9,15 ≈ 9	S/. 18 391,32
AGM DC 12-250	2	1	2	6,85 ≈ 7	S/. 20 057,24
6FM230-X	2	1	2	13,04 ≈ 13	S/. 38 939,94
UC 230-12	2	1	2	9,15 ≈ 9	S/. 28 755,72
UPGC16-6RE	4	1	4	1,37 ≈ 1	S/. 6 588,64
KBL12200	2	1	2	13,64 ≈ 14	S/. 47 383,00
GEL DC 6-500	4	1	4	0,91 ≈ 1	S/. 7 256,12
UZS600-6	4	1	4	0,73 ≈ 1	S/. 7 665,20
UCG 320-12	2	1	2	3,42 ≈ 4	S/. 15 975,44
UZV600-6	4	1	4	0,78 ≈ 1	S/. 8 844,28

Nota: El precio total hace referencia al precio único de la batería por el número total de baterías necesarias para la conexión y por la cantidad requerida para una jornada de 15 años.

De acuerdo con la tabla 49 es conveniente seleccionar la batería estacionaria de plomo ácido modelo UPGC16-6RE de la marca U-Power para una conexión de cuatro en serie, su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice N*.

4.1.1.12.3. Selección del banco de baterías de la “Vivienda 03”.

Para determinar el banco de baterías más apropiada para la instalación, se hace una evaluación económica para una jornada útil de 15 años, para ello nos acogeremos al tipo de conexión necesario para 24V, mediante las ecuaciones 34, 35 y 36.

Tabla 50*Evaluación de la configuración y el precio total de la “Vivienda 03”*

Modelo	Nº serie	Nº paralelo	Nº total	Cantidad para 15 años	Precio total
SPO250	2	1	2	13,64 ≈ 14	S/. 28 608,72
AGM DC 12-250	2	1	2	9,93 ≈ 10	S/. 28 653,20
6FM230-X	2	1	2	18,29 ≈ 18	S/. 53 916,84
UC 230-12	2	1	2	13,64 ≈ 14	S/. 44 731,12
UPGC16-6RE	4	1	4	1,99 ≈ 2	S/. 13 177,28
KBL12200	2	1	2	18,29 ≈ 18	S/. 60 921,00
GEL DC 6-500	4	1	4	1,37 ≈ 1	S/. 7 256,12
UZS600-6	4	1	4	0,91 ≈ 1	S/. 7 665,20
UCG 320-12	2	1	2	6,07 ≈ 6	S/. 23 963,16
UZV600-6	4	1	4	1,05 ≈ 1	S/. 8 844,28

Nota: El precio total hace referencia al precio único de la batería por el número total de baterías necesarias para la conexión y por la cantidad requerida para una jornada de 15 años.

De acuerdo con la tabla 50 es conveniente seleccionar la batería de GEL modelo GEL DC 6-500 de la marca Tensite para una conexión de cuatro en serie, su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice M*.

4.1.1.12.4. Selección del banco de baterías de la “Vivienda 04”.

Para determinar el banco de baterías más apropiada para la instalación, se hace una evaluación económica para una jornada útil de 15 años, para ello nos acogeremos al tipo de conexión necesario para 12V, mediante las ecuaciones 34, 35 y 36.

Tabla 51*Evaluación de la configuración y el precio total de la “Vivienda 04”*

Modelo	Nº serie	Nº paralelo	Nº total	Cantidad para 15 años	Precio total
SPO250	1	1	1	13,64 ≈ 14	S/. 14 304,36
AGM DC 12-250	1	1	1	9,93 ≈ 10	S/. 14 326,60
6FM230-X	1	1	1	18,29 ≈ 18	S/. 26 958,42
UC 230-12	1	1	1	13,64 ≈ 14	S/. 22 365,56
UPGC16-6RE	2	1	2	2,44 ≈ 2	S/. 6 588,64
KBL12200	1	1	1	25,00 ≈ 25	S/. 42 306,25
GEL DC 6-500	2	1	2	1,37 ≈ 1	S/. 3 628,06
UZS600-6	2	1	2	0,99 ≈ 1	S/. 3 832,60
UCG 320-12	1	1	1	6,07 ≈ 6	S/. 11 981,58
UZV600-6	2	1	2	1,09 ≈ 1	S/. 4 422,14

Nota: El precio total hace referencia al precio único de la batería por el número total de baterías necesarias para la conexión y por la cantidad requerida para una jornada de 15 años.

De acuerdo con la tabla 51 es conveniente seleccionar la batería de GEL modelo GEL DC 6-500 de la marca Tensite para una conexión de dos en serie, su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice M*.

4.1.1.13. Selección del conductor.

Para la selección de los conductores tomaremos en cuenta lo indicado en el CNE, y del decreto supremo N°013-2016-PRODUCE, por ello se selecciona los conductores del tipo ZZ-F, debido a su accesibilidad a comparación de los demás.

4.1.1.13.1. Tramo de paneles fotovoltaicos – inversor.

En este tramo el conductor trabaja en corriente continua al aire libre, con una distancia de 8 metros (valor asumido); para determinar la sección del conductor se utiliza las ecuaciones 37 y 38 para cada vivienda.

Tabla 52*Sección del conductor en el tramo de paneles fotovoltaicos - inversor*

Usuario	V _{ent} (V)	I _{ent} (A)	I _d (A)	S _{cc} (mm ²)
Vivienda 01	99,60	22,00	27,50	5,45
Vivienda 02	148,80	11,96	14,95	1,98
Vivienda 03	99,20	23,92	29,90	5,95
Vivienda 04	99,20	11,96	14,95	2,98

Nota: Se utiliza una conductividad del cobre de 54 m/Ω*mm² (ver tabla 6)

De acuerdo con la tabla 52, se selecciona los siguientes conductores:

- Para la “Vivienda 01”, se selecciona dos conductores ZZ-F de 1x6 (rojo y negro), su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice O*.
- Para la “Vivienda 02”, se selecciona dos conductores ZZ-F de 1x4 (rojo y negro), su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice O*.
- Para la “Vivienda 03”, se selecciona dos conductores ZZ-F de 1x6 (rojo y negro), su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice O*.
- Para la “Vivienda 04”, se selecciona dos conductores ZZ-F de 1x4 (rojo y negro), su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice O*.

4.1.1.13.2. Tramo del banco de baterías – inversor.

En este tramo el conductor trabaja en corriente continua al aire libre, con una distancia de 2 metros como máximo, ya que es recomendable que el inversor y el banco de baterías estén lo más cercano posible, para evitar las pérdidas por caída de tensión debido a las altas corrientes generadas por los acumuladores; para determinar la sección del conductor se utiliza las ecuaciones 37 y 38 para cada vivienda.

Tabla 53*Sección del conductor en el tramo del banco de baterías - inversor*

Usuario	P _{inv} (W)	V _{sist.} (V)	I _d (A)	S _{cc} (mm ²)
Vivienda 01	2 000	24	83,33	17,15
Vivienda 02	1 500	24	62,50	12,86
Vivienda 03	2 000	24	83,33	17,15
Vivienda 04	1 000	12	83,33	34,29

Nota: Se utiliza una conductividad del cobre de 54 m/Ω*mm² (ver tabla 6)

De acuerdo con la tabla 53, se selecciona los siguientes conductores:

- Para la “Vivienda 01”, se selecciona dos conductores ZZ-F de 1x25 (rojo y negro), su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice O*.
- Para la “Vivienda 02”, se selecciona dos conductores ZZ-F de 1x16 (rojo y negro), su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice O*.
- Para la “Vivienda 03”, se selecciona dos conductores ZZ-F de 1x25 (rojo y negro), su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice O*.
- Para la “Vivienda 04”, se selecciona dos conductores ZZ-F de 1x35 (rojo y negro), su ficha técnica se encuentra en el *Apéndice O*.

4.1.1.13.3. Tramo del inversor – cargas.

En este tramo el conductor trabaja en corriente alterna hacia el tablero general. Según el manual de instalación de los inversores seleccionados (ver *Apéndice G* y *D*), tienen una entrada y salida de corriente alterna, lo que significa, que la cometa de la red es conectada directamente del inversor, después del medidor y a su salida se conecta directamente a la llave general y por consiguiente hacia las cargas.

El conductor seleccionado para este tramo va corresponder, al calibre que se encuentre en el tablero general de la vivienda de estudio.

4.1.1.14. Selección de equipos de protección.

4.1.1.14.1. Protección de los paneles solares – inversor.

En esta sección se va utilizar dos tipos de protección: el interruptor termomagnético y los fusibles; con el fin de proteger a los equipos y a las personas. En la tabla 54, se muestra los equipos seleccionados con su respectiva ficha técnica con capacidades mayores o iguales a la corriente de diseño calculado anteriormente para cada vivienda correspondiente a este tramo.

Tabla 54

Selección de los equipos de protección de los paneles solares - inversor

Usuario	Cant.	Interruptor termomagnético (Ficha técnica)	Cant.	Fusible (Ficha técnica)
Vivienda 01	1	Termomagnético 32A 600Vdc 2P ZJ Beny (Apéndice P)	2	Fusible cilíndrico FEEO 32A DC + Portafusible (Apéndice Q)
Vivienda 02	1	Termomagnético 16A 600Vdc 2P ZJ Beny (Apéndice P)	2	Fusible cilíndrico FEEO 15A DC + Portafusible (Apéndice Q)
Vivienda 03	1	Termomagnético 32A 600Vdc 2P ZJ Beny (Apéndice P)	2	Fusible cilíndrico FEEO 32A DC + Portafusible (Apéndice Q)
Vivienda 04	1	Termomagnético 16A 600Vdc 2P ZJ Beny (Apéndice P)	2	Fusible cilíndrico FEEO 15A DC + Portafusible (Apéndice Q)

4.1.1.14.2. Protección del banco de baterías – inversor.

En esta sección se va utilizar dos tipos de protección: el interruptor termomagnético y es desconectador; este último obedece al MINEM (2006), que indica la instalación de un equipo que se ha capaz de conectar y desconectar el inversor del banco de baterías. En la tabla 55, se muestra los equipos seleccionados con su respectiva ficha técnica con capacidades mayores o iguales a la corriente de diseño calculado anteriormente para cada vivienda correspondiente a este tramo.

Tabla 55*Selección de los equipos de protección del banco de baterías - inversor*

Usuario	Cant.	Interruptor termomagnético (Ficha técnica)	Cant.	Desconectador (Ficha técnica)
Vivienda 01	1	Termomagnético DC FEEO 2P 100A 550VDC MCB (Apéndice R)	1	Desconectador de baterías 275A (Apéndice S)
Vivienda 02	1	Termomagnético 63A 600Vdc 2P ZJ Beny (Apéndice P)	1	Desconectador de baterías 275A (Apéndice S)
Vivienda 03	1	Termomagnético DC FEEO 2P 100A 550VDC MCB (Apéndice R)	1	Desconectador de baterías 275A (Apéndice S)
Vivienda 04	1	Termomagnético DC FEEO 2P 100A 550VDC MCB (Apéndice R)	1	Desconectador de baterías 275A (Apéndice S)

4.1.1.14.3. Protección del inversor – cargas.

En esta sección se utilizan los sistemas de protección encontrados en el tablero general por parte de la vivienda de estudio, que debería tener como mínimo un interruptor termomagnético general y un interruptor diferencial.

4.1.1.14.4. Tablero de protección.

Todos los interruptores termomagnéticos, fusibles y desconectores deben estar colocados en su tablero de protección. En la tabla 56, se muestra los tableros seleccionados para cada vivienda y tramo.

Tabla 56*Selección del tablero de protección*

Usuario	Tramo (Paneles solares – inversor)	Tramo (Banco de baterías – inversor)	Tramo (Inversor – cargas)
Vivienda 01	Tablero adosable 4P	Tablero adosable 4P	-
Vivienda 02	Tablero adosable 4P	Tablero adosable 4P	-
Vivienda 03	Tablero adosable 4P	Tablero adosable 4P	-
Vivienda 04	Tablero adosable 4P	Tablero adosable 4P	-

4.1.1.15. Generación de energía fotovoltaico.

Para determinar el valor y el porcentaje de la generación de energía eléctrica por parte del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero, se realizó una simulación en el software PVSyst para cada vivienda.

- Como primer paso, se ingresa los datos globales correspondiente a las coordenadas de los usuarios, así como se muestra en la figura 67.

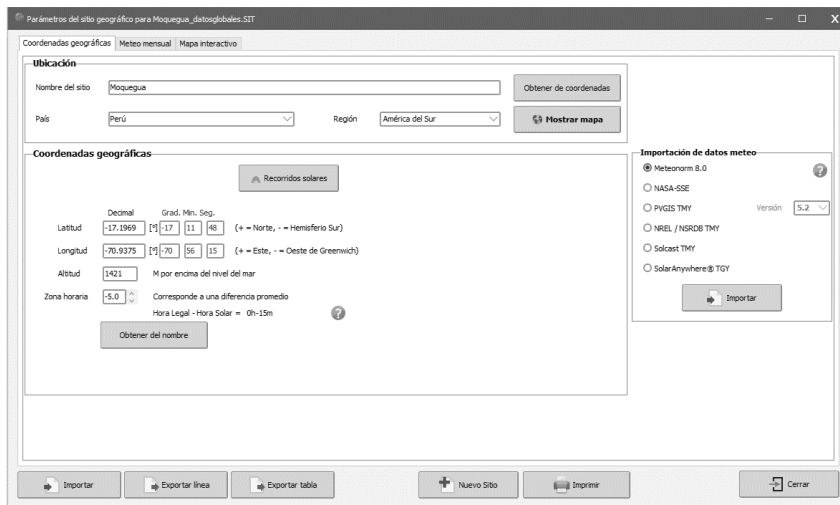


Figura 67. Coordenadas geográficas PVSyst

En esta misma sección se ingresó los datos meteorológicos y climatológicos según el Apéndice E y de la tabla 14; los demás datos fueron seleccionados por defecto de acuerdo al Software (ver figura 68).

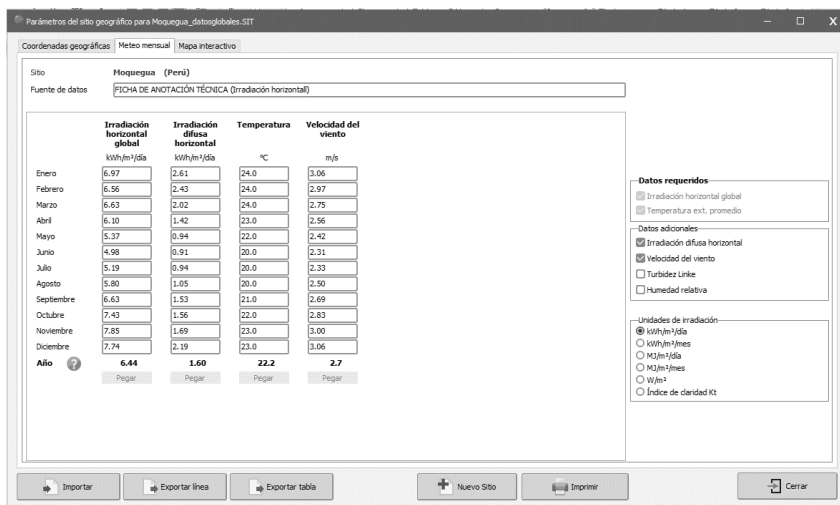


Figura 68. Datos meteorológicos y climatológicos PVSyst

Segundo paso, se ingresó la inclinación y la orientación de los módulos fotovoltaicos para un rendimiento de irradiación anual y de un plano inclinado fijo (ver figura 69).

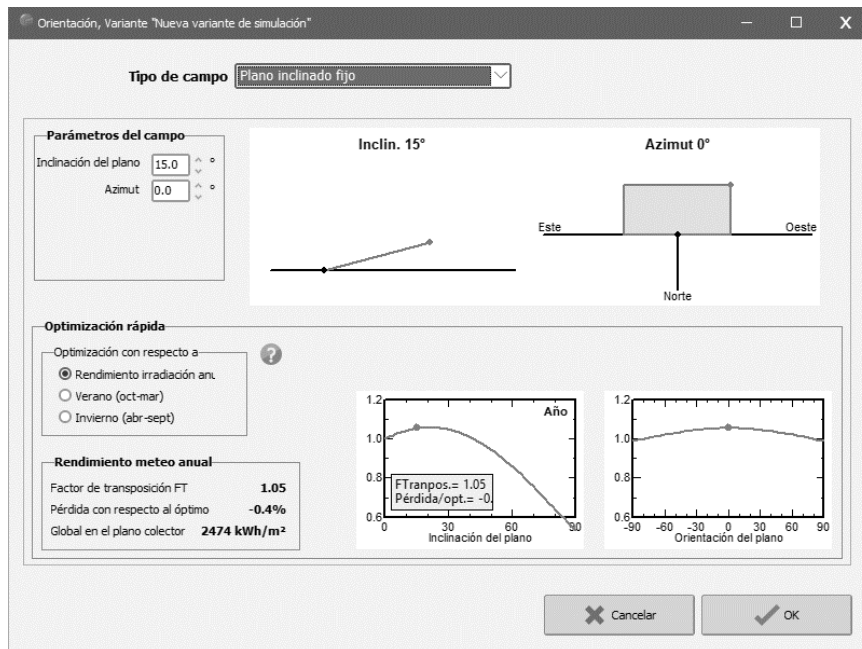


Figura 69. Inclinación y orientación PVSyst

Tercer paso, se ingresa los siguientes datos para las cuatro viviendas: la potencia del sistema, el tipo de módulo fotovoltaico a utilizar (ver figura 70 y 71), el tipo de inversor híbrido a utilizar (ver figura 72, 73 y 74) y la conexión de los paneles solares en condiciones STC y de temperatura de operación. Todos estos datos se muestran en forma general en la figura 75, 76, 77 y 78.

Definición de un módulo FV

Datos básicos | Tamaños y tecnología | Parámetros del modelo | Datos adicionales | Comercial | Gráficos

Modelo: JKM400M-72H-V Fabricante: Jinkosolar
Nombre de archivo: Jinko_JKM_400M_72H_V.PAN Fuente datos: Datasheets 2020
Base de datos PVsyst original Prod. desde 2020

Potencia nom. 400.0 Wp Tol. +/- 0.0 3.0 %
(en STC)
Tecnología: Si-mono

Especificaciones del fabricante o otras medidas

Condiciones de referencia	GRef	1000	W/m ²	TRef	25	°C
Corriente de cortocircuito	Isc	10.360	A	Circuito abierto Voc	49.80	V
Punto de Potencia máx.	Imp	9.600	A	Vmpp	41.70	V
Coeficiente de temperatura	muSc	5.0	mA/°C	Núm células en serie	72	x 2
	o muSc	0.048	%/°C			

Herramienta de resultado del modelo interno

Condiciones de operación	GOper	1000	W/m ²	TOper	25	°C
Punto de Potencia máx.	Pmpp	401.4	W	Coef. temper.	-0.35	%/°C
Corriente	Imp	9.80	A	Voltaje Vmpp	41.0	V
Corriente de cortocircuito	Isc	10.36	A	Circuito abierto Voc	49.8	V
Eficiencia	/ Área células	22.48	%	/ Área módulo	19.95	%

Resumen del modelo

Parámetros principales

Derivación R	350 Ω
Rderiv(G=0)	1400 Ω
Modelo serie R	0.31 Ω
Serie R máx.	0.32 Ω
Serie R aparente	0.49 Ω

Parámetros del modelo

Gamma	0.998
IoRef	0.02 nA
muVoc	-149 mV/°C
muPMax fijo	-0.36 /°C

Mostrar optimización | Copiar a la tabla | Imprimir | Cancelar | OK

Figura 70. Modulo fotovoltaico modelo JKM400M-72H-V PVsyst

Definición de un módulo FV

Datos básicos | Tamaños y tecnología | Parámetros del modelo | Datos adicionales | Comercial | Gráficos

Modelo: TSM-DE17M(II) Fabricante: Trina Solar
Nombre de archivo: TSM-DE17M(II).PAN Fuente datos: Manufacturer
Definición de parámetros personalizados

Potencia nom. 450.0 Wp Tol. +/- 0.0 3.0 %
(en STC)
Tecnología: Si-mono

Especificaciones del fabricante o otras medidas

Condiciones de referencia	GRef	1000	W/m ²	TRef	25	°C
Corriente de cortocircuito	Isc	11.530	A	Circuito abierto Voc	49.60	V
Punto de Potencia máx.	Imp	10.980	A	Vmpp	41.00	V
Coeficiente de temperatura	muSc	4.6	mA/°C	Núm células en serie	72	x 2
	o muSc	0.040	%/°C			

Herramienta de resultado del modelo interno

Condiciones de operación	GOper	1000	W/m ²	TOper	25	°C
Punto de Potencia máx.	Pmpp	450.3	W	Coef. temper.	-0.30	%/°C
Corriente	Imp	10.95	A	Voltaje Vmpp	41.1	V
Corriente de cortocircuito	Isc	11.53	A	Circuito abierto Voc	49.6	V
Eficiencia	/ Área células	25.84	%	/ Área módulo	20.60	%

Resumen del modelo

Parámetros principales

Derivación R	500 Ω
Rderiv(G=0)	1400 Ω
Modelo serie R	0.25 Ω
Serie R máx.	0.26 Ω
Serie R aparente	0.41 Ω

Parámetros del modelo

Gamma	0.996
IoRef	0.02 nA
muVoc	-122 mV/°C

Mostrar optimización | Copiar a la tabla | Imprimir | Cancelar | OK

Figura 71. Modulo fotovoltaico modelo TSM-DE17M(II) PVsyst

Definición del inversor de red

Parámetros principales Curva de eficiencia Parámetros adicionales Parámetros de salida Tamaños y tecnología Datos comerciales

Modelo: PV30-2KW VHM Fabricante: MUST Solar
Nombre de archivo: PV30-2KW VHM.OND Fuente de datos: Manufacturer

Definición de parámetros personalizados

Lado de entrada (Campo FV CC)

Voltaje MPP mínimo: 32 V
Voltaje mín. para PNom: N/A V
Corriente de entrada máxima: N/A A
Voltaje MPP nominal: 90 V
Voltaje MPP máximo: 145 V
Voltaje FV máx. absoluto: 145 V

Umbral de potencia: 10 W Defecto Requerido

Especificación contractual, sin significado físico verdadero: Requerido

Potencia FV nominal: N/A kW
Potencia FV máxima: 2500.0 kW
Corriente FV máxima: 80.00 A

Lado de salida (Red CA)

Monofásico Frecuencia: 50 Hz 60 Hz
Trifásico Bifásico

Voltaje de red: 220 V
Potencia de CA nominal: 2.00 kVA
Potencia CA máxima: 2.00 kVA
Corriente CA nominal: 9.10 A
Corriente CA máxima: 9.10 A

Eficiencia

Eficiencia máxima: 95.00%
 Eficiencia definida para 3 voltajes

Copiar a la tabla Imprimir Cancelar OK

Figura 72. Inversor híbrido modelo PV30-2KW VHM PVSystem

Definición del inversor de red

Parámetros principales Curva de eficiencia Parámetros adicionales Parámetros de salida Tamaños y tecnología Datos comerciales

Modelo: Axpert VM III-1500-24 Fabricante: Voltronic
Nombre de archivo: Axpert VM III-1500-24.OND Fuente de datos: Manufacturer

Definición de parámetros personalizados

Lado de entrada (Campo FV CC)

Voltaje MPP mínimo: 120 V
Voltaje mín. para PNom: N/A V
Corriente de entrada máxima: N/A A
Voltaje MPP nominal: 250 V
Voltaje MPP máximo: 380 V
Voltaje FV máx. absoluto: 380 V

Umbral de potencia: 7.43 W Defecto Requerido

Especificación contractual, sin significado físico verdadero: Requerido

Potencia FV nominal: N/A kW
Potencia FV máxima: 2.00 kW
Corriente FV máxima: 17.00 A

Lado de salida (Red CA)

Monofásico Frecuencia: 50 Hz 60 Hz
Trifásico Bifásico

Voltaje de red: 220 V
Potencia de CA nominal: 1.50 kVA
Potencia CA máxima: 1.50 kVA
Corriente CA nominal: 6.80 A
Corriente CA máxima: 6.80 A

Eficiencia

Eficiencia máxima: 97.00%
 Eficiencia definida para 3 voltajes

Copiar a la tabla Imprimir Cancelar OK

Figura 73. Inversor híbrido modelo Axpert VM III-1500-24 PVSystem

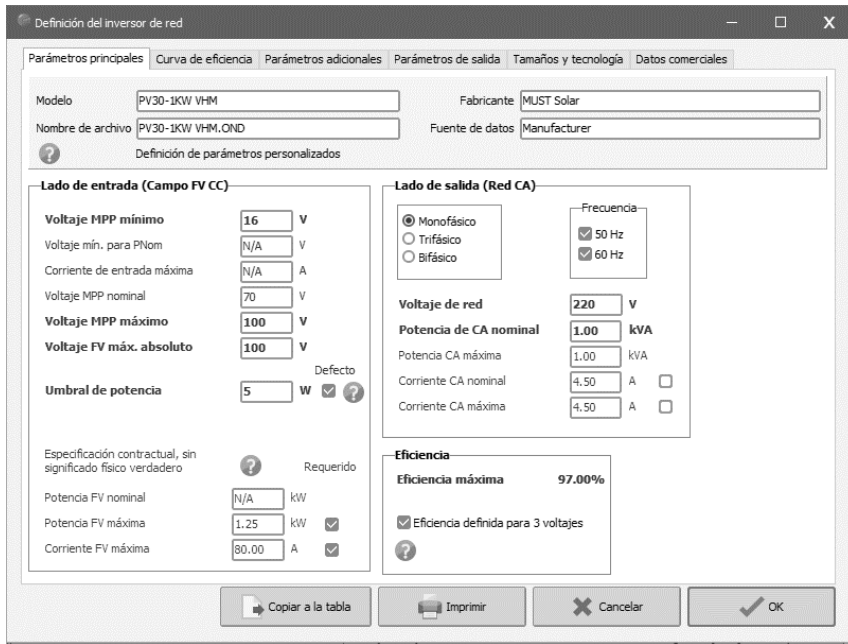


Figura 74. Inversor híbrido modelo PV30-1KW VHM PVSystem

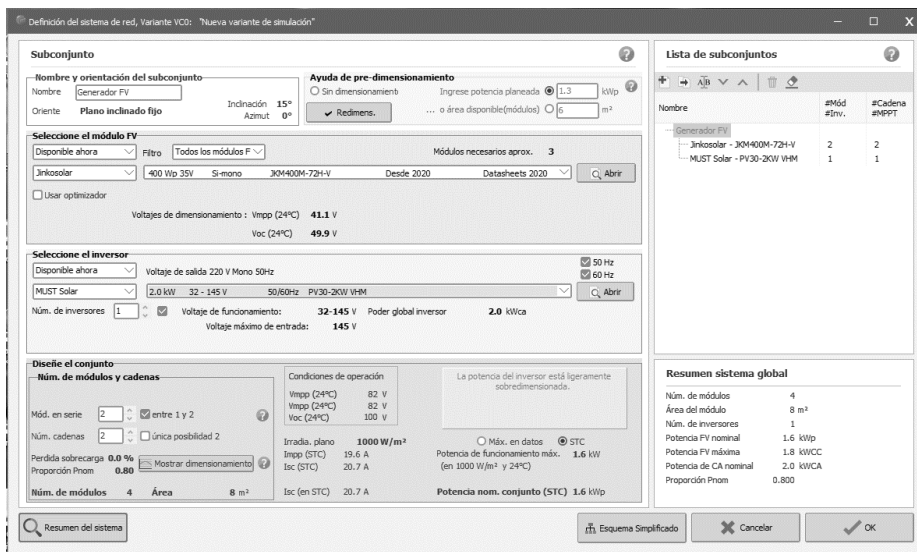


Figura 75. Definición del sistema de red, para la "Vivienda 01" PVSystem

Definición del sistema de red, Variante VCO: "Nueva variante de simulación"

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre:
 Oriente: Inclinación: Azimut:

Ayuda de pre-dimensionamiento
 Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada: kWp
 Redimens. ... o área disponible(módulos): m²

Seleccione el módulo FV
 Disponible ahora: Filtro:
 Trina Solar: Módulos necesarios aprox.:
 Usar optimizador Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (24°C) **41.2 V**
 Voc (24°C) **49.7 V**

Seleccione el inversor
 Disponible ahora: Voltaje de salida 220 V Mono 50Hz 50 Hz 60 Hz
 Voltronic:
 Núm. de inversores: Voltaje de funcionamiento: **120-380 V** Poder global inversor: **1.5 kWca**
 Voltaje máximo de entrada: **380 V**

Diseñe el conjunto

Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie: entre 3 y 7
 Núm. cadenas: única posibilidad 1
 Pérdida sobrecarga: %
 Proporción Pnom:
 Núm. de módulos: Área: m²

Condiciones de operación
 Vmpp (24°C): 124 V
 Vmpp (24°C): 124 V
 Voc (24°C): 149 V
 Irradia. plano: **1000 W/m²**
 Imp (STC): 11.0 A
 Isc (STC): 11.5 A
 Isc (en STC): 11.5 A

La potencia del inversor está ligeramente sobredimensionada.
 Máx. en datos STC
 Potencia de funcionamiento máx. **1.4 kW**
 (en 1000 W/m² y 24°C)
Potencia nom. conjunto (STC) 1.4 kWp

Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Generador FV		
Trina Solar - TSM-DE17M(II)	3	1
Voltronic - Aexpert VM III-1500-24	1	1

Resumen sistema global

Núm. de módulos: 3
 Área del módulo: 7 m²
 Núm. de inversores: 1
 Potencia FV nominal: 1.4 kWp
 Potencia FV máxima: 1.5 kWCC
 Potencia de CA nominal: 1.5 kWCA
 Proporción Pnom: 0.900

Figura 76. Definición del sistema de red, para la "Vivienda 02" PVSystem

Definición del sistema de red, Variante VCO: "Nueva variante de simulación"

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre:
 Oriente: Inclinación: Azimut:

Ayuda de pre-dimensionamiento
 Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada: kWp
 Redimens. ... o área disponible(módulos): m²

Seleccione el módulo FV
 Disponible ahora: Filtro:
 Trina Solar: Módulos necesarios aprox.:
 Usar optimizador Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (24°C) **41.2 V**
 Voc (24°C) **49.7 V**

Seleccione el inversor
 Disponible ahora: Voltaje de salida 220 V Mono 50Hz 50 Hz 60 Hz
 MUST Solar:
 Núm. de inversores: Voltaje de funcionamiento: **32-145 V** Poder global inversor: **2.0 kWca**
 Voltaje máximo de entrada: **145 V**

Diseñe el conjunto

Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie: entre 1 y 2
 Núm. cadenas: única posibilidad 2
 Pérdida sobrecarga: %
 Proporción Pnom:
 Núm. de módulos: Área: m²

Condiciones de operación
 Vmpp (24°C): 82 V
 Vmpp (24°C): 82 V
 Voc (24°C): 99 V
 Irradia. plano: **1000 W/m²**
 Imp (STC): 21.9 A
 Isc (STC): 23.1 A
 Isc (en STC): 23.1 A

La potencia del inversor está ligeramente sobredimensionada.
 Máx. en datos STC
 Potencia de funcionamiento máx. **1.8 kW**
 (en 1000 W/m² y 24°C)
Potencia nom. conjunto (STC) 1.8 kWp

Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Generador FV		
Trina Solar - TSM-DE17M(II)	2	2
MUST Solar - PV30-20W VHM	1	1

Resumen sistema global

Núm. de módulos: 4
 Área del módulo: 9 m²
 Núm. de inversores: 1
 Potencia FV nominal: 1.8 kWp
 Potencia FV máxima: 2.0 kWCC
 Potencia de CA nominal: 2.0 kWCA
 Proporción Pnom: 0.900

Figura 77. Definición del sistema de red, para la "Vivienda 03" PVSystem

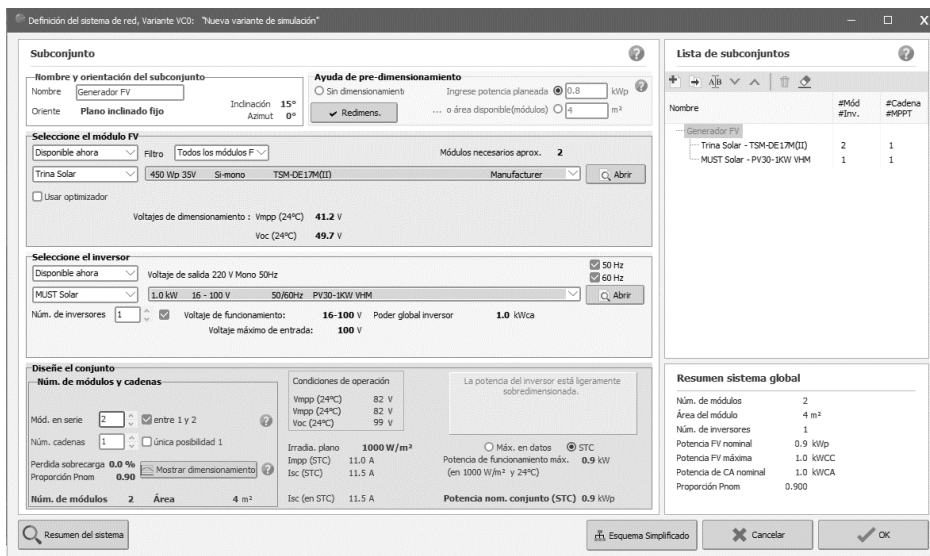


Figura 78. Definición del sistema de red, para la “Vivienda 04” PVSystem

Cuarto paso, se detalla algunas pérdidas del sistema como es en el caso del envejecimiento (ver figura 79), por suciedad, por temperatura, pérdidas óhmicas, pérdidas de calidad del panel y pérdidas por el ángulo de incidencia.

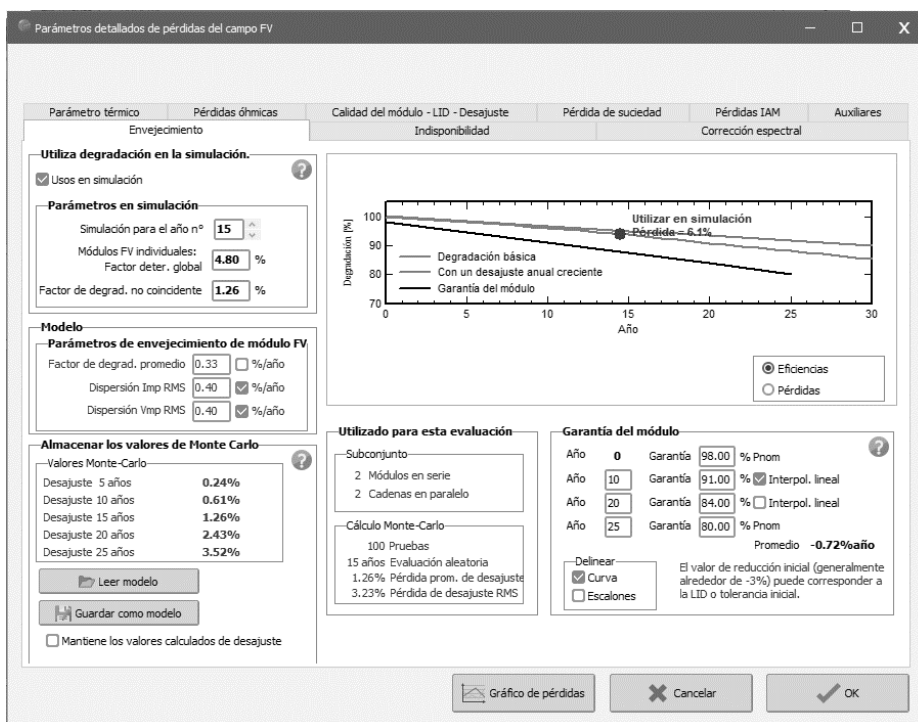


Figura 79. Parámetros detallados de pérdidas del campo FV PVSystem

Quinto paso, ingresamos los datos para un autoconsumo constante fijo para cada vivienda con los datos obtenidos en el Apéndice E, multiplicando el valor

máximo por los 365 días del año, dicho resultado se coloca en el PVSyst, así como se muestra en la figura 80, 81, 82 y 83.

Figura 80. Definición de necesidades de la “Vivienda 01” PVSyst

Figura 81. Definición de necesidades de la “Vivienda 02” PVSyst

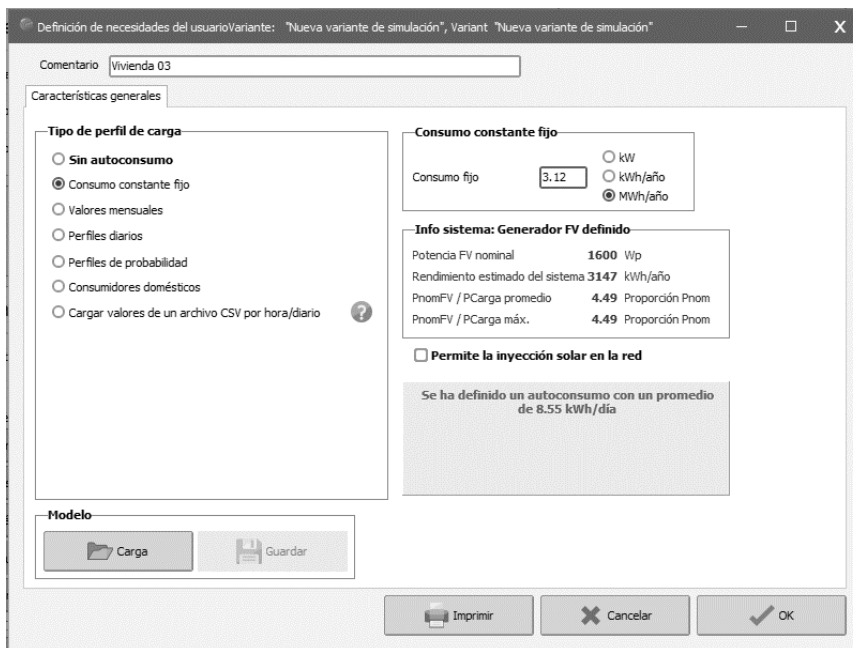


Figura 82. Definición de necesidades de la “Vivienda 03” PVSyst

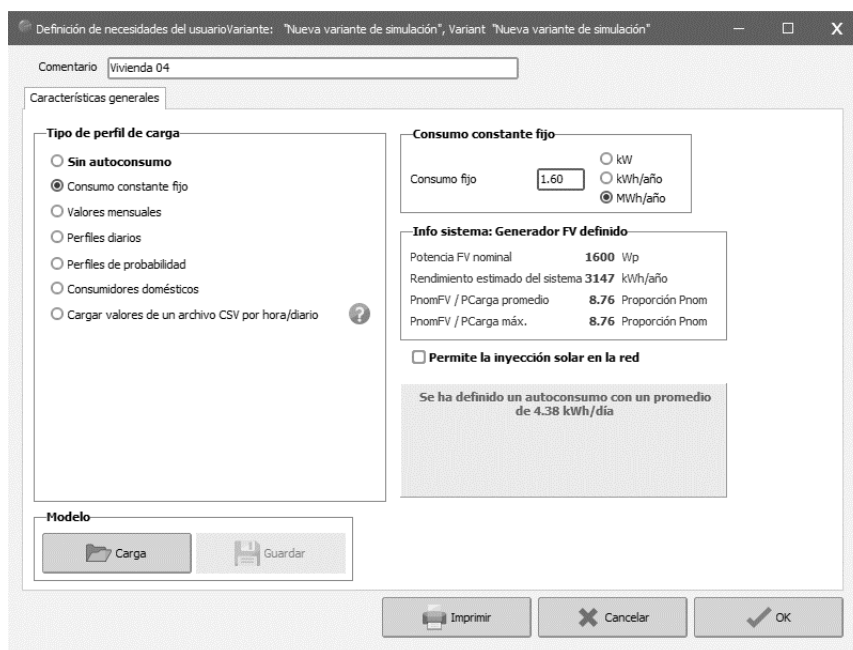


Figura 83. Definición de necesidades de la “Vivienda 04” PVSyst

Sexto paso, ingresamos los datos de almacenamiento de las baterías seleccionadas (ver figura 84 y 85), para luego completar los datos de conexión y algunas condiciones en nuestro entorno, todo esto se resume para cada vivienda en la figura 86, 87, 88 y 89.

Definiciones para una batería

Datos básicos | Parámetros detallados de modelo | Gráficos | Tamaños y tecnología | Datos comerciales

Modelo: GEL DC 6-500 Fabricante: TENSITE
Nombre de archivo: TENSITE_GELDC6-500.BTR Fuente datos: Manufacturer
Definición de parámetros personalizados

Tecnología: Plomo-ácido, sellado, Gel Batería completa Por elemento

Parámetros básicos

Núm. de elementos en serie: 6
Voltaje nominal: 6.0 V
Capacidad en C10: 500.00 Ah
Resistencia interna @ temp. ref.: 1.80 mΩ
Temperatura de referencia: 25.0 °C
Eficiencia coulombica: 97.0 %

Info: Renormalización a C10

Hoja de datos Capacidad nominal: Ah
Definido para una tasa de descarga de: 120.00 Horas
=>C10 correspondiente según perfil especificado: N/D

Indicadores de batería llena

Energía almacenada en DOD: 80 % 2.75 kWh
Energía total almacenada (800 ciclos): 2196 kWh
Energía específica: 48 Wh/kg
Peso específico: 21 kg/kWh

Copiar a la tabla Imprimir Cancelar OK

Figura 84. Baterías modelo GEL DC 6-500 PVSyst

Definiciones para una batería

Datos básicos | Parámetros detallados de modelo | Gráficos | Tamaños y tecnología | Datos comerciales

Modelo: UPGC16-6RE Fabricante: U-POWER
Nombre de archivo: U-POWER_UPGC16-6RE.BTR Fuente datos: Manufacturer
Definición de parámetros personalizados

Tecnología: Plomo-ácido, sellado, placas Batería completa Por elemento

Parámetros básicos

Núm. de elementos en serie: 3
Voltaje nominal: 6.0 V
Capacidad en C10: 600.00 Ah
Resistencia interna @ temp. ref.: 2.10 mΩ
Temperatura de referencia: 20.0 °C
Eficiencia coulombica: 97.0 %

Info: Renormalización a C10

Hoja de datos Capacidad nominal: Ah
Definido para una tasa de descarga de: 120.00 Horas
=>C10 correspondiente según perfil especificado: N/D

Indicadores de batería llena

Energía almacenada en DOD: 80 % 3.20 kWh
Energía total almacenada (800 ciclos): 2557 kWh
Energía específica: 61 Wh/kg
Peso específico: 16 kg/kWh

Copiar a la tabla Imprimir Cancelar OK

Figura 85. Baterías modelo UPGC16-6RE PVSyst

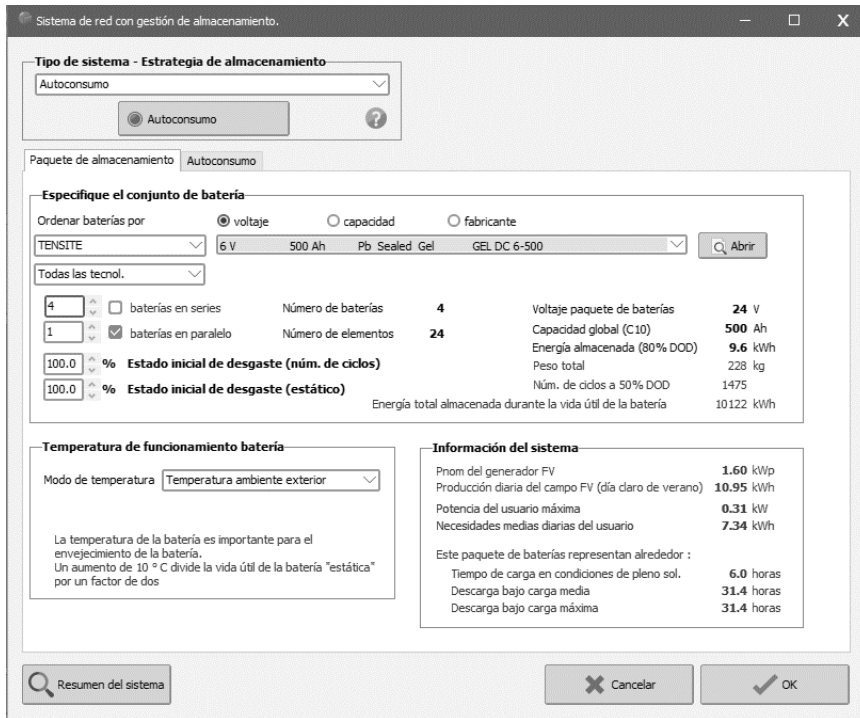


Figura 86. Sistema de red con gestión de almacenamiento, para la “Vivienda 01” PVSystem

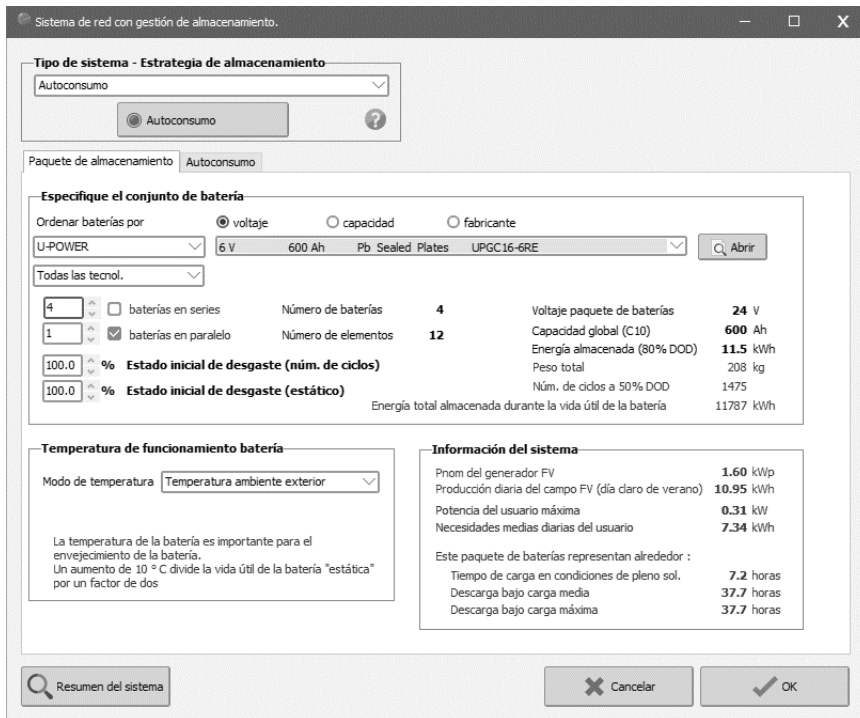


Figura 87. Sistema de red con gestión de almacenamiento, para la “Vivienda 02” PVSystem

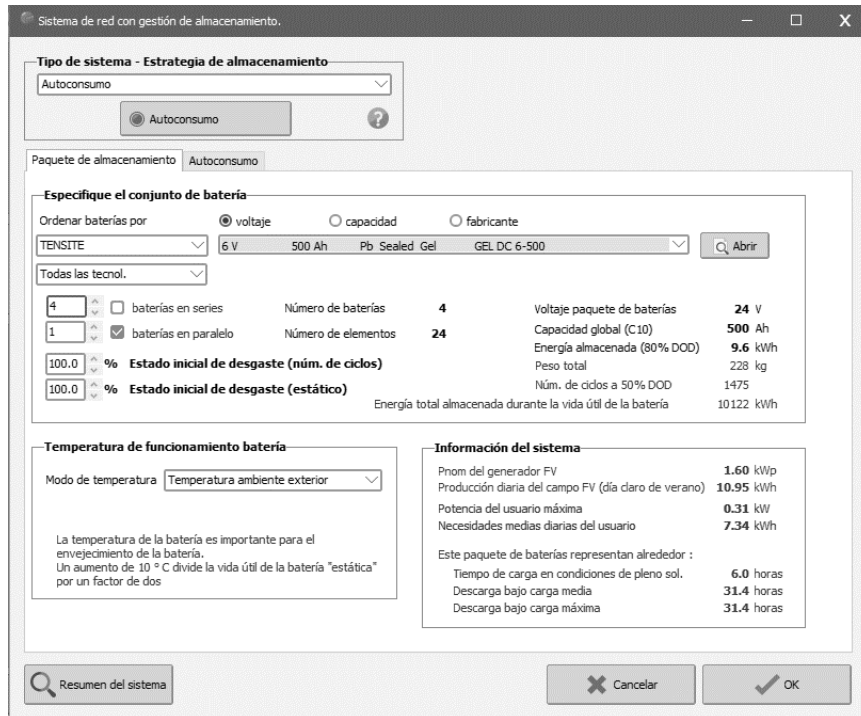


Figura 88. Sistema de red con gestión de almacenamiento, para la “Vivienda 03” PVSyst

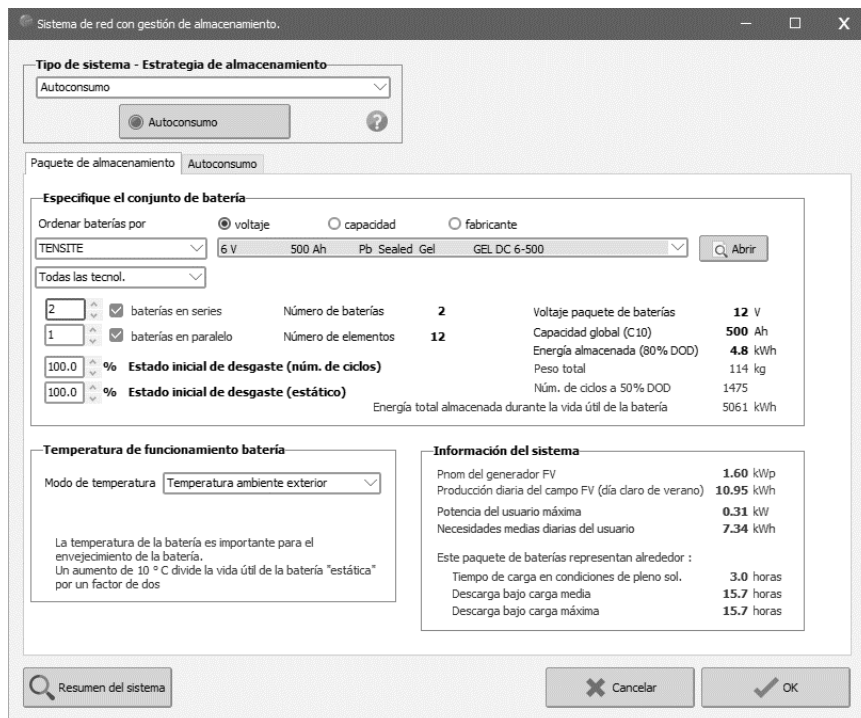


Figura 89. Sistema de red con gestión de almacenamiento, para la “Vivienda 04” PVSyst

Finalmente se realiza la simulación de cada sistema, lo cual nos arroja un informe por vivienda sobre los resultados de la energía producida, la energía usada, el diagrama de pérdida, etc. Para la “Vivienda 01” se encuentra en el *Apéndice T*,

para la “Vivienda 02” se encuentra en el *Apéndice U*, para la “Vivienda 03” se encuentra en el *Apéndice V* y para la “Vivienda 04” se encuentra en el *Apéndice W*.

4.1.1.16. Diagrama de unifilar del sistema fotovoltaico.

En esta sección se realizó el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero, de acuerdo a los equipos seleccionados y los de protección, esta información se detalla para la “Vivienda 01” en el *Apéndice X*, para la “Vivienda 02” en el *Apéndice Y*, para la “Vivienda 03” en el *Apéndice Z* y para la “Vivienda 04” en el *Apéndice AA*.

4.1.1.17. Vida útil del sistema fotovoltaico.

En esta sección evaluaremos la vida útil de los equipos seleccionados, según su ficha técnica o indicaciones del fabricante. Cabe indicar que cada sistema tiene como previsto una jornada de funcionamiento de 15 años.

Tabla 57

Evaluación de la vida útil de los equipos

Equipo	Años útil (años)	Cantidad necesaria para el sistema	Cantidad necesaria para una jornada de 15 años
Módulos fotovoltaicos (general)	30	2 - 4 unid.	2 - 4 unid.
Estructura soporte fija (general)	30	2 - 4 unid.	2 - 4 unid.
Inversor híbrido (general)	15	1 unid.	1 unid.
Baterías	10 - 16	2 - 4 unid.	2 - 4 unid.
Conductores ZZ-F (general)	≥ 15	2 a 8 metros	2 a 8 metros
Fusibles (general)	≥ 15	2 unid.	2 unid.
Inter. termomagnético DC (general)	≥ 15	2 unid.	2 unid.
Desconectador (general)	≥ 15	1 unid.	1 unid.
Tablero adosable (general)	≥ 15	2 unid.	2 unid.

4.1.1.18. Costos y presupuestos.

En esta sección se realizó los costos y presupuestos del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero, para una vida útil de 15 años, la información se detalla en el

Apéndice AB, Apéndice AC, Apéndice AD y Apéndice AE. Es importante mencionar que los costos de los equipos incluyen el IGV y el transporte hacia provincia.

4.1.1.19. Evaluación de la energía.

4.1.1.19.1. Evaluación de la energía de la “Vivienda 01”.

De acuerdo con los datos del Apéndice A para un consumo máximo en el año 2022 de 227 kWh mensual y los resultados del PVSyst (ver Apéndice T), podemos determinar la cantidad de energía solar, la energía demandada, la energía consumida directa de los paneles solares y la energía consumida de las baterías. Todos estos datos se encuentran en la tabla 58.

Tabla 58

Evaluación de la energía de la “Vivienda 01”

Mes	E.S. (kWh)	E.D. (kWh)	E.C. (kWh)	E.C.D. (kWh)	E.C.B. (kWh)
Enero	227,70	227,00	227,00	94,89	132,11
Febrero	205,60	227,00	205,60	85,94	119,66
Marzo	227,70	227,00	227,00	94,89	132,11
Abril	220,30	227,00	220,30	92,09	128,21
Mayo	227,70	227,00	227,00	94,89	132,11
Junio	220,30	227,00	220,30	92,09	128,21
Julio	227,70	227,00	227,00	94,89	132,11
Agosto	227,70	227,00	227,00	94,89	132,11
Setiembre	220,30	227,00	220,30	92,09	128,21
Octubre	227,70	227,00	227,00	94,89	132,11
Noviembre	220,30	227,00	220,30	92,09	128,21
Diciembre	227,70	227,00	227,00	94,89	132,11
TOTAL	2 680,70	2 724,00	2 675,80	1 118,48	1 557,32

Nota: Energía solar (E.S.), energía demandada (E.D.), energía cubierta (E.C.), energía consumida directa de los paneles solares (E.C.D.) y energía consumida de las baterías (E.C.B.).

A partir de los datos obtenidos en la tabla 58, determinados los gráficos estadísticos suficientes para la explicación del uso de la energía generada y consumida.

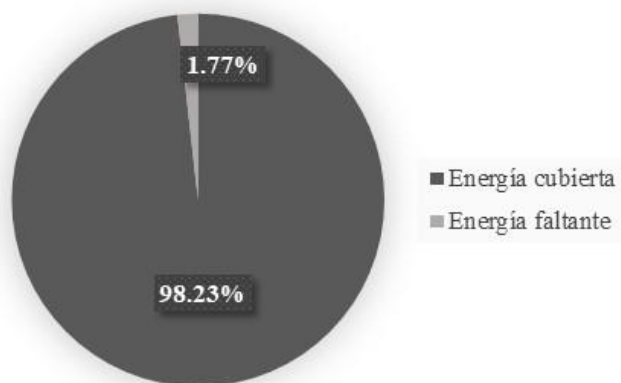


Figura 90. Distribución de la energía demandada a nivel anual, de la “Vivienda 01”

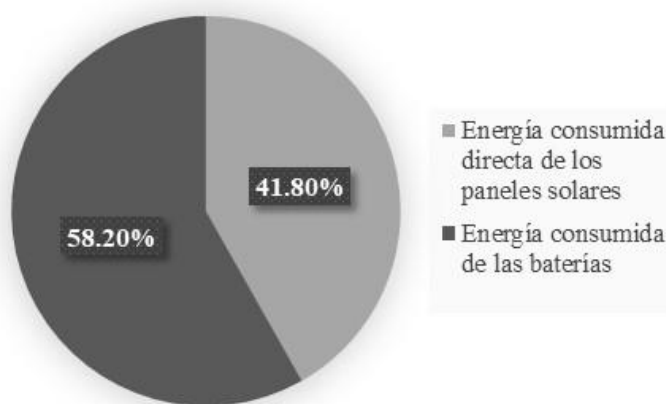


Figura 91. Distribución de la energía cubierta a nivel anual, de la “Vivienda 01”

Podemos concluir que la energía demandada anual de la “Vivienda 01”, es cubierta con el 98,23%, siendo este el 41,80% la energía consumida directa de los paneles solares y el 58,20% la energía consumida de las baterías. Dejando una energía faltante del 1,77%.

4.1.1.19.2. Evaluación de la energía de la “Vivienda 02”.

De acuerdo con los datos del *Apéndice B* para un consumo máximo en el año 2022 de 173 kWh mensual y los resultados del PVSyst (ver *Apéndice U*), podemos determinar la cantidad de energía solar, la energía demandada, la energía consumida directa de los paneles solares y la energía consumida de las baterías. Todos estos datos se encuentran en la tabla 59.

Tabla 59*Evaluación de la energía de la “Vivienda 02”*

Mes	E.S. (kWh)	E.D. (kWh)	E.C. (kWh)	E.C.D. (kWh)	E.C.B. (kWh)
Enero	174,10	173,00	173,00	70,76	102,24
Febrero	156,40	173,00	156,40	63,97	92,43
Marzo	174,10	173,00	173,00	70,76	102,24
Abril	168,50	173,00	168,50	68,92	99,58
Mayo	174,10	173,00	173,00	70,76	102,24
Junio	168,50	173,00	168,50	68,92	99,58
Julio	174,10	173,00	173,00	70,76	102,24
Agosto	174,10	173,00	173,00	70,76	102,24
Setiembre	168,50	173,00	168,50	68,92	99,58
Octubre	174,10	173,00	173,00	70,76	102,24
Noviembre	168,50	173,00	168,50	68,92	99,58
Diciembre	174,10	173,00	173,00	70,76	102,24
TOTAL	2 049,10	2 076,00	2 041,40	834,93	1 206,47

Nota: Energía solar (E.S.), energía demandada (E.D.), energía cubierta (E.C.), energía consumida directa de los paneles solares (E.C.D.) y energía consumida de las baterías (E.C.B.).

A partir de los datos obtenidos en la tabla 59, determinados los gráficos estadísticos suficientes para la explicación del uso de la energía generada y consumida.

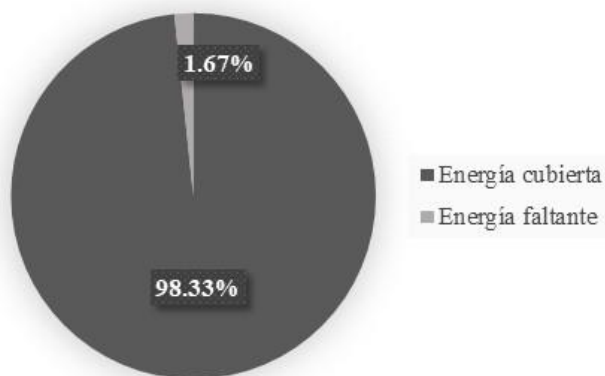


Figura 92. Distribución de la energía demandada a nivel anual, de la “Vivienda 02”

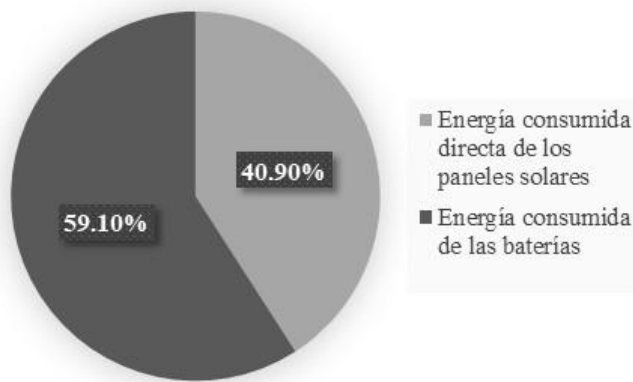


Figura 93. Distribución de la energía cubierta a nivel anual, de la “Vivienda 02”

Podemos concluir que la energía demandada anual de la “Vivienda 02”, es cubierta con el 98,33%, siendo este el 40,90% la energía consumida directa de los paneles solares y el 59,10% la energía consumida de las baterías. Dejando una energía faltante del 1,67%.

4.1.1.19.3. Evaluación de la energía de la “Vivienda 03”.

De acuerdo con los datos del *Apéndice C* para un consumo máximo en el año 2022 de 265 kWh mensual y los resultados del PVSyst (ver *Apéndice V*), podemos determinar la cantidad de energía solar, la energía demandada, la energía consumida directa de los paneles solares y la energía consumida de las baterías. Todos estos datos se encuentran en la tabla 60.

Tabla 60*Evaluación de la energía de la “Vivienda 03”*

Mes	E.S. (kWh)	E.D. (kWh)	E.C. (kWh)	E.C.D. (kWh)	E.C.B. (kWh)
Enero	264,40	265,00	264,40	110,52	153,88
Febrero	236,30	265,00	236,30	98,77	137,53
Marzo	264,90	265,00	264,90	110,73	154,17
Abril	256,30	265,00	256,30	107,13	149,17
Mayo	261,60	265,00	261,60	109,35	152,25
Junio	255,60	265,00	255,60	106,84	148,76
Julio	261,60	265,00	261,60	109,35	152,25
Agosto	264,90	265,00	264,90	110,73	154,17
Setiembre	256,30	265,00	256,30	107,13	149,17
Octubre	264,90	265,00	264,90	110,73	154,17
Noviembre	256,30	265,00	256,30	107,13	149,17
Diciembre	264,90	265,00	264,90	110,73	154,17
TOTAL	3 108,00	3 180,00	3 108,00	1 299,14	1 808,86

Nota: Energía solar (E.S.), energía demandada (E.D.), energía cubierta (E.C.), energía consumida directa de los paneles solares (E.C.D.) y energía consumida de las baterías (E.C.B.).

A partir de los datos obtenidos en la tabla 60, determinados los gráficos estadísticos suficientes para la explicación del uso de la energía generada y consumida.

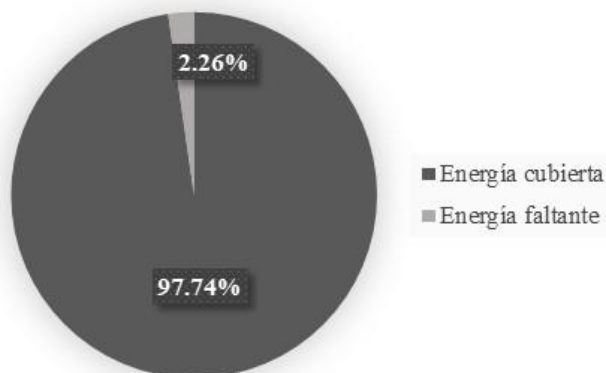


Figura 94. Distribución de la energía demandada a nivel anual, de la “Vivienda 03”

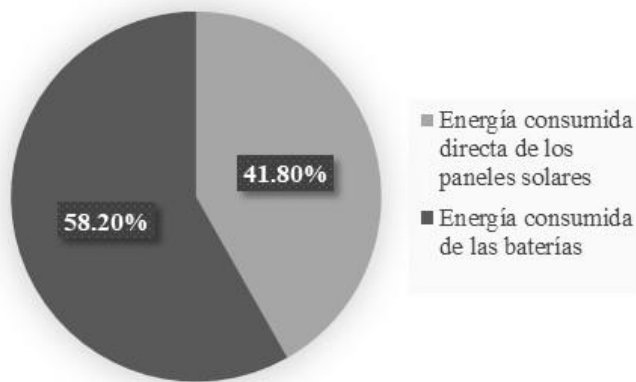


Figura 95. Distribución de la energía cubierta a nivel anual, de la “Vivienda 03”

Podemos concluir que la energía demandada anual de la “Vivienda 03”, es cubierta con el 97,74%, siendo este el 41,80% la energía consumida directa de los paneles solares y el 58,20% la energía consumida de las baterías. Dejando una energía faltante del 2,26%.

4.1.1.19.4. Evaluación de la energía de la “Vivienda 04”.

De acuerdo con los datos del *Apéndice D* para un consumo máximo en el año 2022 de 136 kWh mensual y los resultados del PVSyst (ver *Apéndice W*), podemos determinar la cantidad de energía solar, la energía demandada, la energía consumida directa de los paneles solares y la energía consumida de las baterías. Todos estos datos se encuentran en la tabla 61.

Tabla 61*Evaluación de la energía de la “Vivienda 04”*

Mes	E.S. (kWh)	E.D. (kWh)	E.C. (kWh)	E.C.D. (kWh)	E.C.B. (kWh)
Enero	134,50	136,00	134,50	56,09	78,41
Febrero	120,70	136,00	120,70	50,33	70,37
Marzo	135,90	136,00	135,90	56,67	79,23
Abril	131,50	136,00	131,50	54,84	76,66
Mayo	133,90	136,00	133,90	55,84	78,06
Junio	130,50	136,00	130,50	54,42	76,08
Julio	133,90	136,00	133,90	55,84	78,06
Agosto	135,90	136,00	135,90	56,67	79,23
Setiembre	131,50	136,00	131,50	54,84	76,66
Octubre	135,90	136,00	135,90	56,67	79,23
Noviembre	131,50	136,00	131,50	54,84	76,66
Diciembre	135,90	136,00	135,90	56,67	79,23
TOTAL	1 591,60	1 632,00	1 591,60	663,70	927,90

Nota: Energía solar (E.S.), energía demandada (E.D.), energía cubierta (E.C.), energía consumida directa de los paneles solares (E.C.D.) y energía consumida de las baterías (E.C.B.).

A partir de los datos obtenidos en la tabla 61, determinados los gráficos estadísticos suficientes para la explicación del uso de la energía generada y consumida.

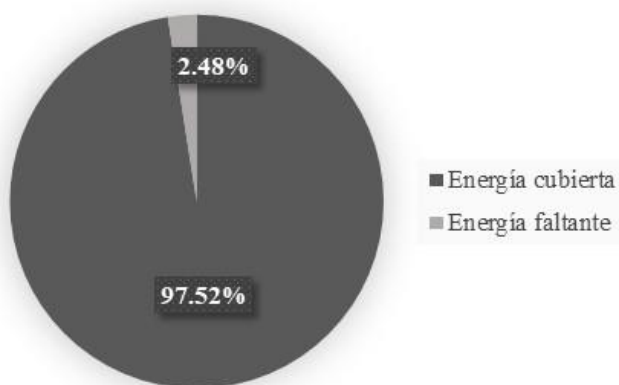


Figura 96. Distribución de la energía demandada a nivel anual, de la “Vivienda 04”

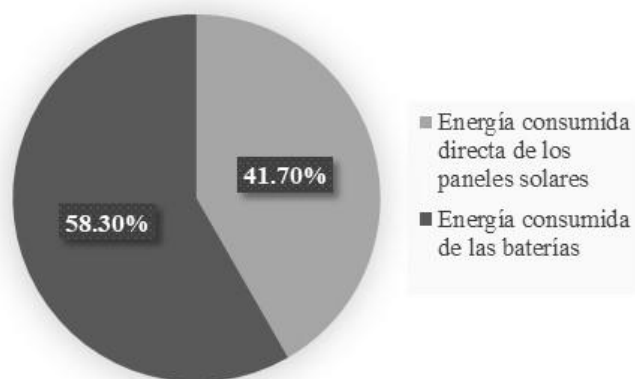


Figura 97. Distribución de la energía cubierta a nivel anual, de la “Vivienda 04”

Podemos concluir que la energía demandada anual de la “Vivienda 04”, es cubierta con el 97,74%, siendo este el 41,80% la energía consumida directa de los paneles solares y el 58,20% la energía consumida de las baterías. Dejando una energía faltante del 2,26%.

En el informe del PVSyst (ver *Apéndice T, U, V y W*), muestra un diagrama de pérdida, que explica las razones por la cual la energía solar disminuye al momento de utilizarla, entre todos estos factores de pérdida podemos rescatar aquel que se denomina “energía no utilizada” que representa el 5,99%; 2,52%; 5,64% y 5,19% respectivamente, esta variable existe debido a que los paneles solares captan más energía a la que consumimos o almacenamos en el día, esta energía sobrante se transforma en calor y se desaprovecha. En los países que permiten la inyección a red, aprovechan esta energía para obtener beneficios económicos, lo cual permite, una fuente de ingresos pasivos y la rentabilidad del sistema, sin embargo, en los países que no cuentan con este tipo de leyes, la adquisición de estos equipos no se aprovecharía en su totalidad y su rentabilidad disminuiría.

4.1.1.20. Evaluación económica.

4.1.1.20.1. Evaluación económica de la “Vivienda 01”.

De acuerdo con el *Apéndice AB*, tenemos un valor total del sistema de S/. 15 821,69; incluyendo equipos, cableado, protección, mano de obra (instalación) y repuestos que podría necesitar en el lapso de funcionamiento (15 años). En la figura 98, se puede observar, que la batería es el equipo más costoso de todo el sistema con el 45,86%, seguido de los módulos fotovoltaicos con el 22,03%, mientras que el inversor híbrido cuenta con solo el 15,01%, la estructura fija con el 6,19% y los demás equipos sumados con el 10,91%.

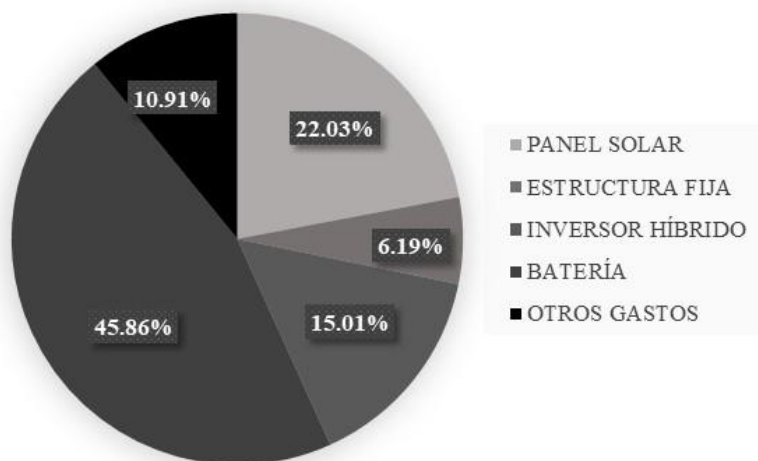


Figura 98. Porcentajes de los costos de los equipos de la “Vivienda 01”

4.1.1.20.2. Evaluación económica de la “Vivienda 02”.

De acuerdo con el *Apéndice AC*, tenemos un valor total del sistema de S/. 15 034,43; incluyendo equipos, cableado, protección, mano de obra (instalación) y repuestos que podría necesitar en el lapso de funcionamiento (15 años). En la figura 99, se puede observar, que la batería es el equipo más costoso de todo el sistema con el 43,82%, seguido del inversor híbrido con el 21,64%, mientras que los módulos fotovoltaicos cuentan con solo el 19,55%, la estructura fija con el 3,96% y los demás equipos sumados con el 11,02%.

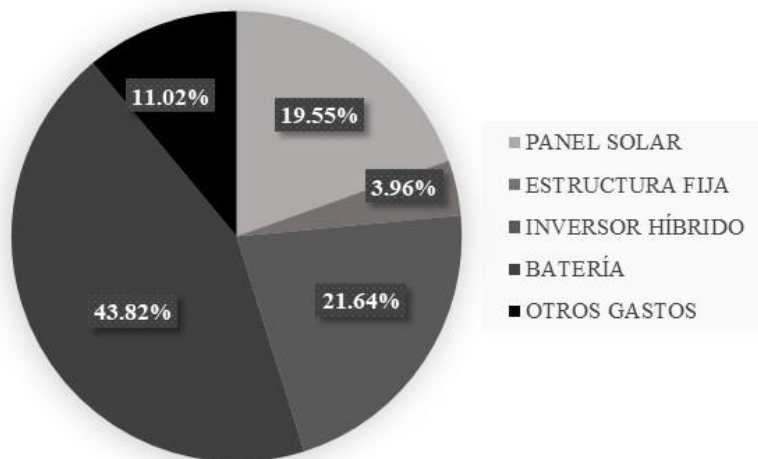


Figura 99. Porcentajes de los costos de los equipos de la “Vivienda 02”

4.1.1.20.3. Evaluación económica de la “Vivienda 03”.

De acuerdo con el Apéndice AD, tenemos un valor total del sistema de S/. 16 255,33; incluyendo equipos, cableado, protección, mano de obra (instalación) y repuestos que podría necesitar en el lapso de funcionamiento (15 años). En la figura 100, se puede observar, que la batería es el equipo más costoso de todo el sistema con el 44,64%, seguido de los módulos fotovoltaicos con el 24,11%, mientras que el inversor híbrido cuenta con solo el 14,61%, la estructura fija con el 6,02% y los demás equipos sumados con el 10,62%.

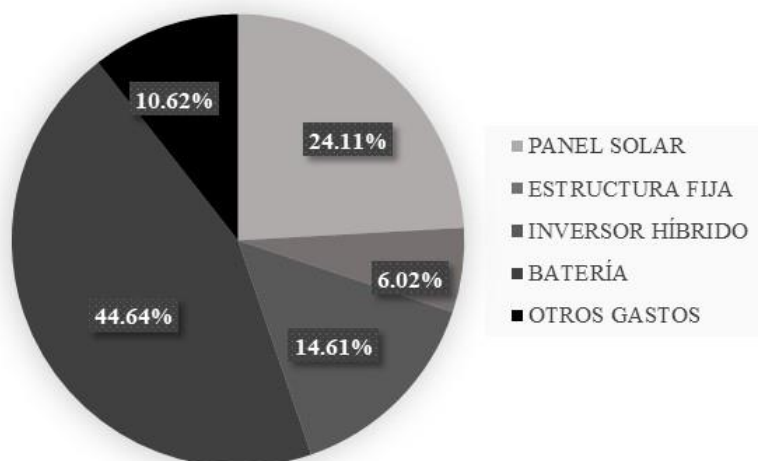


Figura 100. Porcentajes de los costos de los equipos de la “Vivienda 03”

4.1.1.20.4. Evaluación económica de la “Vivienda 04”.

De acuerdo con el *Apéndice AE*, tenemos un valor total del sistema de S/. 9 243,95; incluyendo equipos, cableado, protección, mano de obra (instalación) y repuestos que podría necesitar en el lapso de funcionamiento (15 años). En la figura 101, se puede observar, que la batería es el equipo más costoso de todo el sistema con el 39,25%, seguido de los módulos fotovoltaicos con el 21,20%, mientras que el inversor híbrido cuenta con solo el 15,35%, la estructura fija con el 5,36% y los demás equipos sumados con el 18,84%.

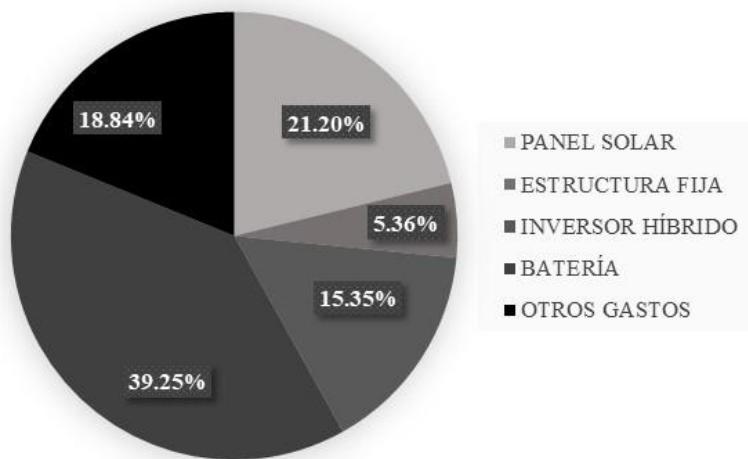


Figura 101. Porcentajes de los costos de los equipos de la “Vivienda 04”

4.1.1.21. Análisis del VAN.

Para el cálculo del flujo de caja del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero para cada vivienda, tenemos que tener en cuenta que se tiene un tiempo de vida de 15 años, un precio del Watt promedio de 0,7249 (ver *Apéndice A, B, C y D*) y una tasa de interés del 5%. Empleando la ecuación 40 tenemos los siguientes resultados:

Tabla 62*Determinación del valor actual neto (VAN), de la "Vivienda 01"*

Periodo (Año)	Consumo energético anual (kWh)	Costo de la red anual (S/.)	Inversión (S/.)	Ingresos (S/.)	Flujo anual $\frac{BN}{(1+k)^t}$ (S/.)
0	-	-	-	-15 821,69	-
1	2 724,00	1 974,63	1 054,78	1 939,68	1 847,31
2	2 724,00	1 974,63	1 054,78	1 939,68	1 759,34
3	2 724,00	1 974,63	1 054,78	1 939,68	1 675,57
4	2 724,00	1 974,63	1 054,78	1 939,68	1 595,78
5	2 724,00	1 974,63	1 054,78	1 939,68	1 519,79
6	2 724,00	1 974,63	1 054,78	1 939,68	1 447,42
7	2 724,00	1 974,63	1 054,78	1 939,68	1 378,49
8	2 724,00	1 974,63	1 054,78	1 939,68	1 312,85
9	2 724,00	1 974,63	1 054,78	1 939,68	1 250,33
10	2 724,00	1 974,63	1 054,78	1 939,68	1 190,79
11	2 724,00	1 974,63	1 054,78	1 939,68	1 134,09
12	2 724,00	1 974,63	1 054,78	1 939,68	1 080,08
13	2 724,00	1 974,63	1 054,78	1 939,68	1 028,65
14	2 724,00	1 974,63	1 054,78	1 939,68	979,67
15	2 724,00	1 974,63	1 054,78	1 939,68	933,02
TOTAL	40 860,00	29 619,41	15 821,69	13 273,46	20 133,18

Nota: Los ingresos van de acuerdo a la energía cubierta, es decir, al 98,23% del costo de la red anual.

Como se muestra en la tabla 62, tenemos los flujos anuales por año, a continuación, se hace el cálculo del VAN:

$$VAN = -15\ 821,69 + 20\ 133,18 = 4\ 311,49 \text{ soles}$$

El VAN es mayor a cero, por lo que, la inversión es factible.

Tabla 63*Determinación del valor actual neto (VAN), de la “Vivienda 02”*

Periodo (Año)	Consumo energético anual (kWh)	Costo de la red anual (S/.)	Inversión (S/.)	Ingresos (S/.)	Flujo anual $\frac{BN}{(1+k)^t}$ (S/.)
0	-	-	-	-15 034,43	-
1	2 076,00	1 504,89	1 002,30	1 479,76	1 409,30
2	2 076,00	1 504,89	1 002,30	1 479,76	1 342,19
3	2 076,00	1 504,89	1 002,30	1 479,76	1 278,27
4	2 076,00	1 504,89	1 002,30	1 479,76	1 217,40
5	2 076,00	1 504,89	1 002,30	1 479,76	1 159,43
6	2 076,00	1 504,89	1 002,30	1 479,76	1 104,22
7	2 076,00	1 504,89	1 002,30	1 479,76	1 051,64
8	2 076,00	1 504,89	1 002,30	1 479,76	1 001,56
9	2 076,00	1 504,89	1 002,30	1 479,76	953,87
10	2 076,00	1 504,89	1 002,30	1 479,76	908,44
11	2 076,00	1 504,89	1 002,30	1 479,76	865,19
12	2 076,00	1 504,89	1 002,30	1 479,76	823,99
13	2 076,00	1 504,89	1 002,30	1 479,76	784,75
14	2 076,00	1 504,89	1 002,30	1 479,76	747,38
15	2 076,00	1 504,89	1 002,30	1 479,76	711,79
TOTAL	31 140,00	22 573,39	15 034,43	7 161,98	15 359,41

Nota: Los ingresos van de acuerdo a la energía cubierta, es decir, al 98,33% del costo de la red anual.

Como se muestra en la tabla 63, tenemos los flujos anuales por año, a continuación, se hace el cálculo del VAN:

$$VAN = -15\,034,43 + 15\,359,41 = 324,98 \text{ soles}$$

El VAN es mayor a cero, por lo que, la inversión es factible.

Tabla 64*Determinación del valor actual neto (VAN), de la “Vivienda 03”*

Periodo (Año)	Consumo energético anual (kWh)	Costo de la red anual (S/.)	Inversión (S/.)	Ingresos (S/.)	Flujo anual $\frac{BN}{(1+k)^t}$ (S/.)
0	-	-	-	-16 255,33	-
1	3 180,00	2 305,18	1 083,69	2 253,08	2 145,80
2	3 180,00	2 305,18	1 083,69	2 253,08	2 043,61
3	3 180,00	2 305,18	1 083,69	2 253,08	1 946,30
4	3 180,00	2 305,18	1 083,69	2 253,08	1 853,62
5	3 180,00	2 305,18	1 083,69	2 253,08	1 765,35
6	3 180,00	2 305,18	1 083,69	2 253,08	1 681,29
7	3 180,00	2 305,18	1 083,69	2 253,08	1 601,23
8	3 180,00	2 305,18	1 083,69	2 253,08	1 524,98
9	3 180,00	2 305,18	1 083,69	2 253,08	1 452,36
10	3 180,00	2 305,18	1 083,69	2 253,08	1 383,20
11	3 180,00	2 305,18	1 083,69	2 253,08	1 317,33
12	3 180,00	2 305,18	1 083,69	2 253,08	1 254,60
13	3 180,00	2 305,18	1 083,69	2 253,08	1 194,86
14	3 180,00	2 305,18	1 083,69	2 253,08	1 137,96
15	3 180,00	2 305,18	1 083,69	2 253,08	1 083,77
TOTAL	47 700,00	34 577,73	16 255,33	17 540,94	23 386,25

Nota: Los ingresos van de acuerdo a la energía cubierta, es decir, al 97,74% del costo de la red anual.

Como se muestra en la tabla 64, tenemos los flujos anuales por año, a continuación, se hace el cálculo del VAN:

$$VAN = -16 255,33 + 23 386,25 = 7 130,92 \text{ soles}$$

El VAN es mayor a cero, por lo que, la inversión es factible.

Tabla 65*Determinación del valor actual neto (VAN), de la “Vivienda 04”*

Periodo (Año)	Consumo energético anual (kWh)	Costo de la red anual (S/.)	Inversión (S/.)	Ingresos (S/.)	Flujo anual $\frac{BN}{(1+k)^t}$ (S/.)
0	-	-	-	-9 243,95	-
1	1 632,00	1 183,04	616,26	1 153,70	1 098.76
2	1 632,00	1 183,04	616,26	1 153,70	1 046.44
3	1 632,00	1 183,04	616,26	1 153,70	996.61
4	1 632,00	1 183,04	616,26	1 153,70	949.15
5	1 632,00	1 183,04	616,26	1 153,70	903.95
6	1 632,00	1 183,04	616,26	1 153,70	860.91
7	1 632,00	1 183,04	616,26	1 153,70	819.91
8	1 632,00	1 183,04	616,26	1 153,70	780.87
9	1 632,00	1 183,04	616,26	1 153,70	743.68
10	1 632,00	1 183,04	616,26	1 153,70	708.27
11	1 632,00	1 183,04	616,26	1 153,70	674.54
12	1 632,00	1 183,04	616,26	1 153,70	642.42
13	1 632,00	1 183,04	616,26	1 153,70	611.83
14	1 632,00	1 183,04	616,26	1 153,70	582.70
15	1 632,00	1 183,04	616,26	1 153,70	554.95
TOTAL	24 480,00	17 745,55	9 243,95	8 061,51	11 974,99

Nota: Los ingresos van de acuerdo a la energía cubierta, es decir, al 97,52% del costo de la red anual.

Como se muestra en la tabla 65, tenemos los flujos anuales por año, a continuación, se hace el cálculo del VAN:

$$VAN = -9\,243,95 + 11\,974,99 = 2\,731,04 \text{ soles}$$

El VAN es mayor a cero, por lo que, la inversión es factible.

4.1.1.22. Análisis del TIR.

Para determinar la tasa interna de retorno (TIR) para cada vivienda, se utilizó la ecuación 41 y los ingresos de la tabla 62 – 65.

- Para la “Vivienda 01” tenemos la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
0 = & -15\,821,69 + \frac{1\,939,68}{(1 + \text{TIR})^1} + \frac{1\,939,68}{(1 + \text{TIR})^2} + \frac{1\,939,68}{(1 + \text{TIR})^3} + \frac{1\,939,68}{(1 + \text{TIR})^4} \\
& + \frac{1\,939,68}{(1 + \text{TIR})^5} + \frac{1\,939,68}{(1 + \text{TIR})^6} + \frac{1\,939,68}{(1 + \text{TIR})^7} + \frac{1\,939,68}{(1 + \text{TIR})^8} \\
& + \frac{1\,939,68}{(1 + \text{TIR})^9} + \frac{1\,939,68}{(1 + \text{TIR})^{10}} + \frac{1\,939,68}{(1 + \text{TIR})^{11}} + \frac{1\,939,68}{(1 + \text{TIR})^{12}} \\
& + \frac{1\,939,68}{(1 + \text{TIR})^{13}} + \frac{1\,939,68}{(1 + \text{TIR})^{14}} + \frac{1\,939,68}{(1 + \text{TIR})^{15}}
\end{aligned}$$

Lo cual despejamos y tenemos lo siguiente:

$$\text{TIR} = 0,0880 = 8,80\%$$

El TIR calculado es mayor al interés del 5%, utilizado en el cálculo del VAN, por lo que, el proyecto de inversión es aceptado.

- Para la “Vivienda 02” tenemos la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
0 = & -15\,034,43 + \frac{1\,479,76}{(1 + \text{TIR})^1} + \frac{1\,479,76}{(1 + \text{TIR})^2} + \frac{1\,479,76}{(1 + \text{TIR})^3} + \frac{1\,479,76}{(1 + \text{TIR})^4} \\
& + \frac{1\,479,76}{(1 + \text{TIR})^5} + \frac{1\,479,76}{(1 + \text{TIR})^6} + \frac{1\,479,76}{(1 + \text{TIR})^7} + \frac{1\,479,76}{(1 + \text{TIR})^8} \\
& + \frac{1\,479,76}{(1 + \text{TIR})^9} + \frac{1\,479,76}{(1 + \text{TIR})^{10}} + \frac{1\,479,76}{(1 + \text{TIR})^{11}} + \frac{1\,479,76}{(1 + \text{TIR})^{12}} \\
& + \frac{1\,479,76}{(1 + \text{TIR})^{13}} + \frac{1\,479,76}{(1 + \text{TIR})^{14}} + \frac{1\,479,76}{(1 + \text{TIR})^{15}}
\end{aligned}$$

Lo cual despejamos y tenemos lo siguiente:

$$\text{TIR} = 0,0532 = 5,32\%$$

El TIR calculado es mayor al interés del 5%, utilizado en el cálculo del VAN, por lo que, el proyecto de inversión es aceptado.

- Para la “Vivienda 03” tenemos la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
0 = & -16\,255,33 + \frac{2\,253,08}{(1 + \text{TIR})^1} + \frac{2\,253,08}{(1 + \text{TIR})^2} + \frac{2\,253,08}{(1 + \text{TIR})^3} + \frac{2\,253,08}{(1 + \text{TIR})^4} \\
& + \frac{2\,253,08}{(1 + \text{TIR})^5} + \frac{2\,253,08}{(1 + \text{TIR})^6} + \frac{2\,253,08}{(1 + \text{TIR})^7} + \frac{2\,253,08}{(1 + \text{TIR})^8} \\
& + \frac{2\,253,08}{(1 + \text{TIR})^9} + \frac{2\,253,08}{(1 + \text{TIR})^{10}} + \frac{2\,253,08}{(1 + \text{TIR})^{11}} + \frac{2\,253,08}{(1 + \text{TIR})^{12}} \\
& + \frac{2\,253,08}{(1 + \text{TIR})^{13}} + \frac{2\,253,08}{(1 + \text{TIR})^{14}} + \frac{2\,253,08}{(1 + \text{TIR})^{15}}
\end{aligned}$$

Lo cual despejamos y tenemos lo siguiente:

$$\text{TIR} = 0,1094 = 10,94\%$$

El TIR calculado es mayor al interés del 5%, utilizado en el cálculo del VAN, por lo que, el proyecto de inversión es aceptado.

- Para la “Vivienda 04” tenemos la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
0 = & -9\,243,95 + \frac{1\,153,70}{(1 + \text{TIR})^1} + \frac{1\,153,70}{(1 + \text{TIR})^2} + \frac{1\,153,70}{(1 + \text{TIR})^3} + \frac{1\,153,70}{(1 + \text{TIR})^4} \\
& + \frac{1\,153,70}{(1 + \text{TIR})^5} + \frac{1\,153,70}{(1 + \text{TIR})^6} + \frac{1\,153,70}{(1 + \text{TIR})^7} + \frac{1\,153,70}{(1 + \text{TIR})^8} \\
& + \frac{1\,153,70}{(1 + \text{TIR})^9} + \frac{1\,153,70}{(1 + \text{TIR})^{10}} + \frac{1\,153,70}{(1 + \text{TIR})^{11}} + \frac{1\,153,70}{(1 + \text{TIR})^{12}} \\
& + \frac{1\,153,70}{(1 + \text{TIR})^{13}} + \frac{1\,153,70}{(1 + \text{TIR})^{14}} + \frac{1\,153,70}{(1 + \text{TIR})^{15}}
\end{aligned}$$

Lo cual despejamos y tenemos lo siguiente:

$$\text{TIR} = 0,0951 = 9,10\%$$

El TIR calculado es mayor al interés del 5%, utilizado en el cálculo del VAN, por lo que, el proyecto de inversión es aceptado.

4.1.1.23. Curva del VAN x k(interés).

De acuerdo al interés va depender la estabilidad de un proyecto de inversión mediante el VAN, este comportamiento se muestra para cada una de las viviendas en la figura 102 – 105.

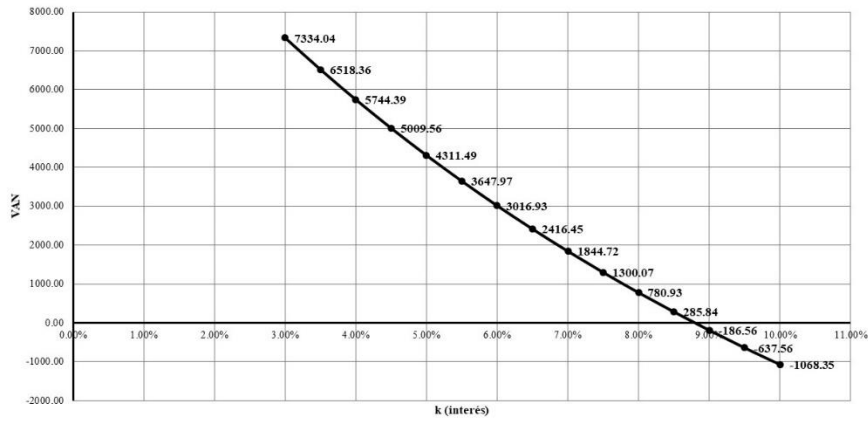


Figura 102. Curva del VAN x k (interés), de la “Vivienda 01”

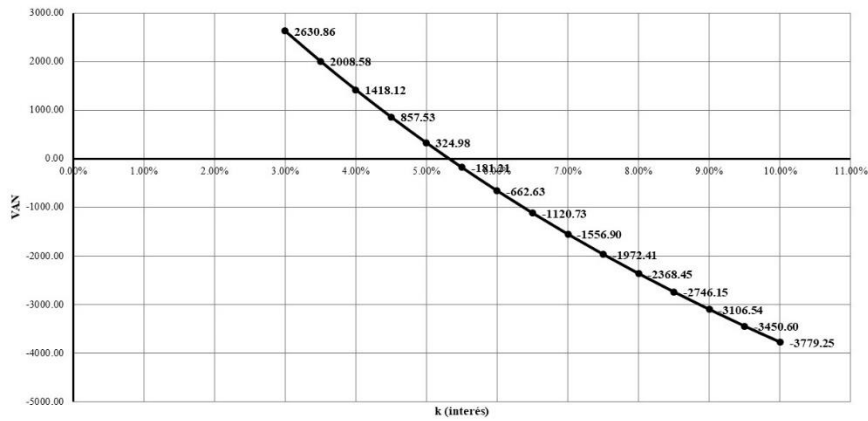


Figura 103. Curva del VAN x k (interés), de la “Vivienda 02”

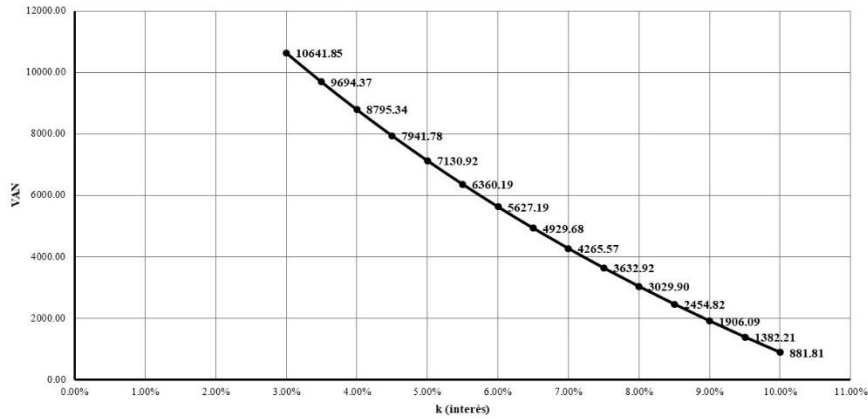


Figura 104. Curva del VAN x k (interés), de la “Vivienda 03”

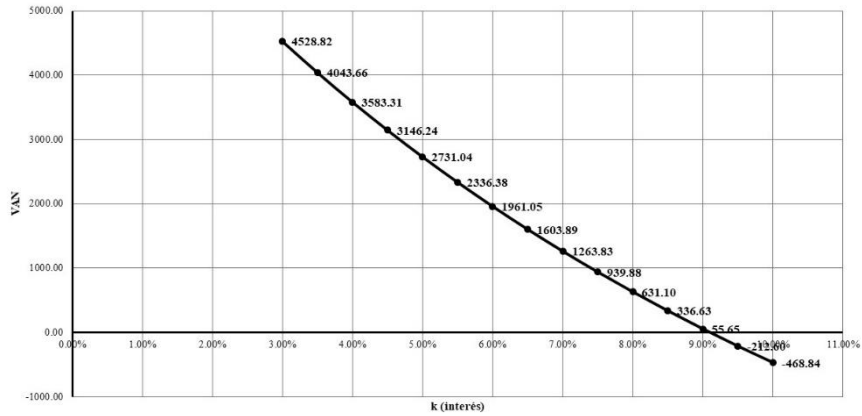


Figura 105. Curva del VAN x k (interés), de la “Vivienda 04”

4.1.1.24. Análisis del payback.

Para determinar en qué momento se va a recuperar la inversión se tiene que determinar el payback, con los datos obtenidos de la tabla 62 – 65, y el uso de la ecuación 43, a continuación, se muestra los resultados para cada vivienda:

Tabla 66

Evaluación del payback, de la “Vivienda 01”

Periodo	Ingresos (S/.)	Flujo anual $\frac{BN}{(1+k)^t}$ (S/.)	Saldo acumulado (S/.)
0	-15 821,69		-15 821,69
1	1 939,68	1 847,31	-13 974,38
2	1 939,68	1 759,34	-12 215,03
3	1 939,68	1 675,57	-10 539,47
4	1 939,68	1 595,78	-8 943,69
5	1 939,68	1 519,79	-7 423,91
6	1 939,68	1 447,42	-5 976,49
7	1 939,68	1 378,49	-4 598,00
8	1 939,68	1 312,85	-3 285,15
9	1 939,68	1 250,33	-2 034,81
10	1 939,68	1 190,79	-844,02
11	1 939,68	1 134,09	290,07
12	1 939,68	1 080,08	1 370,15
13	1 939,68	1 028,65	2 398,80
14	1 939,68	979,67	3 378,47
15	1 939,68	933,02	4 311,49

Nota: El flujo anual corresponde a un interés del 5%

La tabla 66, muestra que entre los años 10 y 11 se recupera la inversión inicial, para determinar con mayor precisión en meses, seguimos con el cálculo de la ecuación 43:

$$\text{Payback} = 10 + \frac{|-15\,821,69| - 14\,977,67}{1\,134,09} = 10,74 \text{ años}$$

Para determinar en meses:

$$\begin{array}{l} 1 \text{ año} \quad \rightarrow \quad 12 \text{ meses} \\ 0,74 \text{ años} \quad \rightarrow \quad x \end{array}$$

$$x = \frac{0,74 * 12}{1} = 8,88 \text{ meses} \approx 9 \text{ meses}$$

En conclusión, en 10 años y 9 meses se recuperará la inversión inicial de la “Vivienda 01”, que es menor a los 15 años de funcionamiento del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero.

Tabla 67

Evaluación del payback, de la “Vivienda 02”

Periodo	Ingresos (S/.)	Flujo anual $\frac{BN}{(1+k)^t}$ (S/.)	Saldo acumulado (S/.)
0	-15 034,43		-15 034,43
1	1 479,76	1 409,30	-13 625,13
2	1 479,76	1 342,19	-12 282,95
3	1 479,76	1 278,27	-11 004,67
4	1 479,76	1 217,40	-9 787,27
5	1 479,76	1 159,43	-8 627,84
6	1 479,76	1 104,22	-7 523,62
7	1 479,76	1 051,64	-6 471,98
8	1 479,76	1 001,56	-5 470,42
9	1 479,76	953,87	-4 516,55
10	1 479,76	908,44	-3 608,11
11	1 479,76	865,19	-2 742,92
12	1 479,76	823,99	-1 918,94
13	1 479,76	784,75	-1 134,19
14	1 479,76	747,38	-386,81
15	1 479,76	711,79	324,98

Nota: El flujo anual corresponde a un interés del 5%

La tabla 67, muestra que entre los años 14 y 15 se recupera la inversión inicial, para determinar con mayor precisión en meses, seguimos con el cálculo de la ecuación 43:

$$\text{Payback} = 14 + \frac{|-15\,034,43| - 14\,647,62}{711,79} = 14,54 \text{ años}$$

Para determinar en meses:

$$\begin{array}{l} 1 \text{ año} \quad \rightarrow \quad 12 \text{ meses} \\ 0,54 \text{ años} \rightarrow \quad \quad x \end{array}$$

$$x = \frac{0,54 * 12}{1} = 6,48 \text{ meses} \approx 7 \text{ meses}$$

En conclusión, en 14 años y 7 meses se recuperará la inversión inicial de la “Vivienda 02”, que es menor a los 15 años de funcionamiento del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero.

Tabla 68

Evaluación del payback, de la “Vivienda 03”

Periodo	Ingresos (S/.)	Flujo anual $\frac{BN}{(1+k)^t}$ (S/.)	Saldo acumulado (S/.)
0	-16 255,33		-16 255,33
1	2 253,08	2 145,80	-14 109,53
2	2 253,08	2 043,61	-12 065,92
3	2 253,08	1 946,30	-10 119,62
4	2 253,08	1 853,62	-8 266,00
5	2 253,08	1 765,35	-6 500,65
6	2 253,08	1 681,29	-4 819,36
7	2 253,08	1 601,23	-3 218,14
8	2 253,08	1 524,98	-1 693,16
9	2 253,08	1 452,36	-240,80
10	2 253,08	1 383,20	1 142,39
11	2 253,08	1 317,33	2 459,73
12	2 253,08	1 254,60	3 714,33
13	2 253,08	1 194,86	4 909,19
14	2 253,08	1 137,96	6 047,15
15	2 253,08	1 083,77	7 130,92

Nota: El flujo anual corresponde a un interés del 5%

La tabla 68, muestra que entre los años 9 y 10 se recupera la inversión inicial, para determinar con mayor precisión en meses, seguimos con el cálculo de la ecuación 43:

$$\text{Payback} = 9 + \frac{|-16\,255,33| - 16\,014,53}{1\,383,20} = 9,17 \text{ años}$$

Para determinar en meses:

$$\begin{array}{l} 1 \text{ año} \quad \rightarrow \quad 12 \text{ meses} \\ 0,17 \text{ años} \rightarrow \quad \quad x \end{array}$$

$$x = \frac{0,18 * 12}{1} = 2,04 \text{ meses} \approx 2 \text{ meses}$$

En conclusión, en 9 años y 2 meses se recuperará la inversión inicial de la “Vivienda 03”, que es menor a los 15 años de funcionamiento del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero.

Tabla 69

Evaluación del payback, de la “Vivienda 04”

Periodo	Ingresos (S/.)	Flujo anual $\frac{BN}{(1+k)^t}$ (S/.)	Saldo acumulado (S/.)
0	-9 243,95		-9 243,95
1	1 153,70	1 098,76	-8 145,19
2	1 153,70	1 046,44	-7 098,75
3	1 153,70	996,61	-6 102,15
4	1 153,70	949,15	-5 153,00
5	1 153,70	903,95	-4 249,04
6	1 153,70	860,91	-3 388,14
7	1 153,70	819,91	-2 568,23
8	1 153,70	780,87	-1 787,36
9	1 153,70	743,68	-1 043,67
10	1 153,70	708,27	-335,40
11	1 153,70	674,54	339,14
12	1 153,70	642,42	981,56
13	1 153,70	611,83	1 593,39
14	1 153,70	582,70	2 176,09
15	1 153,70	554,95	2 731,04

Nota: El flujo anual corresponde a un interés del 5%

La tabla 69, muestra que entre los años 10 y 11 se recupera la inversión inicial, para determinar con mayor precisión en meses, seguimos con el cálculo de la ecuación 43:

$$\text{Payback} = 10 + \frac{|-9\,243,95| - 8\,908,55}{674,54} = 10,50 \text{ años}$$

Para determinar en meses:

$$\begin{array}{l} 1 \text{ año} \quad \rightarrow \quad 12 \text{ meses} \\ 0,5 \text{ años} \quad \rightarrow \quad x \end{array}$$

$$x = \frac{0,5 * 12}{1} = 6 \text{ meses}$$

En conclusión, en 10 años y 6 meses se recuperará la inversión inicial de la “Vivienda 04”, que es menor a los 15 años de funcionamiento del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero.

4.1.1.25. Evaluación del costo del consumo energético.

Teniendo en cuenta la evaluación del VAN, TIR y payback para una tasa del 5%; podemos determinar la reducción del costo del consumo energético mediante la siguiente ecuación:

$$Gd = \frac{VAN}{N^{\circ}Tiempo} \dots\dots\dots [Ecuación 47]$$

Donde:

Gd = ganancia de dinero (en u.m./años, meses o días)

VAN = valor actual neto (en unidades monetarias)

NºTiempo = lapso de tiempo (en años, meses o días)

4.1.1.25.1. Evaluación del costo del consumo energético de la “Vivienda 01”.

Dividimos el VAN dentro de los 15 años de funcionamiento del sistema:

$$Gd = \frac{4\,311,49}{15} = 287,43 \frac{S/}{\text{años}}$$

Este resultado lo dividimos entre los 12 meses del año:

$$Gd = \frac{287,43}{12} = 23,95 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

Se puede concluir que, para una tasa del 5% el costo del consumo energético se reduce a nivel mensual S/. 23,95 que representa el 14,55% de los S/. 164,55 que se paga a la red eléctrica en el mes de más alto consumo con un precio del Watt promedio de 0,7249; correspondiente a la “Vivienda 01”, así como se muestra en la figura 106.

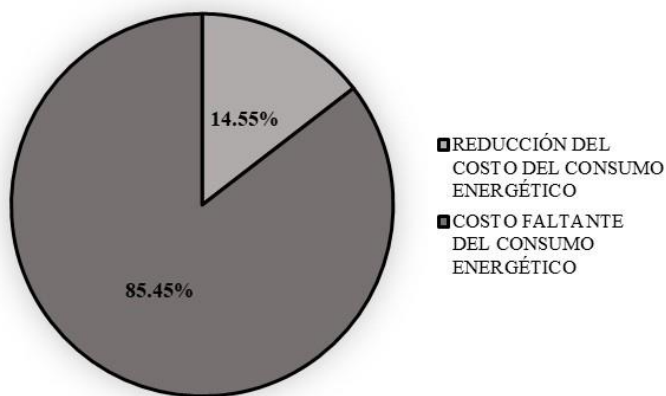


Figura 106. Evaluación del costo del consumo energético en el mes más crítico de la vivienda 01

4.1.1.25.2. Evaluación del costo del consumo energético de la “Vivienda 02”.

Dividimos el VAN dentro de los 15 años de funcionamiento del sistema:

$$Gd = \frac{324,98}{15} = 21,67 \frac{\text{S/}}{\text{años}}$$

Este resultado lo dividimos entre los 12 meses del año:

$$Gd = \frac{21,67}{12} = 1,81 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

Se puede concluir que, para una tasa del 5% el costo del consumo energético se reduce a nivel mensual S/. 1,81 que representa el 1,44% de los S/. 125,41 que se paga a la red eléctrica en el mes de más alto consumo con un precio del Watt

promedio de 0,7249; correspondiente a la “Vivienda 02”, así como se muestra en la figura 107.

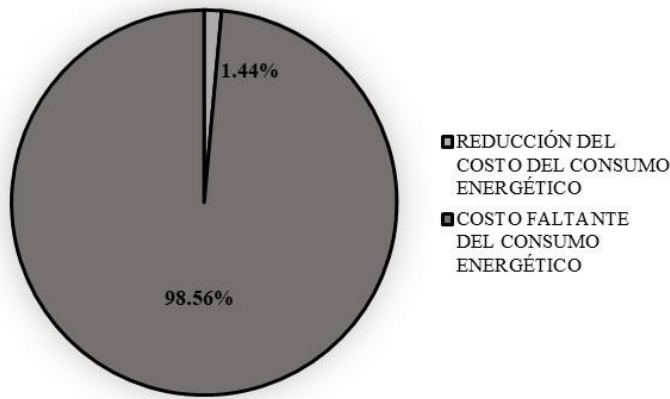


Figura 107. Evaluación del costo del consumo energético en el mes más crítico de la vivienda 02

4.1.1.25.3. Evaluación del costo del consumo energético de la “Vivienda 03”.

Dividimos el VAN dentro de los 15 años de funcionamiento del sistema:

$$Gd = \frac{7\,130,92}{15} = 475,39 \frac{\text{S/}}{\text{años}}$$

Este resultado lo dividimos entre los 12 meses del año:

$$Gd = \frac{475,39}{12} = 39,62 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

Se puede concluir que, para una tasa del 5% el costo del consumo energético se reduce a nivel mensual S/. 39,62 que representa el 20,62% de los S/. 192,10 que se paga a la red eléctrica en el mes de más alto consumo con un precio del Watt promedio de 0,7249; correspondiente a la “Vivienda 03”, así como se muestra en la figura 108.

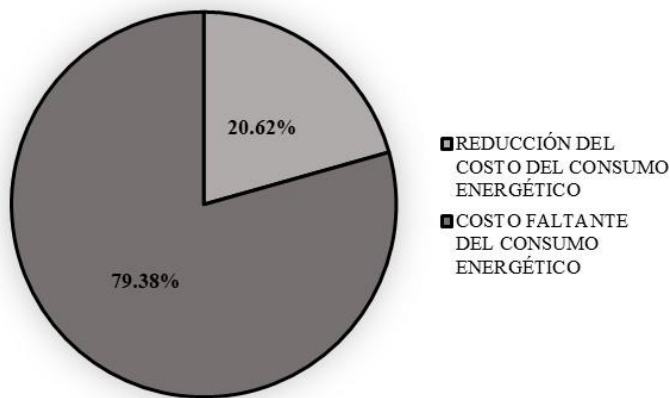


Figura 108. Evaluación del costo del consumo energético en el mes más crítico de la vivienda 03

4.1.1.25.4. Evaluación del costo del consumo energético de la “Vivienda 04”.

Dividimos el VAN dentro de los 15 años de funcionamiento del sistema:

$$Gd = \frac{2\,731,04}{15} = 182,07 \frac{\text{S/}}{\text{años}}$$

Este resultado lo dividimos entre los 12 meses del año:

$$Gd = \frac{182,07}{12} = 15,17 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

Se puede concluir que, para una tasa del 5% el costo del consumo energético se reduce a nivel mensual S/. 15,17 que representa el 15,39% de los S/. 98,59 que se paga a la red eléctrica en el mes de más alto consumo con un precio del Watt promedio de 0,7249; correspondiente a la “Vivienda 04”, así como se muestra en la figura 109.

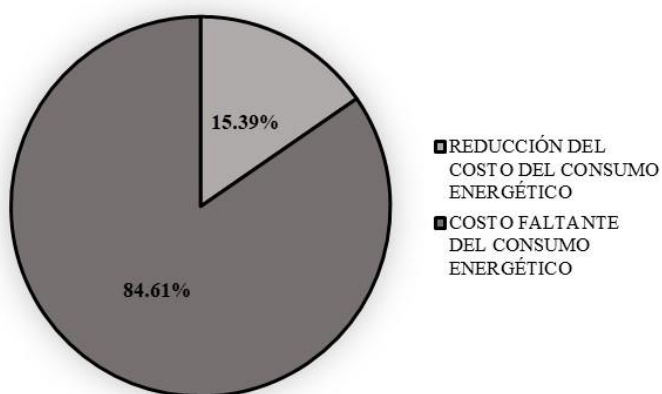


Figura 109. Evaluación del costo del consumo energético en el mes más crítico de la vivienda 04

4.2. Contrastación de hipótesis

4.2.1. Contrastación de la hipótesis general.

Se planteó como hipótesis general: “La potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero influirá en el costo del consumo energético en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022”. Como se demostró en el punto 4.1. del presente capítulo (cálculos de diseño) y de forma resumida en la tabla 70, se comprueba que la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero, influye positivamente en el costo del consumo energético de las viviendas ubicadas en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua en el año 2022.

Tabla 70

Resumen de los resultados

Usuario	Potencia pico del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero (kWp)	Reducción del costo del consumo energético (%)
Vivienda 01	1,28	14,55
Vivienda 02	0,97	1,44
Vivienda 03	1,49	20,62
Vivienda 04	0,76	15,39

Nota: La reducción del costo del consumo energético corresponde a un interés del 5%

4.2.2. Contrastación de la hipótesis específicas.

En este trabajo de investigación se cuenta con dos hipótesis específicas:

- La primera trata de determinar, si el costo del consumo energético se reducirá representativamente en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022. Al culminar los cálculos de diseño y por medio de las figuras 106, 107, 108 y 109; se comprueba que el costo del consumo energético no disminuye representativamente debido a que no supera el 50% del costo total, por lo tanto, se rechaza la hipótesis propuesta.

b) La segunda trata de determinar, si la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero, cubrirá representativamente el consumo energético de la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022. Al culminar los cálculos de diseño y por medio de las figuras 90, 92, 94 y 96; se comprueba que la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero cubre representativamente el consumo energético debido a que supera el 50% de la energía demandada, por lo tanto, se acepta la hipótesis propuesta.

4.3. Discusión de resultados

En los resultados encontrados en este trabajo de investigación, se acepta la hipótesis general que establece que la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero influye en el costo del consumo energético de la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022.

Estos resultados coinciden con las investigaciones de Helfer (2021) en una compañía de bomberos en Arequipa, Mamani, Chavez, Raymundo y Gallegos (2020) en una vivienda rural en Cusco, Quispe y Poccori (2021) en un instituto en Cusco y Guevara (2018) en un local de servicio telefónico en Cajamarca, que afirman la relación de reducción del costo del consumo energético con la implementación de un sistema fotovoltaico híbrido. Por otro lado, León (2019) y Aguirre (2019) también afirman la relación de reducción del costo del consumo energético, pero en sistemas fotovoltaicos conectados en la red. Mientras que Huamán (2020), afirma el cubrimiento de la energía eléctrica por medio de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero que coincide con Garrido y Morales (2019) y Pérez y Delgado (2019), en sistemas fotovoltaicos autónomos.

En lo que respecta con la cantidad de reducción del costo del consumo energético concuerda con Helfer (2021), Quispe y Poccori (2021) y Guevara (2018) que no disminuye representativamente debido a que no supera el 50% del costo total.

En lo que respecta con la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero coincide con los trabajos de estos mismos autores que afirman, que cubre representativamente el consumo energético debido a que supera el 50% de la energía demandada.

Como se muestra en la tabla 70, se realizó el estudio de cuatro viviendas unifamiliares ubicadas en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua con diferentes características que, por consiguiente, se obtuvieron distintos resultados.

Por parte de la “Vivienda 01” conformado por más de cuatro personas con un consumo mayor de 200 kW.h al mes, se tuvo como resultado una potencia pico de 1 280Wp, con un cubrimiento de energía del 98,23% y una reducción del costo del 14,55%, este último no se asemeja en los resultados encontrados en la “Vivienda 02” conformado por más de cuatro personas y con un consumo menor de 200 kW.h al mes, corresponde a una potencia pico de 970Wp, con un cubrimiento del 98,83% y una reducción del costo del 1,44%; esto se debe a que las capacidades necesarias para la instalación no se encuentran en el mercado nacional por lo que, se seleccionó el mayor mas próximo que con lleva el aumento de costo y el ligero sobredimensionamiento del sistema, además las limitaciones de los inversores híbridos implico la selección de uno interconectado, que en términos técnico es muy superior a los inversores cargadores pero al mismo tiempo son más costosos. Todas

estas subidas de los precios causo una inversión muy superior comparado con lo que se paga mensualmente, por esta razón la reducción de costos es mínima.

Mientras que la “Vivienda 03” conformado por menos o igual de cuatro personas con un consumo mayor de 200 kW.h al mes, que corresponde a una potencia pico de 1 490Wp, con un cubrimiento del 97,74% y una reducción del costo del 20,62%; en términos de cubrimiento se asemeja a los resultados de las viviendas anteriores, sin embargo, difiere en la reducción costos con la “Vivienda 01” ligeramente y con la “Vivienda 02” significativamente. Esto se debe a que el consumo de la “Vivienda 03” es muy superior a las viviendas mencionadas anteriormente, que sus capacidades necesarias de instalación son cercanas a los equipos encontrados en el mercado nacional, por lo que no existiera un sobredimensionamiento y, por consiguiente, una subida de costo. Cabe indicar que es la vivienda que más paga por el servicio de energía eléctrica y tiene mayor respaldo económico que las viviendas anteriores, por estas razones su reducción de costos es superior.

Por otro lado, la “Vivienda 04” conformado por menos o igual de cuatro personas con un consumo menor de 200 kW.h al mes; es todo lo contrario con la “Vivienda 03”, en los aspectos siguientes: es la vivienda con menor respaldo económico y de menor consumo energético, por lo que corresponde a una potencia pico de 760Wp, con un cubrimiento del 97,52% y una reducción del costo del 15,39%; así como los anteriores en términos de respaldo energético coincide cercanamente con las otras tres viviendas, sin embargo, en términos de reducción de costos solo coincide con los resultados de la “Vivienda 01”, esto se debe en parte a los equipos seleccionados se acercan a las capacidades calculadas necesarias para

la instalación, lo cual no existe un sobredimensionamiento, pero la razón más importante es que al ser un sistema de baja potencia requiere de menos equipos como es en el caso de los paneles solares y de capacidades inferiores como es en el caso del inversor híbrido y de las baterías. Ya que el inversor híbrido seleccionado opera a un nivel de tensión de baterías de 12V, que implica la reducción de la cantidad y al mismo tiempo el aprovechamiento de la capacidad de las baterías que con lleva a la reducción de los costos de la instalación del sistema, a comparación de las otras viviendas que operan a un nivel de tensión de 24V, que implica el aumento de dichas baterías y su costo.

Cabe indicar que la reducción del costo del consumo energético está enlazada directamente con el interés bancario, que al ser este un pago adicional por el préstamo de capital perjudica o disminuye considerablemente los ingresos obtenidos ya se ha mensual o anual. Por lo tanto, podemos decir que, si no existiera el interés bancario o en caso se tuviera el capital necesario para la instalación la reducción del costo del consumo energético llegaría a cumplir en lo previsto en nuestra primera hipótesis específica en cuestión.

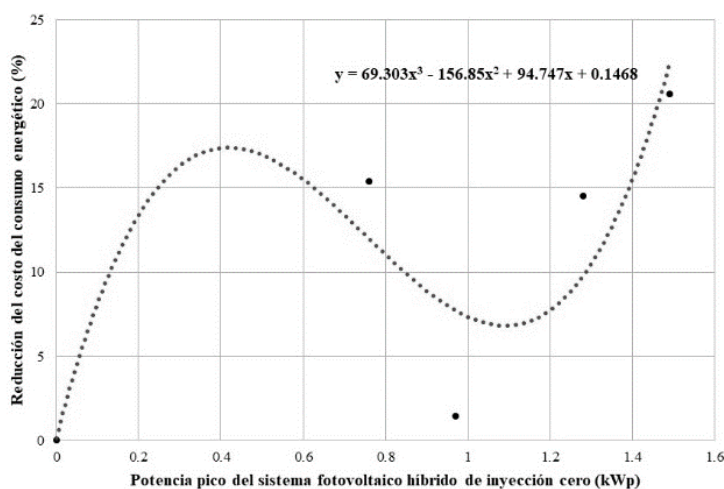


Figura 110. Comportamiento de la potencia pico de acuerdo con la reducción de costos

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

- Primera.** Como conclusión general, se determinó que la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero influye en el costo del consumo energético en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022. En ese sentido, el costo del consumo energético se reduce entre 1,44% al 20,62% con una tasa de interés del 5% dependiendo de la potencia pico del sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero que varía entre 760 a 1 490Wp y un cubrimiento del consumo energético entre 97,52% al 98,83%.
- Segunda.** El costo del consumo energético no se redujo representativamente en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022. Debido a que no supera el 50% del costo total.
- Tercera.** La potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero, cubre representativamente el consumo energético de la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022. Debido a que supera el 50% de la energía demandada.

5.2. Recomendaciones

Primera. Diseñar gráficos de curvas del consumo energético de las viviendas unifamiliares de acuerdo a la reducción del costo del consumo energético en base a una o varias tasas de interés, de esta forma se determinará con mayor precisión los rangos de consumo energético que más se van a beneficiar con la instalación de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero.

Segunda. Ampliar el horizonte de equipos solares (módulos fotovoltaicos, inversores, baterías, etc.) en el mercado nacional por parte de los proveedores independientes (internacionales) así como nacionales, con el fin de evitar las limitaciones de selección de estos equipos, que de cierta forma provoca el sobredimensionamiento de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero.

Tercera. Diseñar estrategias de información de alcance poblacional sobre la gestión energética, control y manipulación del consumo energético de nuestra vivienda, con la finalidad de detectar las cargas más críticas como las jornadas con mayor consumo energético, de esta forma se obtendrá información más precisa para el diseño de un respaldo o cubrimiento de la energía eléctrica más cercana al 100%.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilar, N. (2018). *Dimensionamiento de un sistema de generación solar fotovoltaica para electrificar el caserío Cuñish Grande ubicado en San Luis – San Pablo - Cajamarca* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Recuperado de <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/1994>
- Aguirre, N. (2019). *Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica pública para la I.E. N°16531, puerto Chinchipe – San Ignacio* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional de Jaén, Cajamarca, Perú. Recuperado de <https://repositorio.unj.edu.pe/handle/UNJ/203>
- Arno, S., Klaus, J., Olindo, I., René, S. y Miro, Z. (2016). *SOLAR ENERGY the physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems.* Recuperado de <http://dspace.khazar.org/jspui/bitstream/20.500.12323/4248/1/Solar%20Energy%20The%20Physics%20and%20Engineering%20of%20Photovoltaic%20Conversion%2C%20Technologies%20and%20Systems%20by%20Olindo%20Isabella%2C%20Klaus%20J%2C%20Arno%20Smet%2C%20Ren%2C%20van%20Swaaij%2C%20Miro%20Zeman%20%28z-lib.org%29.pdf>
- AutoSolar (2021). *¿Qué son las células PERC?*. Recuperado de <https://autosolar.co/paneles-fotovoltaicos/que-son-las-celulas-perc>
- Bellota, M. (2019). *Propuesta de factibilidad energética haciendo uso de paneles solaren en la Universidad Católica de Santa María bajo el enfoque del PMI*

- (Tesis de pregrado). Universidad Católica de Santa María, Arequipa, Perú.
Recuperado de <http://tesis.ucsm.edu.pe/repositorio/handle/UCSM/8864>
- Carhuavilca, A. (2021). *Diseño e implementación de un sistema de adquisición de datos para el registro de irradiancia, temperatura y cálculo de productividad energética de los sistemas fotovoltaicos conectados a red* (Tesis de pregrado). Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú.
Recuperado de <https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/20409>
- Castillo, L. (2019). *Empleo de la energía solar para generación eléctrica con paneles solares para la localidad de Luzfaque (Sector II) – Mesones Muro - Ferreñafe* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Recuperado de <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/4485>
- Ccorisapra, A. y Mora, J. (2019). *Propuesta de construcción de una vivienda modular rural con instalaciones sostenibles en el distrito de Sondorillo - Piura* (Tesis de pregrado). Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas, Lima, Perú. Recuperado de <https://repositorioacademico.upc.edu.pe/handle/10757/628040>
- Cerrón, A. (2019). *Dimensionamiento del potencial fotovoltaico para el funcionamiento de una planta desalinizadora por ósmosis inversa en La Gramita, Casma - Ancash* (Tesis de maestría). Universidad Nacional Federico Villareal, Lima, Perú. Recuperado de <http://repositorio.unfv.edu.pe/handle/UNFV/3235?show=full&locale-attribute=en>

- Chávez, D. (2018). *Modelamiento, simulación y control comparativo de un panel solar con autoposicionamiento para la empresa Ayni Sac - Trujillo* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional de Trujillo, Trujillo, Perú. Recuperado de <https://dspace.unitru.edu.pe/handle/UNITRU/11164>
- Choque, D. (2018). *Evaluación del uso de energía solar fotovoltaica – eólica para la impulsión de un sistema de abastecimiento de agua en un centro poblado rural - Ilave* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional del Altiplano, Puno, Perú. Recuperado de <https://repositorioslatinoamericanos.uchile.cl/handle/2250/3279078>
- CLEAN ENERGY REVIEWS (2020). *Most Efficient Solar Panels 2022*. Recuperado de <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>
- Córdova, I. (2019). *Microgeneración fotovoltaica con el software PVSyst en el Centro Poblado San Marcos - Lambayeque* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Recuperado de <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/4537>
- Correa, H. y Gonzales, V. (2018). *Diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para la generación de energía eléctrica en la Institución Educativa N°287 de la Comunidad Nativa Villa Gonzalo, Distrito Rio Santiago, provincia Condorcanqui, departamento de Amazonas* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Recuperado de <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/2198>
- Crespo, P. (2021). *Simulación de sistemas de seguimientos del punto de máxima potencia en sistemas fotovoltaicos* (Tesis de pregrado). Universidad de

Valladolid, Valladolid, España. Recuperado de
<https://uvadoc.uva.es/handle/10324/47232>

De la Cruz, M. (2019). *Dimensionamiento de un sistema híbrido eólico fotovoltaico para electrificar el caserío el Higuerón en Salas en el departamento de Lambayeque* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Recuperado de
<https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/8108>

Díaz, F. (2018). *Dimensionamiento de una minicentral solar fotovoltaica aislada para el suministro de energía eléctrica al centro poblado Guarrago ubicado en el distrito de Súcota, provincia de Cutervo, departamento de Cajamarca* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Recuperado de
<https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/2502>

European Commission (2019). *Photovoltaic Geographical Information System*. Recuperado de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Fernández, A. (2019). *Diseño de un parque híbrido de 15MW aplicado en la provincia de Celendín, región Cajamarca* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Recuperado de
<https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/8283>

García, L. (2019). *Optimización con el software Homer de un sistema eléctrico con energía renovable en el centro poblado Santa Mercedes de Pillingue en el distrito de Balsa Puerto - Loreto* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Recuperado de
<https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/5492>

- García, R. (2020). *Diseño óptimo de sistema de generación fotovoltaico con almacenamiento en baterías para vivienda unifamiliar y electrolineras basado en técnicas de Machine Learning* (Trabajo de fin de máster). Universidad de Sevilla, Sevilla, España. Recuperado de <https://idus.us.es/handle/11441/107045>
- Garrido, J. y Morales, M. (2019). *Diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para la demanda eléctrica del Centro de Salud Magllanal, Jaén - Cajamarca* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional de Jaén, Cajamarca, Perú. Recuperado de <https://repositorio.unj.edu.pe/handle/UNJ/208>
- Gerencia Regional de Energía y Minas (2018). *2017 anuario estadístico de electricidad*. Recuperado de http://energiayminasmoquegua.gob.pe/web/phocadownload/Publicaciones/Anuario_Electricidad_2017.pdf
- Granados, M. (2019). *Propuesta de un sistema de generación híbrido eólico fotovoltaico conectado a red para suministrar con energía eléctrica a la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo de Lambayeque* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Recuperado de <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/8006>
- Guevara, C. (2018). *Viabilidad de un sistema fotovoltaico para suministrar energía eléctrica a la estación base celular de la empresa Claro ubicado en El Caserío Santa Rosa – Sallique – Jaén - Cajamarca* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Recuperado de <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/2430>

- Helfer, A. (2021). *Diseño e implementación de un sistema fotovoltaico en la compañía de bomberos de Vanahuara - Arequipa* (Tesis de pregrado). Universidad Católica de Santa María, Arequipa, Perú. Recuperado de <https://tesis.ucsm.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12920/11321>
- Hernández, R., Fernández, C. y Baptista, M. (2014). *Metodología de la investigación*. Recuperado de <https://www.uca.ac.cr/wp-content/uploads/2017/10/Investigacion.pdf>
- Huamán, G. (2020). *Diseño de un sistema fotovoltaico on grid de autoconsumo e inyección 0 conectado a la red eléctrica del Centro de Salud Haquira, Apurímac 2020* (Tesis de pregrado). Universidad Tecnológica del Perú, Lima, Perú. Recuperado de <https://repositorio.utp.edu.pe/handle/20.500.12867/3797>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2009). *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones de baja temperatura*. Recuperado de https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_ST_Pliego_de_Condiciones_Tecnicas_Baja_Temperatura_09_082ee24a.pdf
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2011). *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red*. Recuperado de https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaaf.pdf
- Jamjachi, J. (2021). *Diseño de un sistema eléctrico híbrido para una vivienda residencial* (Tesis de pregrado). Universidad Continental, Huancayo, Perú.

- Recuperado de
<https://repositorio.continental.edu.pe/handle/20.500.12394/9879>
- Lázaro, J. (2020). *Dimensionamiento óptimo de sistema fotovoltaico para autoconsumo* (Trabajo final de grado). Instituto Politécnico de Viseu, Viseu, Portugal. Recuperado de:
<https://zaguan.unizar.es/record/90047?ln=es#>
- León, J. (2019). *Generación distribuida mediante el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución en el Instituto ISA - Chiclayo* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Recuperado de
<https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/8072>
- Lizana, C. (2019). *Dimensionamiento de un sistema con recursos energéticos renovables conectado a red en el Distrito de Tarapoto, San Martín* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Recuperado de <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/8169>
- Lopez, P. (2015). *Diseño de una instalación solar fotovoltaica para el suministro de energía eléctrica de una vivienda aislada*. Recuperado de <http://deeea.urv.cat/public/PROPOSTES/pub/pdf/2317pub.pdf>
- Mamani, J., Chavez, A., Raymundo, N. y Gallegos, J. (2020). *Análisis de la viabilidad de la implementación de un sistema fotovoltaico en una vivienda rural en Cusco* (Tesis de pregrado). Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú. Recuperado de
<https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/18209>

- Mamani, Y. y Mamani, C. (2019). *Determinación experimental de la eficiencia de un panel fotovoltaico marca SUNBE SOLAR tipo SLP 60-12 de 60W bajo las condiciones ambientales de Puno con énfasis en la intensidad de radiación solar* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional del Altiplano, Puno, Perú. Recuperado de <https://repositorioslatinoamericanos.uchile.cl/handle/2250/3279878>
- Manay, R. (2019). *Generación de energía eléctrica mediante biogás de los residuos orgánicos ganaderos y energía solar fotovoltaica en el caserío Chenten en la provincia de Chota – Huambos - Cajamarca* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Recuperado de <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/5220>
- Ministerio de Energía y Minas (2006). *Código Nacional de Electricidad*. Recuperado de https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/898623/C%C3%B3digo_Nacional_de_Electricidad__Utilizaci%C3%B3n_.pdf
- Ministerio de la Producción (2016). *Decreto Supremo N° 013-2016-PRODUCE*. Recuperado de <http://www2.produce.gob.pe/dispositivos/publicaciones/ds013-2016-produce.pdf>
- Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería (2020). *Central Solar Rubí (144,48MW)*. Recuperado de <https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/MapaSEIN/informes/proyectos/construccion/201801.pdf>

- Peña, W. y Nevado, J. (2019). *Desarrollo de un sistema de control que hace el seguimiento del máximo punto de potencia en paneles solares aplicado a sistemas de generación fotovoltaica para entornos rurales* (Tesis de pregrado). Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas, Lima, Perú. Recuperado de <https://repositorioacademico.upc.edu.pe/handle/10757/626089>
- Peredo, E. (2019). *Diseño de un sistema de generación híbrido eólico solar para la electrificación rural al caserío Inneche del distrito de Morrope provincia y departamento de Lambayeque* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Recuperado de <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/8212>
- Pérez, D. y Delgado, J. (2019). *Diseño de un sistema fotovoltaico aislado para el suministro eléctrico al Caserío Jaway, distrito y provincia Jaén - Cajamarca* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional de Jaén, Cajamarca, Perú. Recuperado de <https://repositorio.unj.edu.pe/handle/UNJ/67>
- Perpiñán, Ó., Colmenar, A. y Castro, M. (2012). *Diseño de sistemas fotovoltaicos*. Recuperado de https://www.soltuyo.com/libros/esf_img-051tco-4.pdf
- Poclín, E. (2019). *Implementación de sistemas fotovoltaicos, en comunidades aisladas de las redes eléctricas convencionales en la provincia de Bongará – región Amazonas* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Recuperado de <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/4234>
- Quintanilla, A. (2020). *Diseño de un sistema solar fotovoltaico aislado para suministrar de energía eléctrica la localidad de Patahuasi – Pampa*

- Cañahuas* (Tesis de pregrado). Universidad Católica de Santa María, Arequipa, Perú. Recuperado de <http://tesis.ucsm.edu.pe/repositorio/handle/UCSM/10422>
- Quispe, V. y Poccori A. (2021). *Estudio del sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a la red eléctrica y uso eficiente de energía del Instituto Blue Ribbon Internacional Cusco* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, Cusco, Perú. Recuperado de <https://repositorio.unsaac.edu.pe/handle/20.500.12918/6088>
- Reyes, E. (2019). *Propuesta de uso de energía solar para el suministro de energía eléctrica y mejora de la eficiencia energética en la Universidad ESAN* (Tesis de pregrado). Universidad ESAN, Lima, Perú. Recuperado de <https://repositorio.esan.edu.pe/handle/20.500.12640/1668>
- Robles, C. y Rodríguez O. (2018). Un panorama de las energías renovables en el Mundo, Latinoamérica y Colombia. *Revista ESPACIOS*, 39(34), 10.
- Roca, J. (2020). *Las 20 mayores plantas fotovoltaicas del mundo: India manda en el ranking y España entra en el Top 20*. Recuperado de <https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-plantas-fotovoltaicas-del-mundo/>
- Sánchez, G. (2019). *Sistema fotovoltaico conectado a la red para el centro de salud “El Arenal” en el centro poblado El Arenal, distrito El Arenal, Paita – Piura* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Recuperado de <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/8040>

- Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (2003). *Atlas de energía solar del Perú*. Recuperado de <https://hdl.handle.net/20.500.12542/343>
- Soteris, K. (2014). *Solar Energy Engineering Processes and Systems*. Recuperado de https://downacademia.com/32533754/Solar_Energy_Engineering_Processes_and_Systems_Second_Edition
- TECHNOSUN (2021). *Listado paneles solares Tier-1 (Actualizado Junio 2022 Q2)*. Recuperado de <https://www.technosun.com/es/blog/listado-paneles-solares-tier-1/>
- Tena, I. (2020). *Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos para cubrir aplicaciones térmicas domésticas* (Trabajo fin de grado). Universidad Zaragoza, Zaragoza, España. Recuperado de: <https://zagan.unizar.es/record/96348/files/?ln=es>
- Toscano, A. (2019). *Análisis de distintas posibilidades de autoconsumo fotovoltaico en conexión a red y en aislado* (Trabajo de fin de máster). Universidad Zaragoza, Zaragoza, España. Recuperado de: <https://zagan.unizar.es/record/87178?ln=es>
- Valera, W. (2018). *Diseño y cálculo de un sistema fotovoltaico para riego con agua subterránea en el distrito de Caminaca provincia de Azángaro – Puno* (Tesis de pregrado). Universidad Andina “Néstor Cáceres Velásquez, Puno, Perú. Recuperado de <http://repositorio.uancv.edu.pe/handle/UANCV/2612>
- Vasquez, G. (2019). *Migro generación distribuida con sistema fotovoltaico para autoconsumo en la Municipalidad de Picsi en el departamento de Lambayeque* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo,

Lambayeque, Perú. Recuperado de
<https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/8018>

Vega, D. (2018). *Propuesta de suministro eléctrico mediante sistema fotovoltaico a las localidades de Lejía y Malaga distrito Soloco Chachapoyas Amazonas* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Recuperado de
<https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/3213>

VOLTAIKA PERÚ S.A. (2022). *Las ocho plantas solares fotovoltaicas en el Perú*. Recuperado de <https://voltaika.net/las-siete-plantas-solares-fotovoltaicas-en-el-peru/>

WEATHER SPARK (2021). *El clima y el tiempo promedio en todo el año en Moquegua Perú*. Recuperado de
<https://es.weatherspark.com/y/26563/Clima-promedio-en-Moquegua-Per%C3%BA-durante-todo-el-a%C3%B1o>