



Universidad Nacional Mayor de San Marcos

Universidad del Perú. Decana de América

Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica

Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica

**Diseño y análisis de un sistema de paneles fotovoltaicos
para la alimentación eléctrica de extractores
helicocentrífugos en una de las instalaciones del Nuevo
Hospital de Moquegua**

TESIS

Para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista

AUTOR

Edver POCLIN ALVIS

ASESOR

Hipólito RODRÍGUEZ CASAVILCA

Lima, Perú

2021



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Poclin, E. (2021). *Diseño y análisis de un sistema de paneles fotovoltaicos para la alimentación eléctrica de extractores helicocentrífugos en una de las instalaciones del Nuevo Hospital de Moquegua*. [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

HOJA DE METADATOS COMPLEMENTARIOS

Código ORCID del autor	“—”
DNI o pasaporte del autor	45065438
Código ORCID del asesor	https://orcid.org/0000-0003-1728-4487
DNI o pasaporte del asesor	21461869
Grupo de investigación	GRUPO ECOLOGICO DE SAN MARCOS
Agencia financiadora	“—”
Ubicación geográfica donde se desarrolló la investigación	Edificio: Hospital Regional de Moquegua País: Perú Departamento: Moquegua Provincia: Mariscal Nieto Distrito: Moquegua Dirección: Av. Simón Bolívar 505 Latitud: -17.1872329 Longitud: -70.9306309
Año o rango de años en que se realizó la investigación	2018-2020
Disciplinas OCDE	2.02.01 Ingeniería eléctrica, Ingeniería electrónica https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#2.02.01



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
(Universidad del Perú, DECANA DE AMÉRICA)
FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y ELÉCTRICA

ACTA DE SUSTENTACIÓN N° 003-EPIEI-FIEE/2021

**TESIS N° 003-FIEE/2021 PARA OPTAR EL
TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA**

Los suscritos Miembros de Jurado, nombrados por la Dirección de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, reunidos en la fecha bajo la Presidencia del Dr. Walter Alejandro Guzmán Estremadoyro e integrado por los Ingenieros: Mg. Luis Mark Rudy Ponce Martínez, Ing. Edmundo Picon Llanos y el Mg. Hipólito Rodríguez Casavilca (Miembro -Asesor)

Después de escuchar la Sustentación de Tesis del Bachiller EDVER POCLIN ALVIS (07190030), para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista por la modalidad de Titulación Ordinaria, quien expuso su TESIS: “DISEÑO Y ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE PANELES FOTOVOLTAICOS PARA LA ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA DE EXTRACTORES HELICOCENTRÍFUGOS EN UNA DE LAS INSTALACIONES DEL NUEVO HOSPITAL DE MOQUEGUA”.

Se acordó **APROBARLO** por **UNANIMIDAD**

Con la Nota de **TRECE (13)**

Ciudad Universitaria, 29 de abril de 2021

Dr. Walter Alejandro Guzmán Estremadoyro
Presidente de Jurado

Mg. Luis Mark Rudy Ponce Martínez
Miembro de Jurado

Ing. Edmundo Picon Llanos
Miembro de Jurado

Mg. Hipólito Rodríguez Casavilca
Miembro de Jurado-Asesor



UNMSM

Firmado digitalmente por PONCE
MARTINEZ Luis Mark Rudy FAU
20148092282 soft
Motivo: Soy el autor del documento
Fecha: 21.06.2021 16:58:32 -05:00

Mg. Luis Mark Rudy Ponce Martínez
Director de la EPIEI



UNMSM

Firmado digitalmente por UTRILLA
SALAZAR Dario FAU 20148092282
soft
Motivo: Soy el autor del documento
Fecha: 22.06.2021 15:06:56 -05:00

Dr. Dario Utrilla Salazar
Decano FIEE – UNMSM

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mi amada familia, de quienes siempre recibí su apoyo y amor incondicional. Me inculcaron todos los valores que rigen mi vida y son los más grandes referentes en cada una de las etapas que me tocó vivir.

A mi padre, Juan de Dios, por ser un referente indiscutible en la carrera de ingeniería y cuya trayectoria fue determinante en mi vocación profesional.

A mi madre, Bremilda, por forjar mi personalidad y estar siempre vigilante en cada uno de mis pasos con todo el amor y paciencia de una gran mujer.

A mi hermana, Helen, por ser una inspiración constante de superación personal y profesional.

Agradecimientos

A Dios por sobre todas las cosas, por guiarme siempre por el camino del bien.

A mi Alma Mater, la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, en cuyas aulas recibí la formación académica y en valores de cada uno de los docentes quienes impartieron sus conocimientos de forma correcta para formar profesionales de primera calidad en pro del servicio a la sociedad y desarrollo de nuestro país.

A todos aquellos de quienes recibí su apoyo incondicional.

Índice

Índice	iv
Lista de Figuras	xi
Lista de Tablas	xiii
Lista de Siglas	xv
Resumen	xvi
Abstract	xvii
Capítulo 1 Introducción	1
1.1. Planteamiento del Problema	1
1.2. Formulación del Problema	3
1.2.1. Problema General	3
1.2.2. Problemas Específicos	3
1.3. Justificación	3
1.4. Objetivos	4
1.4.1. Objetivo General	4
1.4.2. Objetivos Específicos	4
1.5. Aportes	5
Capítulo 2 Marco Teórico	6
2.1. Antecedentes del Estudio	6
2.2. Base Teórica	8
2.2.1. Energía Solar	8
2.2.2. Radiación Solar	8
2.2.3. Movimiento del Sol	9
2.2.3.1. Coordenadas Geográficas	9
2.2.3.2. Movimiento Aparente del Sol sobre el Horizonte	10
2.2.4. Coordenadas Celestes Horizontales	11
2.2.4.1. Azimut Solar (ψ)	12

2.2.4.2.	Altura Solar (h).....	12
2.2.5.	Ventajas de la Energía Solar	13
2.3.	Tecnología Fotovoltaica	14
2.3.1.	Módulos Fotovoltaicos	14
2.3.1.1.	Módulos de Células Monocristalinas	16
2.3.1.2.	Módulos de Células Policristalinas	16
2.3.1.3.	Módulos de Células de Silicio Amorfo	17
2.3.1.4.	Otras Tecnologías.....	17
2.3.2.	Factores que Afectan a los Paneles Fotovoltaicos	18
2.3.3.	Voltaje de Diseño Bajo Condiciones de Operación.....	22
2.3.4.	Arreglos Fotovoltaicos.....	24
2.3.5.	Energía Generada por un Arreglo FV	27
2.4.	Aplicación de la Energía Solar Fotovoltaica	27
2.4.1.	Sistema Fotovoltaico Conectado a Red (SFCR).....	28
2.4.2.	Sistema Fotovoltaico Aislado a Red o Autónomo (SFVA)	30
2.5.	Diseño de un Sistema Fotovoltaico de Autoconsumo	33
2.5.1.	Condiciones del Lugar	34
2.5.2.	Cálculo del Consumo Diario de las Cargas (W-h)	34
2.5.3.	Uso de Mapas Solares para el cálculo del Recurso Solar	34
2.5.3.1.	Declinaciones Características Mensuales.....	35
2.5.3.2.	Orientación e Inclinación de un Panel FV	36
2.5.3.3.	Factor de Corrección de la Radiación Solar incidente Diaria (FR).....	38
2.5.3.4.	Cálculo del Recurso Solar	39
2.5.4.	Diseño del Subsistema de Generación	39
2.5.4.1.	Requerimiento Energético	39
2.5.4.2.	Separación entre Paneles FV	45
2.5.4.3.	Estructura de Soporte para los Paneles Fotovoltaicos.....	46

2.5.5.	Diseño del Subsistema de Acumulación.....	47
2.5.5.1.	Acumulador Electroquímico	47
2.5.5.2.	Efecto de la Densidad del electrolito y temperatura en el Acumulador.....	51
2.5.5.3.	Ciclado	53
2.5.5.4.	Mecanismos de Degradación	54
2.5.5.5.	Diseño del Banco de Baterías.....	55
2.5.5.6.	Selección de Tecnologías de Acumuladores	57
2.5.6.	Diseño del Subsistema de Regulación	59
2.5.6.1.	Controlador de Carga (CC)	59
2.5.7.	Diseño del Subsistema de Adaptación.....	63
2.5.7.1.	Inversor de Carga	63
2.5.8.	Dimensionamiento de Conductores Eléctricos	64
2.5.8.1.	Selección por Capacidad de Corriente	65
2.5.8.2.	Selección por caída de Tensión.....	65
2.5.9.	Protecciones del Sistema y Puesta a Tierra	67
2.5.9.1.	Protecciones de los Componentes	67
2.5.9.2.	Sistema de Puesta a Tierra	67
2.6.	Análisis del Sistema Fotovoltaico de Autoconsumo	68
2.6.1.	Análisis Energético	68
2.6.2.	Impacto Ambiental	69
2.6.3.	Análisis Económico	69
2.6.3.1.	Inversión inicial.....	70
2.6.3.2.	Valor Actual Neto (VAN).....	70
2.6.3.3.	Tasa Interna de Retorno (TIR)	71
2.6.3.4.	Plazo de recuperación de la inversión (PRI)	71
2.6.3.5.	Plazo de recuperación actualizado (PRA).....	71
2.7.	Marco Legal	72

2.7.1.	Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables	72
2.7.2.	Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía	72
2.7.3.	Decreto Legislativo que Mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad para Promover el Acceso a la Energía Eléctrica en el Perú	72
2.7.4.	Proyecto de Reglamento de la Generación Distribuida en el Perú	72
2.7.5.	Norma Técnica de Edificación EM080 Instalaciones con Energía Solar	73
2.7.6.	Norma DGE Especificación Técnica para el Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural	73
2.7.7.	Código Nacional de Electricidad – Utilización	73
2.7.8.	Normas de Referencia Internacionales	73
Capítulo 3 Hipótesis y Variables		75
3.1.	Formulación de la Hipótesis	75
3.1.1.	Hipótesis General.....	75
3.1.2.	Hipótesis Específicas	75
3.2.	Variables de Estudio	75
3.2.1.	Variable Dependiente	75
3.2.2.	Variables Independientes	76
3.3.	Operacionalización de las Variables	77
Capítulo 4 Materiales y Método		78
4.1.	Área de Estudio.....	78
4.2.	Diseño de Investigación	78
4.2.1.	Descripción del Estudio	78
4.3.	Población y Muestra	79
4.3.1.	Población	79
4.3.2.	Muestra	79
Capítulo 5 Presentación y Análisis de los Resultados		80
5.1.	Condiciones del Lugar	81

5.1.1.	Localización.....	81
5.1.2.	Datos Geográficos.....	82
5.1.3.	Datos Meteorológicos de Moquegua	82
5.2.	Cálculo del Consumo	84
5.3.	Aplicación de Mapas Solares.....	87
5.4.	Cálculo del Recurso Solar (HSP) mensual	88
5.5.	Diseño de Sistema Fotovoltaico Aislado a Red.....	91
5.5.1.	Selección de Módulos Fotovoltaicos	92
5.5.2.	Arreglo Fotovoltaico.....	92
5.5.3.	Acumulador Electroquímico	94
5.5.3.1.	Arreglo del Banco de Baterías	95
5.5.3.2.	Capacidad total del Banco de Baterías	96
5.5.4.	Regulador de Carga e Inversor	96
5.5.5.	Inversor	97
5.5.6.	Montaje del Generador Fotovoltaico	99
5.5.7.	Montaje de Inversor – Cargador y Banco de Baterías	102
5.5.8.	Conductores Eléctricos	103
5.5.8.1.	Selección por Capacidad de Corriente	107
5.5.8.2.	Selección de Conductores por Caída de Tensión	111
5.5.9.	Protecciones del Sistema y Puesta a tierra.....	115
5.5.9.1.	Protecciones del Sistema.....	115
5.5.9.2.	Sistema de Puesta a Tierra	116
5.6.	Sistema Fotovoltaico Conectado a Red	117
5.6.1.	Inversor de Conexión a Red.....	118
5.6.2.	Módulos Fotovoltaicos	118
5.6.3.	Montaje del Generador Fotovoltaico	119
5.6.4.	Montaje de Inversor y Medidor	120

5.6.5.	Conductores Eléctricos	121
5.6.5.1.	Selección por Capacidad de Corriente	122
5.6.5.2.	Selección de Conductores por Caída de Tensión	124
5.6.6.	Protecciones del Sistema y Puesta a tierra	125
5.6.6.1.	Protecciones del Sistema	125
5.6.6.2.	Sistema de Puesta a Tierra	125
5.7.	Análisis del Sistema Fotovoltaico de Autoconsumo	126
5.7.1.	Análisis Energético	126
5.7.2.	Análisis Ambiental	127
5.7.3.	Análisis Económico	127
5.7.3.1.	Presupuesto.....	127
5.7.3.2.	Costos de Energía Convencional del Concesionario.....	129
5.7.3.3.	Bonos de Carbono	129
5.7.3.4.	Gastos por mantenimiento y operación	130
5.7.3.5.	Financiamiento	130
5.7.3.6.	Flujo de caja	130
5.8.	Generalización de los resultados a la Muestra	137
5.8.1.	Método	137
5.8.2.	Resultados en el Sector D	137
5.8.3.	Análisis Generalizado para la Muestra	138
5.8.3.1.	Análisis Energético	138
5.8.3.2.	Análisis Ambiental	140
5.8.3.3.	Análisis Económico.....	140
Capítulo 6 Discusión de los Resultados		144
Capítulo 7 Conclusiones y Recomendaciones		145
6.1.	Conclusiones	145
6.2.	Recomendaciones	147

Referencias Bibliográficas	148
Anexo 1: Matriz de Consistencia Metodológica.....	151
Anexo 2: Presupuesto SFVA.....	152
Anexo 3: Presupuesto SFVCR.....	153
Anexo 4: Análisis de Costos Unitarios SFVA.....	154
Anexo 5: Análisis de Costos Unitarios SFVCR.....	160
Anexo 6: Tabulación del VAN para el SFVA	164
Anexo 7: Tabulación del VAN para el SFVCR.....	165
Anexo 8: Plano de Planta 1° Piso (Sector D), Extractores Helicocentrífugos.....	166
Anexo 9: Plano de Planta 1° Piso (Sector D), Extractores Helicocentrífugos.....	167
Anexo 10: Plano de Planta Techo (Sector D), SFVA.....	168
Anexo11: Plano de Planta Techo (Sector D), SFVCR.....	169
Anexo 12: Diagrama Bifilar del SFVA y Diagramas Unifilares de Tableros Eléctricos	170
Anexo 13: Diagrama Unifilar del SFCR y Diagramas Unifilares de Tableros Eléctricos	171
Apéndice A: Ficha Técnica MFV AE Solar 300 W	172
Apéndice B: Ficha Técnica Inversor – Regulador Must SFVA	173
Apéndice C: Ficha Técnica Inversor Fronius Symo SFVCR	174
Apéndice D: Ficha Técnica Acumuladores OPZ-S	175
Apéndice E: Soportes Paneles Solares SUNFER ENERGY STRUCTURES	176
Apéndice F: Conductores Fotovolt N2X INDECO.....	177
Apéndice G: Cotización Suministros SFVA.....	178
Apéndice H: Cotización Suministros SFVCR.....	182
Apéndice I: Mapas de Radiación Solar del Perú	184

Lista de Figuras

<i>Figura 1.</i> Radiación solar sobre la superficie terrestre.....	9
<i>Figura 2.</i> Coordenadas Geográficas.....	10
<i>Figura 3.</i> Plano del Ecuador y la Eclíptica.....	11
<i>Figura 4.</i> Declinación Solar y Estaciones del Año	11
<i>Figura 5.</i> Sistema de Coordenadas Celestes Horizontales	12
<i>Figura 6.</i> Trayectoria Solar para un Observador en los Hemisferios.....	13
<i>Figura 7.</i> Estructura de Módulo Fotovoltaico	15
<i>Figura 8.</i> Efecto Fotovoltaico en Célula FV	16
<i>Figura 9.</i> Módulo FV Monocristalino	17
<i>Figura 10.</i> Módulo FV Policristalino	17
<i>Figura 11.</i> Módulo FV de Silicio Amorfo	17
<i>Figura 12.</i> Módulo FV CIGS	18
<i>Figura 13.</i> Efecto de la Radiación en Módulo 235 Wp Bluesun.	19
<i>Figura 14.</i> Efecto de la temperatura en Módulo FV 235 Wp Bluesun	19
<i>Figura 15.</i> Módulos FV conectados en Serie.	25
<i>Figura 16.</i> Módulos FV conectados en Paralelo.	25
<i>Figura 17.</i> Arreglo FV de N_s módulos en serie y N_p paneles en paralelo.....	26
<i>Figura 18.</i> Sistema Fotovoltaico Conectado a Red.....	28
<i>Figura 19.</i> SFCR Como Acristalamiento de Edificio	29
<i>Figura 20.</i> Central Eléctrica Fotovoltaica Rubí	30
<i>Figura 21.</i> Sistema Fotovoltaico Aislado.....	31
<i>Figura 22.</i> Sistema FV Aislado a Red para Electrificación Rural	32
<i>Figura 23.</i> SFVA en Vivienda no agrupada.....	32
<i>Figura 24.</i> Alumbrado Público con Paneles Fotovoltaicos	32
<i>Figura 25.</i> SFVA para Sistemas de Bombeo	33
<i>Figura 26.</i> Leyenda Mapas Solares SENAMHI	35
<i>Figura 27.</i> Radiación Solar Incidente y Declinación Solar.....	36
<i>Figura 28.</i> Inclinação Óptima para PFV	37
<i>Figura 29.</i> Separación mínima de Paneles FV	46
<i>Figura 30.</i> Proceso de carga de batería de Plomo-Ácido	50
<i>Figura 31.</i> Proceso de descarga de batería de Plomo-Ácido.....	50
<i>Figura 32.</i> Modelo Eléctrico de una Batería	51

<i>Figura 33. Tensión vs Profundidad de descarga a temperatura constante</i>	<i>52</i>
<i>Figura 34. Relación entre el Régimen de Descarga y Capacidad de la Batería a diferentes Temperaturas</i>	<i>52</i>
<i>Figura 35. Tensión de carga a diferentes Temperaturas de Ambiente y Corriente de Carga.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 36. Histéresis de protección frente a sobrecarga y sobredescarga.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 37. Fachada Frontal del Hospital Regional de Moquegua</i>	<i>80</i>
<i>Figura 38. Planta Alta del Sector “D” Hospital Regional de Moquegua.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 39. Mapa Físico Político de Moquegua.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 40. Características Generales Extractor Helicocentrífugo SLINE-250.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 41. Extractor Helicocentrífugo en Hospital Regional de Moquegua.</i>	<i>84</i>
<i>Figura 42. Energía Solar Incidente Diaria en Moquegua</i>	<i>87</i>
<i>Figura 43. Inclinación y orientación de un Panel FV</i>	<i>88</i>
<i>Figura 44. Posición del Sol para el punto de diseño</i>	<i>89</i>
<i>Figura 45. Trayectoria del sol para el punto de diseño</i>	<i>90</i>
<i>Figura 46. Características módulo AE POWER PLUS</i>	<i>92</i>
<i>Figura 47. Cantidad de módulo del AFV</i>	<i>94</i>
<i>Figura 48. Características Batería Estacionaria OPZS</i>	<i>95</i>
<i>Figura 49. Banco de Baterías OPZ-S en serie</i>	<i>96</i>
<i>Figura 50. Características Inversor - Cargador</i>	<i>98</i>
<i>Figura 51. Subsectores del Sector D</i>	<i>99</i>
<i>Figura 52. Ubicación del Generador Fotovoltaico.....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 53. Separación entre paneles en Sector D.</i>	<i>101</i>
<i>Figura 54. Separación entre AFV y Muro Bajo Perimetral.</i>	<i>102</i>
<i>Figura 55. Cuarto Eléctrico SFVA.</i>	<i>102</i>
<i>Figura 56. Tramos de Conductores Eléctricos SFVA.....</i>	<i>103</i>
<i>Figura 57. Características Inversor con conexión a red.....</i>	<i>118</i>
<i>Figura 58. Ubicación del Generador Fotovoltaico SFVCR.....</i>	<i>120</i>
<i>Figura 59. Cuarto Eléctrico SFVCR</i>	<i>120</i>
<i>Figura 60. Tramos de Conductores Eléctricos SFVCR</i>	<i>121</i>
<i>Figura 61. Registros energéticos para el SFV.....</i>	<i>126</i>
<i>Figura 62. Pliego Tarifario ELECTROSUR S.A Moquegua.....</i>	<i>129</i>
<i>Figura 63. Variación del VAN con respecto a la tasa elegida</i>	<i>133</i>
<i>Figura 64. Variación del VAN con respecto a la tasa elegida.</i>	<i>136</i>

<i>Figura 65.</i> Registros energéticos para el SFVCR	139
<i>Figura 66.</i> Variación del VAN con respecto a la tasa elegida	143

Lista de Tablas

Tabla 1 Coeficientes de temperatura para celdas de silicio cristalino	21
Tabla 2 Variación de los voltajes en diferentes climas para células de silicio cristalino.	22
Tabla 3 Variación de los voltajes en punto de máxima potencia para células de silicio cristalino	23
Tabla 4 Declinación característica de cada mes del año.....	36
Tabla 5 Valores típicos de eficiencia en SFV.....	40
Tabla 6 Valores típicos de para f_u y F_i	56
Tabla 7 Caída de tensión entre elementos del Sistema Fotovoltaico	66
Tabla 8 Factor de reducción de resistencia de dispersión para electrodos múltiples. ...	68
Tabla 9 Matriz de Operacionalización de las Variables	77
Tabla 10 Datos Meteorológicos de la Ciudad de Moquegua.....	83
Tabla 11 Duración Astronómica del Día (N) para diferentes latitudes	83
Tabla 12 Energía y Carga de consumo diaria por extractor en el primer nivel del Sector D	85
Tabla 13 Energía y Carga de consumo diaria por extractor en el segundo nivel del Sector D	86
Tabla 14 Energía y Carga de consumo total a ser atendida por el Sistema Fotovoltaico	86
Tabla 15 Energía solar incidente diaria: promedio mensual en Moquegua (KW-h/m ²)	88
Tabla 16 Energía solar incidente diaria: promedio anual en Moquegua (KW-h/m ²) ...	88
Tabla 17 Radiación solar incidente diaria para una inclinación β en el Hospital de Moquegua	89
Tabla 18 Recurso solar en HSP para cada mes de estudio	91
Tabla 19 Valores energéticos para el mes de diseño seleccionado	91
Tabla 20 Parámetros de diseño para inversor-cargador.....	99
Tabla 21 Separación de paneles para mediados de cada mes.....	101
Tabla 22 Longitud de los conductores y corriente de diseño por tramos	107
Tabla 23 Resistividad y conductancia del cobre para diferentes temperaturas	111

Tabla 24	Caída de tensión por unidad de longitud para cada tramo.....	111
Tabla 25	Selección comercial de conductores del SFVA.....	115
Tabla 26	Selección de los fusibles del SFVA.....	115
Tabla 27	Longitud de los conductores y corriente de diseño por tramos	122
Tabla 28	Caída de tensión máxima por cada tramo.....	124
Tabla 29	Selección comercial de conductores del SFVCR	125
Tabla 30	Registro de generación y consumo energético mensual en KW-h	126
Tabla 31	Resumen del presupuesto para un SFVA	128
Tabla 32	Resumen del presupuesto para un SFVCR.....	128
Tabla 33	Registro de generación y consumo energético mensual en KW-h	129
Tabla 34	Flujo de caja SFVA del año 0 al año 5	131
Tabla 35	Flujo de caja SFVA del año 6 al año 11	131
Tabla 36	Flujo de caja SFVA del año 12 al año 17	132
Tabla 37	Flujo de caja SFVA del año 18 al año 23	132
Tabla 38	Flujo de caja SFVA del año 24 al año 25	132
Tabla 39	Comportamiento del VAN para SFVCA.....	133
Tabla 40	Flujo de caja SFVCR del año 0 al año 5.....	134
Tabla 41	Flujo de caja SFVCR del año 6 al año 11.....	134
Tabla 42	Flujo de caja SFVCR del año 12 al año 17.....	135
Tabla 43	Flujo de caja SFVCR del año 18 al año 23.....	135
Tabla 44	Flujo de caja SFVCR del año 24 al año 25.....	135
Tabla 45	Comportamiento del VAN para SFVCR	136
Tabla 46	Potencia Pico para el SFVCR.....	138
Tabla 47	Registro de generación y consumo energético mensual en KW-h Hospital	139
Tabla 48	Registro de generación y consumo energético mensual en KW-h	140
Tabla 49	Flujo de caja SFVCR del año 0 al año 5.....	141
Tabla 50	Flujo de caja SFVCR del año 6 al año 11.....	141
Tabla 51	Flujo de caja SFVCR del año 12 al año 17.....	142
Tabla 52	Flujo de caja SFVCR del año 18 al año 23.....	142
Tabla 53	Flujo de caja SFVCR del año 24 al año 25.....	142
Tabla 54	Comportamiento del VAN para SFVCR	143

Lista de Siglas

PFV: Panel Fotovoltaico

SFVA: Sistema Fotovoltaico Aislado a Red

SFVCR: Sistema Fotovoltaico Conectado a Red

MFV: Módulo Fotovoltaico

STC: Condiciones Estándares de Prueba

NOCT: Temperatura de Operación Nominal de la Célula

AFV: Arreglo Fotovoltaico

Kwp: Kilowatt Pico

CNE: Código Nacional de Electricidad

MINEM: Ministerio de Energía y Minas

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

SENAMHI: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología

VAN: Valor Actual Neto

TIR: Tasa Interno de Retorno

GEI: Gases de Efecto Invernadero

PRI: Plazo de Recuperación de la Inversión

PRA: Plazo de Recuperación Actualizado

Resumen

La generación de energía eléctrica mediante Sistemas Fotovoltaicos en Perú, hoy en día, hace posible el uso de energía alternativa limpia mediante tecnologías en constante evolución para reemplazar fuentes de energía fósil y permitir el acceso a la energía a poblaciones constituidas en zonas rurales. Además, el uso de esta tecnología sumándose a programas de eficiencia energética y reforestación constituyen las medidas más efectivas para la reducción de emisiones de CO₂.

En un país en vías de desarrollo, como el nuestro, es posible marcar un precedente considerando la implementación de Sistemas Fotovoltaicos en obras públicas de gran envergadura promoviendo de esta manera el aprovechamiento de energía limpia y el desarrollo sostenible.

En base a lo expuesto, esta tesis se centra en el diseño de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en las instalaciones del recientemente construido Hospital Regional de Moquegua, aprovechando las condiciones geográficas y meteorológicas de la zona con el objetivo de determinar la viabilidad del proyecto a través del análisis energético, económico y ambiental del sistema fotovoltaico.

Palabras claves: Sistema fotovoltaico, radiación solar, acumuladores electroquímicos, sostenibilidad, viabilidad, autoconsumo.

Abstract

Solar photovoltaic power generation in Peru currently makes the use of alternative clean energy possible through technologies which are in constantly evolving in order to replace fossil energy sources and provide energy access to people who live in rural areas. Furthermore, together with energy efficiency and reforestation programs constitute the most effective measure to reduce CO₂ emissions.

It is possible to establishing a precedent in a developing country like ours considering the implementation of photovoltaic systems in major public works promoting the use of clean energy and sustainable development.

In light of the above, this thesis focuses on the design of a self-consumption photovoltaic system at the newly built Moquegua Regional Hospital, taking advantage of geographical and weather conditions of the area in order to test the feasibility of the project on the basis of energy, economic and environmental analysis of the photovoltaic system.

Keywords: Photovoltaic system, solar radiation, electrochemical accumulators, sustainability, feasibility, self-consumption.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Planteamiento del Problema

La economía mundial está estrechamente ligada al acceso y disponibilidad de energía. La tendencia en los últimos años de la demanda energética, en el globo terráqueo, ha sido al alza. Esto sumado a la escasez y los problemas de impacto ambiental debido a la generación de energía con fuentes convencionales puede suponer una inminente crisis energética.

El desafío actual, es hacer frente a la crisis energética y la reducción de emisiones de CO₂, que está muy relacionado con la generación de energía mediante la combustión de combustible de origen fósil.

En ese contexto, las energías renovables toman vital importancia pues permiten que las sociedades desarrollen sistemas energéticos autóctonos, modernos y seguros en pro de la oferta energética y la mitigación del impacto ambiental.

Alrededor del mundo, las infraestructuras hospitalarias son imponentes y son grandes consumidores de energía, representando un porcentaje importante del consumo total de un país. Por ejemplo, en Brasil se estima que el consumo de energía de centros hospitalarios es de aproximadamente del 10.6% de su demanda total.

El Perú es un país en desarrollo, cuyo gobierno actualmente está impulsando obras importantes para atender las necesidades básicas de su población tales como puentes, colegios, carreteras, hospitales, entre otros.

Actualmente las infraestructuras emblemáticas de nuestro país no incluyen en sus diseños generadores de energía eléctrica con recursos energéticos renovables que de ser

implementados podrían reducir la escasez energética y las emisiones de CO₂ si consideramos que parte importante de la energía generada en el país se obtiene a partir de la combustión de gas natural.

Para el año 2018 el consumo final de energía, en Perú, para el sector residencial, comercial y público fue del 24.9%, de este porcentaje el 53.8% corresponde al consumo de energía eléctrica. Dentro de este sector se encuentran los hospitales, lo que tras el análisis nos indica que en conjunto el consumo hospitalario representa número importante de la red eléctrica nacional. Por otro lado, es importante señalar que los centros hospitalarios generan impactos negativos en el medioambiente, debido a la generación de residuos contaminantes y al consumo de combustibles de origen fósil.

A fines del año 2019 se inauguró el Hospital Regional de Moquegua, cuenta con las instalaciones propias de un hospital nivel II-2. La demanda máxima del centro hospitalario es de 1426.23 KW, de la cual parte importante es debido a los equipos de aire acondicionado y ventilación mecánica. Además, cuenta con plantas de tratamiento de residuos sólidos y aguas residuales, calderos y grupos electrógenos a base de combustible de origen fósil, lo cual lo convierte en un gran consumidor de energía eléctrica y contaminador del medio ambiente. Como consecuencia del funcionamiento en conjunto de las instalaciones del hospital, se tienen los registros de consumos elevados de energía eléctrica lo que se verá reflejado en la facturación mensual del servicio, así como las emisiones de CO₂ hacia la atmósfera, impactando de forma negativa al medioambiente.

Como alternativa para reducir los consumos de la red comercial y mitigar las emisiones de CO₂, se propone la implementación de un Sistema Fotovoltaico de Autoconsumo en el sector D del Hospital Regional de Moquegua, del cual se analizará su

viabilidad. La implementación de este sistema, ayudaría a mitigar los problemas de escasez energética, impacto ambiental y costos por consumos.

1.2. Formulación del Problema

1.2.1. Problema General

¿De qué manera se puede viabilizar la implementación de un sistema fotovoltaico en el sector D del Hospital Regional de Moquegua?

1.2.2. Problemas Específicos

- a) ¿Qué parte del consumo que demandan los equipos helicocentrífugos del sector D del Hospital Regional de Moquegua podría ser suministrado por un sistema fotovoltaico de autoconsumo?
- b) ¿En qué medida la implementación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en el Hospital Regional de Moquegua puede reducir las emisiones de CO₂ hacia la atmósfera?
- c) ¿Cuáles serían los beneficios económicos tras la implementación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en el Hospital Regional de Moquegua?

1.3. Justificación

Este trabajo de investigación tiene como justificación el impulso del aprovechamiento de la energía solar como recurso renovable en los diseños de proyectos de inversión pública mediante la implementación de sistemas fotovoltaicos.

En Perú, se tiene un nivel de energía solar relativamente alta y uniforme en comparación con otros países de la región, lo cual hace posible desarrollar este tipo de proyectos.

Por otro lado, el uso de energías renovables, contribuye a mitigar el impacto ambiental ya que durante la producción de energía se está evitando la liberación de CO₂ hacia la atmósfera.

Actualmente existen muchos proyectos en formulación y en ejecución en nuestro país. Obras emblemáticas como hospitales pueden incluir plantas fotovoltaicas en sus diseños para aprovechar el recurso solar de la región.

En este trabajo de investigación se diseñará una planta fotovoltaica de autoconsumo en las instalaciones del Hospital Regional de Moquegua para analizar la viabilidad del uso de estos sistemas en obras públicas similares.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Analizar la viabilidad de un sistema de paneles fotovoltaicos para la alimentación de extractores helicocentrífugos del sector D del Hospital Regional de Moquegua.

1.4.2. Objetivos Específicos

- a) Evaluar la viabilidad energética de la implementación de un sistema fotovoltaico en el Hospital Regional de Moquegua.
- b) Evaluar la viabilidad ambiental de la implementación de un sistema fotovoltaico en el Hospital Regional de Moquegua.
- c) Evaluar la viabilidad económica de la implementación de un sistema fotovoltaico en el Hospital Regional de Moquegua.

1.5. Aportes

- ❖ Brindar herramientas teóricas para el diseño de sistemas fotovoltaicos.
- ❖ Promover la utilización de recursos energéticos renovables como la energía solar.
- ❖ Marcar la viabilidad de la implementación de Sistemas Fotovoltaicos en nuevas infraestructuras localizadas en zonas cuyas condiciones geográficas y meteorológicas son adecuadas para el aprovechamiento del recurso energético.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Antecedentes del Estudio

Numerosos trabajos de investigación, alrededor del mundo, han sido publicados para determinar la viabilidad de la implementación de sistemas fotovoltaicos. Los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo, son más viables a medida que pasan los años y los precios de los elementos que lo componen bajan y a la vez se vuelven más eficientes por el desarrollo de la tecnología en su fabricación.

Una primera publicación consultada, titulada: *“Energía Fotovoltaica de Autoconsumo. Estudios de Viabilidad Técnica – Económica”*, corresponde al Banco Interamericano de Desarrollo (2015). En este trabajo se analiza la rentabilidad de la implementación de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo en el sector industrial y comercial en Chile, en un marco en el cual el país sureño cuenta con un mercado maduro de proyectos de generación de energía mediante sistemas fotovoltaicos a gran escala a diferencia de los sistemas de autoconsumo, antes mencionados.

Para este estudio, se tomaron en cuenta cuatro casos de locales industriales y comerciales en diferentes ciudades de Chile, en los cuales se analizó la factibilidad económica de los proyectos energéticos mediante indicadores económicos de rentabilidad, así como el tiempo de retorno de inversión, concluyendo para todos los casos que los proyectos eran rentables.

Esta investigación y sus conclusiones aporta a la investigación en curso debido a que podemos adelantar que, del 2015 al año en curso, los costos de los equipos y componentes

que representan junto con la mano de obra la inversión inicial de los proyectos han bajado, lo cual nos hace pensar estos proyectos siguen siendo rentables.

Otro artículo de investigación consultado fue el Rodríguez y Gutiérrez (2017), quienes realizaron: “*Reducción de la huella de carbono por medio de la implementación de un sistema fotovoltaico en el sector hotelero. caso de estudio Anaira Hostel (Leticia- Amazonas - Colombia)*” publicado en la Revista de Tecnología Volumen 16 Número 1 (2017) por la universidad El Bosque de Bogotá, Colombia. Este trabajo tiene como objetivo la reducción de la huella de carbono de un negocio del sector hotelero del municipio de Leticia en Amazonas – Colombia, para lo cual, en primera instancia, calculan la huella de carbono basados en su consumo energético y proponen como solución la implementación de un sistema fotovoltaico con conexión a red que además de lograr un beneficio ambiental, constituye un ahorro económico. La conclusión tras el estudio es que la implementación de una planta fotovoltaica es una solución viable al impacto directo que genera el alojamiento sobre el cambio climático.

La investigación previa de estos autores aporta a este trabajo con la metodología para analizar la viabilidad ambiental que esta investigación desea demostrar en cuanto a la implementación de sistemas fotovoltaicos en obras públicas, considerando que hoy en día todo esfuerzo por revertir el calentamiento global es importante.

Ambas investigaciones previas consultadas aportan a mi investigación en el aspecto energético, puesto que el dimensionamiento del sistema fotovoltaico puede basarse en la disponibilidad del área en el cual se ubicará o responder a un requerimiento energético calculado por los consumos. En el caso de esta investigación, la viabilidad energética estará determinada al cubrir los consumos de los equipos de ventilación.

2.2. Base Teórica

2.2.1. Energía Solar

Es la energía proveniente del sol que percibimos en forma de radiación electromagnética como luz, calor y rayos UV. Gracias a la energía solar se generan los vientos, se evapora el agua y se produce en las plantas el proceso de fotosíntesis. La energía solar fue, pues, responsable de la generación de carbón, gas y petróleo que se originaron a partir de la descomposición restos de animales y plantas cuyo ciclo de vida se inició gracias al sol.

2.2.2. Radiación Solar

Es la energía liberada del sol que se transmite al exterior de esta estrella como producto de una serie de reacciones en su interior que conllevan a una pérdida de su masa.

Se sabe que la radiación solar es de $63\,450\,720\text{ W/m}^2$. Asumiendo que el sol irradia en todas las direcciones y considerando la distancia del sol a la tierra (149.6 millones de km) como el radio de una esfera entre el centro del sol y la superficie de la tierra, entonces se tendría una constante solar de $1\,353\text{ W/m}^2$ con una variabilidad de $\pm 3\%$ dada la elipticidad de la órbita terrestre.

Se estima que aproximadamente sólo el 30% de radiación solar captada por la atmósfera llega a la tierra, el otro 70% cae sobre el mar. De cualquier forma, la energía recibida es miles de veces la demanda energética mundial.

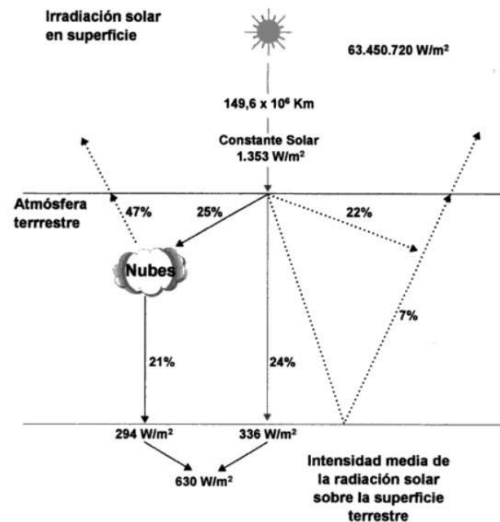


Figura 1. Radiación solar sobre la superficie terrestre
(Mendez, 2012)

La radiación solar, con respecto a la dirección de su incidencia, tiene tres componentes:

- **Radiación Directa:** Es la que se recibe directamente del sol sin desviarse al pasar por la atmósfera.
- **Radiación Difusa:** Es la que se recibe tras sufrir cambios en su dirección principalmente originados debido a la reflexión y difusión al pasar por la atmósfera.
- **Albedo:** Es la radiación directa o difusa que se recibe por reflexión en suelo u otras superficies próximas.

La proporción de radiación directa, difusa y albedo sobre una superficie depende de condiciones meteorológicas, inclinación de la superficie respecto al plano horizontal y la presencia de superficies reflectantes.

2.2.3. Movimiento del Sol

2.2.3.1. Coordenadas Geográficas

La posición de cualquier observador sobre la superficie terrestre se determina mediante dos coordenadas geográficas: latitud y longitud.

- **Longitud (λ)**

Es el ángulo diedro entre el plano meridiano cero y el plano meridiano que pasa por dicho punto. Se cuenta de 0° a $\pm 180^\circ$, positivamente hacia el Este y negativamente hacia el Oeste. Ver Fig. 2.

- **Latitud (ϕ)**

Es el ángulo determinado por la normal desde dicho punto al plano ecuatorial. Se cuenta de 0° a $\pm 90^\circ$, a partir del ecuador, positivamente hacia el Norte y negativamente hacia el Sur.

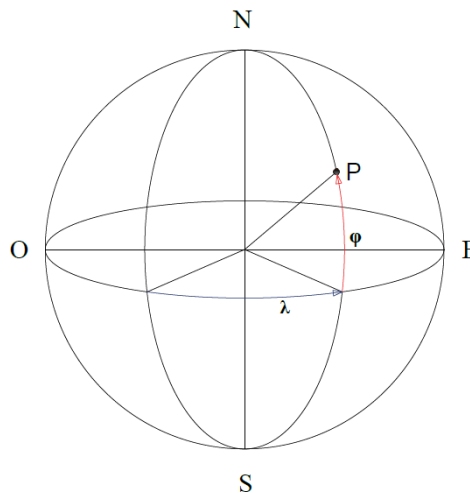


Figura 2. Coordenadas Geográficas.
Elaboración propia.

2.2.3.2. *Movimiento Aparente del Sol sobre el Horizonte*

La tierra realiza dos movimientos: uno alrededor de su propio eje (movimiento rotacional) y otro alrededor del sol (movimiento traslacional).

Debido al movimiento orbital terrestre, para un observador en la superficie pareciera que el sol tiene un movimiento propio directo de este a oeste. El plano imaginario sobre el cual el sol describe su movimiento aparente se denomina “la eclíptica” y está inclinado 23.45° con respecto al ecuador.

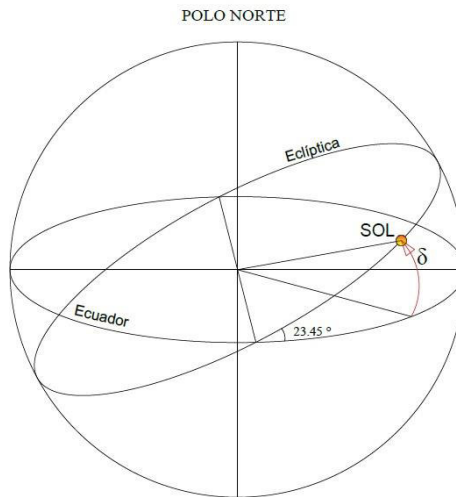


Figura 3. Plano del Ecuador y la Eclíptica.
Elaboración propia

El ángulo formado por la línea que une los centros de la tierra y el sol con el plano ecuatorial, se le conoce como **declinación (δ)**. Un observador sobre la superficie terrestre (plano horizontal) observará diariamente al sol declinarse diariamente con un ángulo “ δ ” que varía entre -23.45° y 23.45° , según la época del año.

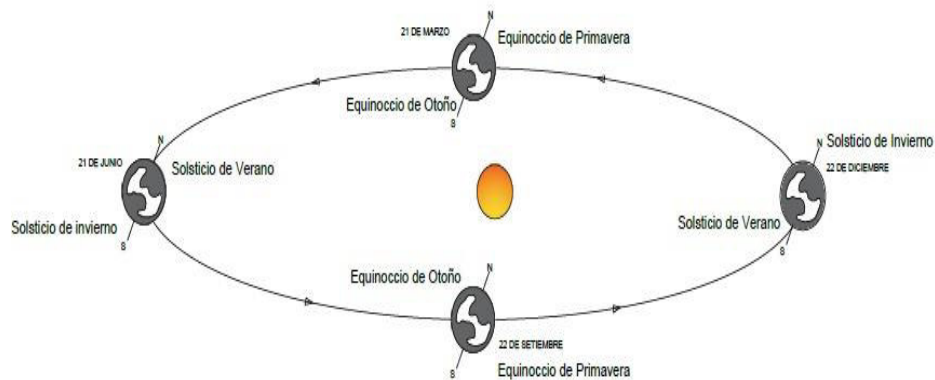


Figura 4. Declinación Solar y Estaciones del Año
Elaboración propia.

2.2.4. Coordenadas Celestes Horizontales

Para determinar la posición del sol, lo haremos a través de coordenadas celestes horizontales las cuales se ubicarán en una esfera ideal concéntrica al centro de la tierra.

El plano fundamental es el horizonte celeste y viene a ser el plano tangencial al punto de observación sobre la superficie terrestre.

La recta normal al horizonte celeste que pasa por el centro de la esfera celeste, determina con ésta dos puntos: el cenit, por encima del punto de observación y el nadir, por debajo del punto de dicho punto y cubierto por la tierra.

Las coordenadas celestes horizontales para el sol son:

2.2.4.1. *Azimuth Solar (ψ)*

Es el ángulo horizontal formado por la posición del Sol y el punto cardinal Sur. Se cuenta a partir del Sur, de 0° a $\pm 180^\circ$, positivamente hacia el Oeste y negativamente hacia el Este.

2.2.4.2. *Altura Solar (h)*

Es el ángulo formado por la posición aparente del sol con la horizontal del lugar. Se mide a partir del horizonte de 0° a 90° , positivamente hacia el cenit y negativamente hacia el nadir.

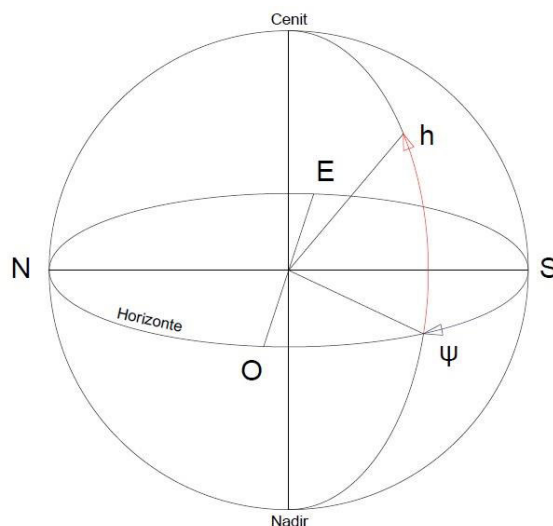


Figura 5. Sistema de Coordenadas Celestes Horizontales
Elaboración propia.

En base a lo expuesto anteriormente, debido al ángulo de declinación, un observador ubicado en un hemisferio cualquiera del planeta verá el sol declinar hacia el hemisferio opuesto con un ángulo de elevación o altura solar (h).

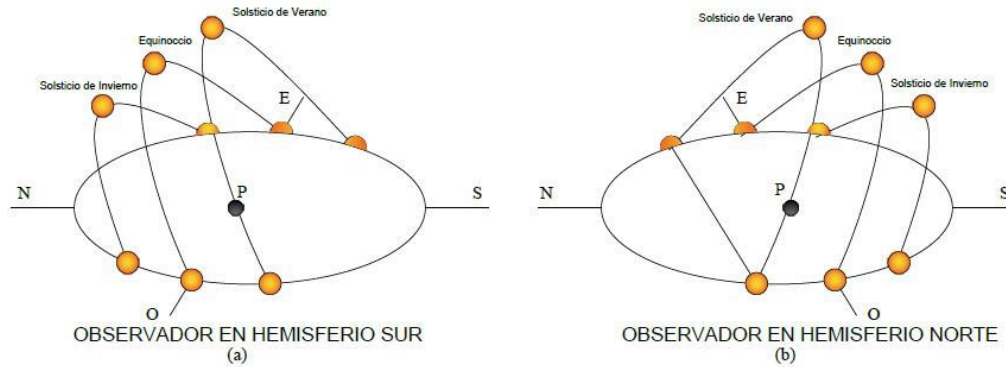


Figura 6. Trayectoria Solar para un Observador en los Hemisferios
Elaboración propia.

La altura solar (h) toma su valor mínimo en el solsticio de invierno y su valor máximo en el solsticio de verano y es mayor mientras más cerca esté del ecuador. De esta manera para el mediodía solar, el ángulo de elevación o altura solar se puede determinar cómo:

$$h = 90 - |\varphi - \delta| \quad (1)$$

2.2.5. Ventajas de la Energía Solar

La principal ventaja de la energía solar es que es un recurso amigable con el medio ambiente, es decir no genera emisiones de CO₂.

Es un recurso inagotable, puesto que su materia prima es el astro sol.

Permite el desarrollo de tecnologías, para su aprovechamiento, tales como la energía solar térmica mediante la cual se genera calor, que es aprovechable a nivel doméstico e industrial; la energía termoeléctrica, a partir de la cual se genera electricidad y calor, principalmente para procesos industriales y la energía solar fotovoltaica con la cual se genera electricidad a partir del efecto fotoeléctrico de cada una de las células contenidas en los módulos de un sistema de paneles solares.

2.3. Tecnología Fotovoltaica

En 1905 Albert Einstein publicó un trabajo en el que explicaba el efecto fotoeléctrico. De acuerdo a este la luz está compuesta por pequeñas partículas de energía que se podía convertir en electricidad a las que llamó **cuantos**, posteriormente estas partículas se llamarían **fotones**.

Para 1950 las células fotovoltaicas empezaron a cobrar importancia, gracias a la carrera espacial. Debido a que los primeros satélites a base de transistores fabricados por la Unión Soviética se destruyeron a pocas semanas de su puesta en órbita dado que usaban baterías químicas que comenzaron a fallar. Sin embargo, los satélites fabricados por Estados Unidos incluían paneles fotovoltaicos para impulsarlos y fueron un éxito, desde entonces los paneles solares siguen impulsando satélites y sondas espaciales por el sistema solar. En base a ello, podemos indicar que hoy en día las comunicaciones dependen de la energía solar.

Desde entonces, la tecnología fotovoltaica es cada vez más viable. Podemos encontrar sistemas fotovoltaicos abasteciendo de energía a residencias alejadas de la ciudad para cubrir necesidades básicas como alumbrado y bombeo de agua, así como Edificaciones Sostenibles, cuyos diseños incluyen Sistemas Fotovoltaicos con módulos fijos, Centrales Fotovoltaicas que aportan al Sistema Interconectado y hasta Edificaciones Sostenibles que incluyen su diseño paneles fotovoltaicos como parte de la envolvente arquitectónica con criterios en el diseño que evita la superposición de estos sobre la envolvente original para no impactar en la estética de sus diseños.

2.3.1. Módulos Fotovoltaicos

Es un conjunto **de células fotovoltaicas** que se pueden conectar en serie o paralelo para aumentar la corriente o la tensión, respectivamente. Este arreglo es capaz de generar

electricidad a partir de la luz solar, aprovechando las propiedades de los semiconductores que componen cada célula mediante el **efecto fotovoltaico**.

El **efecto fotovoltaico o fotoeléctrico** es un proceso por el cual algunos materiales logran convertir la luz solar en electricidad. Estos materiales tienen la posibilidad de absorber fotones y emitir electrones que al ser capturados tras un movimiento ordenado entre dos materiales diferentes en contacto y expuestos a la luz producen una corriente eléctrica que puede ser usada en tiempo real o ser almacenada.

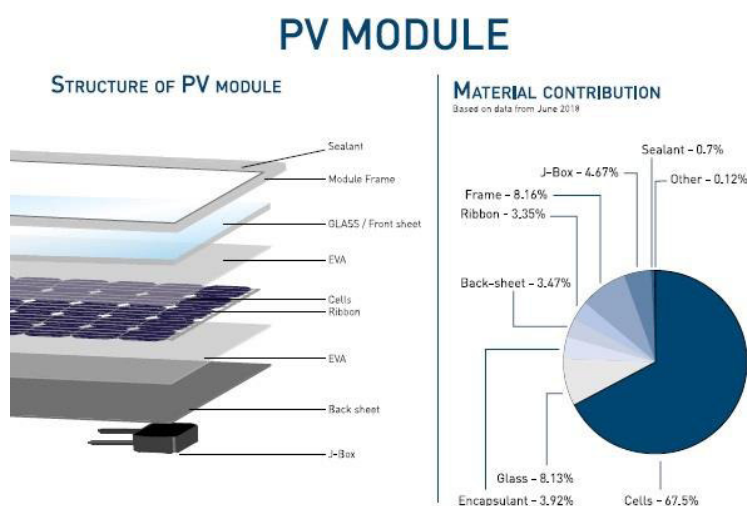


Figura 7. Estructura de Módulo Fotovoltaico
ECOPROGETTI. 2018. "Catalogue 2018"

Las células fotovoltaicas (FV) son dispositivos compuestos por material semiconductor, en su mayoría de silicio, que mediante el efecto fotovoltaico logran transformar la radiación solar captada en energía eléctrica. El proceso constructivo de las células FV es costoso ya que se requiere trabajar con altos grados de pureza de silicio y llevarlo a su forma cristalina.

Las células FV están compuestas por dos capas típicas en un semiconductor: N y P. Entre ambas capas se genera el campo eléctrico en el cual se genera el flujo de electrones que producirán una corriente eléctrica, toda vez que el material tipo N reciba la radiación

solar, que por medio de un conductor externo entre ambas capas podrá ser utilizada o almacenada.

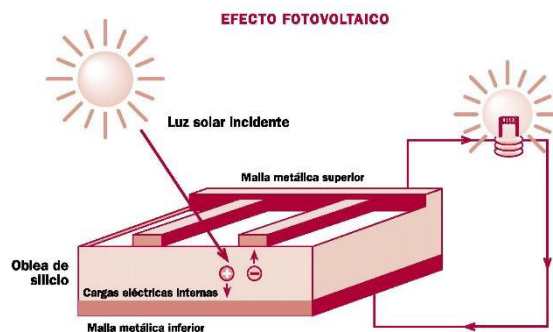


Figura 8. Efecto Fotovoltaico en Célula FV
(ASIF, 2006.)

Las células FV pueden fabricarse de silicio monocristalino, policristalino o silicio amorfo, determinando de esta manera los tipos de paneles fotovoltaicos.

2.3.1.1. Módulos de Células Monocristalinas

Las células de estos paneles están compuestas por cristales orientados de la misma forma. Todo el material presenta una red cristalina ordenada y escasas imperfecciones. Se obtiene a partir de un proceso complejo y costoso para lograr la mayor eficiencia en la transformación de la luz en energía eléctrica (alrededor de 15% a 18%). Para tal efecto se requiere de un riguroso control de temperatura en su etapa de enfriamiento. Tras el proceso se obtiene un monocristal, dopado con boro, con carencia de electrones que luego se cortarán en láminas.

2.3.1.2. Módulos de Células Policristalinas

Estas células demandan menos costos ya que no se requiere de tan riguroso control como en el proceso de fabricación de las células monocristalinas. Con una eficiencia del 11% al 14%, las células policristalinas, además de su menor costo, tiene como ventaja que pueden elaborarse de forma cuadradas sin la necesidad posterior de realizar cortes como en el caso de las células monocristalinas.

2.3.1.3. Módulos de Células de Silicio Amorfo

Se trata de células que no se encuentran en forma de cristal. Poseen menor cantidad de material, lo que hace que su fabricación sea mucho más económica. Estas células pueden ser hasta 50 veces más delgadas que las células de silicio monocristalino. El rendimiento de estas células es tan solo del 10% y tiene un periodo de vida útil de 10 años. Por sus características son principalmente usadas en relojes y calculadoras.

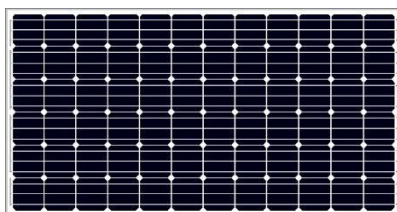


Figura 9. Módulo FV Monocristalino
(BLUESUN SOLAR. "Data Sheet Monocrystalline 72 cells 325w-345w")

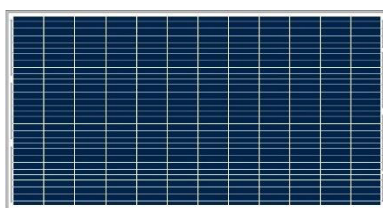


Figura 10. Módulo FV Policristalino
(BLUESUN SOLAR. "Data Sheet Polycrystalline 72 cells 300w-320w")



Figura 11. Módulo FV de Silicio Amorfo
(PANASONIC ECO SOLUTIONS AMORTON CO.2014.
"Data Sheet Amorphous Silicon Solar Cells")

2.3.1.4. Otras Tecnologías

Actualmente se cuenta con células alternativas a las de silicio gracias al apoyo de las potencias comerciales mundiales. Como resultado de la innovación y el avance tecnológico es que hoy en día contamos con células CIS (Cobre, Indio, Selenio) y las

células CIGS (Cobre, Indio, Galio, Selenio). Estas células son de morfología flexible y peso ligero cuya aplicación es ideal para superficies irregulares tales como automóviles, aviones, tejados de naves industriales, etc. Se espera que con la innovación tecnológica y apoyo de las potencias se siga reduciendo el costo de fabricación de estas células que actualmente tienen un rendimiento entre el 5% y 20% con muchas expectativas de mejorar estos números.

Por otro lado, tenemos en desarrollo las células orgánicas y las células sensibilizadas por tinte, con un rendimiento del 5% y 10%, respectivamente. La primera es ampliamente aplicada en la industria plástica y la segunda puede tener múltiples aplicaciones al tener la opción de ser de cualquier coloración e incluso traslúcida que puede aplicarse, por ejemplo, en los ventanales de edificios.



Figura 12. Módulo FV CIGS
SOLIBRO. 2015. “Hoja de Datos SL2-F”

2.3.2. Factores que Afectan a los Paneles Fotovoltaicos

El funcionamiento de los paneles fotovoltaicos depende principalmente de los siguientes parámetros: ***Radiación Solar y Temperatura.***

Los valores de radiación solar cambian a lo largo de todo el día, mientras aumenta la radiación y el voltaje tiende a ser constante, entonces la intensidad aumenta. La variación de la radiación es función del ángulo del sol con el horizonte.

Por otro lado, la exposición de los paneles a la radiación solar provoca el calentamiento de sus células lo que afecta la producción de energía eléctrica. 1000 w/m² de radiación solar es capaz de generar una temperatura de 30° C por encima del aire circundante en una célula fotovoltaica. Mientras aumenta la temperatura, la tensión es menor.

Las condiciones estándares de prueba, STC (por sus siglas en inglés: *Standard test conditions*) para el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos se han definido para una temperatura nominal de 25 °C, una radiación nominal de 1000 W/m² y una masa de aire de AM1.5. Las variables eléctricas para estas condiciones se definen como valores pico.

La potencia nominal de un panel fotovoltaico se expresa en Wp (watts pico), que viene a ser la potencia generada por el panel en las condiciones STC.

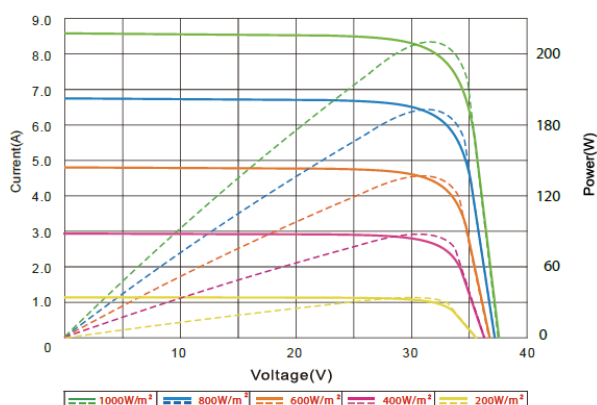


Figura 13. Efecto de la Radiación en Módulo 235 Wp Bluesun.
BLUESUN. "Data Sheet Poly black 156 x 156 Cell"

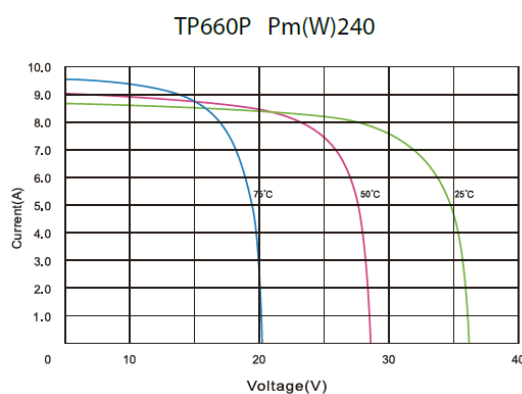


Figura 14. Efecto de la temperatura en Módulo FV 235 Wp Bluesun
(BLUESUN. "Data Sheet Poly black 156 x 156 Cell")

Las condiciones STC para los módulos FV, como ya se mencionó son condiciones de laboratorio y se entiende que los módulos nunca operarán bajo estas. Los fabricantes proporcionan las condiciones para la temperatura en los cuales los módulos están en equilibrio termodinámico y se denomina Temperatura de Operación Nominal de la Célula (NOCT, por sus siglas en inglés: *Nominal Operation Cell Temperature*). Las condiciones de operación para tal efecto se definen para una temperatura de ambiente de 20 °C, una radiación de 800 W/m², velocidad del viento de 1 m/s y una masa de aire de AM1.5.

Entonces la temperatura T_c que puede alcanzar un módulo cuando está en operación está determinada por:

$$T_c = T_{amb} + C_1 G \quad (3)$$

Dónde:

T_c : Temperatura de operación

T_{amb} : Temperatura de ambiente

C_1 : Constante de propagación de temperatura

G : Radiación

La constante de propagación está definida por los parámetros del fabricante mediante la siguiente relación:

$$C_1 = (T_{NOCT} - 20)/800 \quad (4)$$

La consecuencia de los cambios en corriente de corto circuito I_{cc} y voltaje de circuito abierto V_{CA} como respuesta al aumento de la temperatura en una célula solar se refleja en la potencia generada y en la eficiencia del módulo. La tabla 1 muestra los valores aproximados de los coeficientes de temperatura para corriente de corto circuito y voltaje de circuito abierto y su efecto a manera de resumen.

Tabla 1*Coefficientes de temperatura para celdas de silicio cristalino*

Parámetro	Símbolo	Efecto	Valor
Corriente de corto circuito	dI_{CC}/dT	Aumenta	10 a 30 ($\mu A/cm^2$) por $^{\circ}C$
Voltaje a circuito abierto	dV_{AC}/dT	Disminuye	2 a 2.4 mV por $^{\circ}C$
Potencia	dP/dT	Disminuye	$\sim 0.4\%$ por $^{\circ}C$
Eficiencia	$d\eta/dT$	Disminuye	$\sim 0.4\%$ por $^{\circ}C$

Nota. Recuperado de Aplicaciones Fotovoltaicas de la Energía Solar en los sectores residencial, servicio e industrial, de Sánchez, A., Martínez, D., Santos, R., Ortega, J. y Sánchez, P., 2017, p. 163, Ciudad de México, México: Universidad Autónoma de México.

Los coeficientes de temperatura mostrados en la tabla 1, son proporcionados por los fabricantes de los módulos.

En base a lo indicado, para valores superiores a la temperatura T_c en condiciones STC (a $25^{\circ}C$) el módulo FV pierde potencia a una razón determinada por el coeficiente de temperatura dP/dT proporcionada, como ya se indicó, por el fabricante.

El gradiente de incremento de la temperatura será:

$$\Delta T = T_c - T_{STC} \quad (5)$$

Las pérdidas en la potencia pico (PP_P) está determinada por:

$$PP_P = (dP/dT) \cdot \Delta T\% \quad (6)$$

La potencia pico generada por el módulo cuando este opere a la temperatura T_c , será:

$$P_P(T_c) = P_P(STC) - P_P(STC) \cdot PP_P \quad (7)$$

Entonces:

$$P_P(T_c) = P_P(STC) \cdot [1 - PP_P] \quad (8)$$

En consecuencia, se puede afirmar que la potencia pico generada por el módulo a la temperatura T_c tiene un rendimiento por temperatura (rendimiento térmico) cuyo valor está determinado por:

$$R_T = [1 - PP_P] \quad (9)$$

El rendimiento térmico de un módulo depende de la temperatura de la célula que es función de la temperatura de ambiente y la radiación solar.

2.3.3. Voltaje de Diseño Bajo Condiciones de Operación

Los módulos FV de silicio cristalino se fabrican conectando 30 o más células solares en serie para suministrar un voltaje nominal a reguladores de carga o inversores de corriente.

En la tabla 2, se muestran los voltajes en punto de máxima potencia y voltaje de circuito abierto para módulos comerciales típicos con 30, 33 y 36 células (módulos con voltajes nominales comerciales de 12 V), considerando un coeficiente de temperatura de 2.3 mV/°C para cada uno de ellos y una temperatura de operación $T_{NOCT} = 45$ °C. Se presenta, además, valores representativos para las temperaturas en diferentes climas.

Tabla 2

Variación de los voltajes en diferentes climas para células de silicio cristalino.

N° de Cel	MFV de Silicio dV _{MP(m)} /dP	T _{STC} (25°)		T _{amb} (5°)		T _{amb} (15°)		T _{amb} (25°)		T _{amb} (35°)	
		V _{MP(m)}	V _{CA}	V _{MP(m)}	V _{CA}	V _{MP(m)}	V _{CA}	V _{MP(m)}	V _{MP(m)}	V _{CA}	V _{MP(m)}
30	69 mV/°C	14.6	18.0	14.3	17.7	13.6	17.0	12.9	16.3	12.2	15.6
33	76 mV/°C	15.9	19.8	15.5	19.4	14.8	18.7	14.0	17.9	13.2	17.1
36	82 mV/°C	17.4	21.7	17.0	21.3	16.2	20.5	15.4	19.7	14.5	18.8

Nota. Adaptado de Aplicaciones Fotovoltaicas de la Energía Solar en los sectores residencial, servicio e industrial, de Sánchez, A., Martínez, D., Santos, R., Ortega, J. y Sánchez, P., 2017, p. 169, Ciudad de México, México: Universidad Autónoma de México.

Suponiendo una caída de tensión del 3% de del voltaje nominal (12 V) por cables de conexión panel – acumulador – carga, tabulamos los valores para los nuevos valores de tensión de en punto de máxima potencia.

Tabla 3*Variación de los voltajes en punto de máxima potencia para células de silicio cristalino*

Clima		$V_{MP(m)}$		
Tipo	Tamb (°C)	30 Células	33 Células	36 Células
Frío	5	13.95	15.14	16.64
Templado	15	13.24	14.44	15.84
Cálido	25	12.54	13.64	15.04
Caliente	35	11.84	12.84	14.14

Nota. Fuente: Elaboración propia

En base a la tabla 3 podemos concluir lo siguiente:

- **Módulo FV de 30 Celdas**

En los climas fríos y templados, los módulos suministran una tensión adecuada. Para otros climas el subsistema de acumulación recibiría corrientes de inyección de bajo valor y se perdería energía al acoplarse este al módulo en la zona de voltajes mayores al VMP.

Si se proyecta el sistema con módulos de 30 celdas en climas cálidos o calientes, tendríamos un sistema desbalanceado energéticamente, es decir la energía consumida será mayor a la energía generada y en consecuencia la batería no se cargaría.

- **Módulo FV de 33 Celdas**

La tensión adecuada que suministra el módulo es la adecuada para una temperatura como máximo de 25 °C ya que para un clima caliente la tensión V_{MP} cae hasta 12.84 °C.

- **Módulo FV de 36 Celdas**

Se puede seleccionar este tipo de módulo para cualquier clima, debido a que la tensión es adecuada para la carga de las baterías.

Por otro lado, este módulo resulta ideal en climas cálidos para sistemas de bombeo ya que en estas condiciones los módulos se sitúan alrededor de un voltaje promedio de 15 V y considerando que los fabricantes de motores de bombeo los fabrican con voltajes

nominales múltiplos de 15 V. Los sistemas FV para bombeo son de normalmente de conexión directa.

La aplicación específica de un sistema FV está determinada por la naturaleza de la carga puesto que es esta la que define el voltaje nominal de la tecnología. Entonces se puede establecer el concepto de voltaje nominal de un módulo (V_N), considerando, en primera instancia, que el voltaje nominal de los acumuladores de plomo-ácido de 6 celdas es de 12 V, como sigue:

- Se considera que los módulos FV de 33-36 celdas solares tienen una tensión nominal $V_N = 12$ V.
- Para aplicaciones en sistemas de bombeo, se considera que los módulos FV de 36 celdas tiene una tensión nominal de $V_N = 15$ V.
- Se considera que los módulos FV de 72 celdas solares tienen una tensión nominal $V_N = 24$ V.

2.3.4. Arreglos Fotovoltaicos

Un arreglo fotovoltaico es la configuración de módulos FV conectados en serie o paralelo para incrementar la potencia de trabajo.

En un arreglo fotovoltaico, que debe ser de módulos idénticos para evitar la formación de puntos calientes, se logra el incremento de la tensión a circuito abierto conectando los módulos en serie y el incremento de corriente de cortocircuito conectándolos en paralelo.

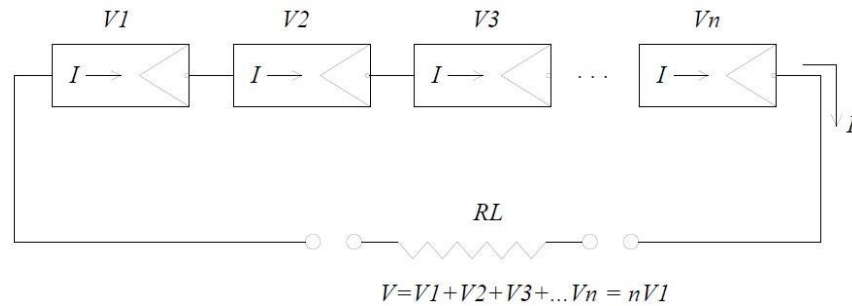


Figura 15. Módulos FV conectados en Serie.
Elaboración propia.

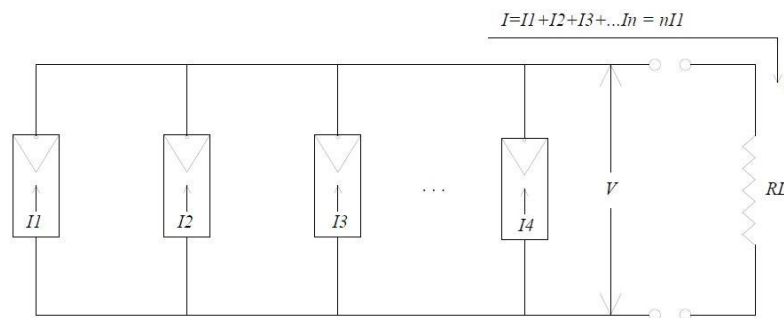


Figura 16. Módulos FV conectados en Paralelo.
Elaboración propia.

En la figura 15, se muestra la conexión de “n” módulos idénticos en serie, la tensión de cada módulo es la misma y la tensión la carga es la suma de todas ella, es decir “n” veces el valor de la tensión del módulo.

En la figura 16, se muestra la conexión de “n” módulos idénticos en paralelo, la corriente que circula a través de cada módulo es la misma y la que corriente que recibe la carga es la suma de todas ellas.

Si configuramos módulos FV idénticos con “Ns” módulos en serie y “Np” módulos en paralelo, tendremos una estructura a la cual se denomina **arreglo fotovoltaico (AFV)**.

En la figura 17, se muestra un arreglo fotovoltaico con módulos idéntico de corriente de corto circuito I_{CC} y voltaje a circuito abierto V_{CA} . Es esta configuración la que finalmente determinará el voltaje y corriente de operación del sistema fotovoltaico. Es importante señalar que en un arreglo FV se considera la instalación de diodos de

protección, esto es la instalación de diodos de paso en todos los módulos conectados en serie y diodos de bloqueo en todos los paneles conectados en paralelo para evitar la inyección de corriente en módulos de menor eficiencia (debido a sombras).

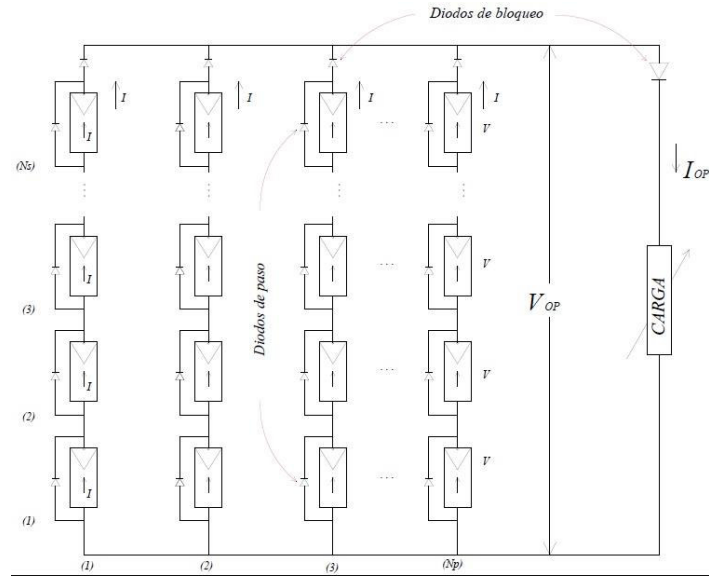


Figura 17. Arreglo FV de N_s módulos en serie y N_p paneles en paralelo
Elaboración propia.

En principio, tenemos la configuración de N_s módulos en serie para determinar paneles que se conectarán en paralelo. Si conectamos un total de N_p paneles en paralelo, entonces podemos decir que el tamaño de nuestro arreglo FV será de $N_s \times N_p$ (N_s módulos en serie y N_s paneles en paralelo).

Como se observa, cada panel en paralelo desde (1) hasta (N_p) está conformado por módulos idénticos en serie, en donde se verifica que, si cada módulo tiene un voltaje V , entonces el voltaje de operación “ V_{OP} ” del arreglo FV será:

$$V_{OP} = V_1 + V_2 + \dots + V_{N_s} \quad (10)$$

$$\rightarrow V_{OP} = N_s V \quad (11)$$

Si cada módulo suministra una corriente “ I ”, al ser idénticos tendríamos que la corriente de operación del arreglo FV es la suma de la corriente que suministra cada panel en paralelo:

$$I_{OP} = I_1 + I_2 + \dots I_{Np} \quad (12)$$

$$\rightarrow I_{OP} = NpI \quad (13)$$

Así la potencia “P” del arreglo será:

$$P = (NsV)(NpI) \quad (14)$$

2.3.5. Energía Generada por un Arreglo FV

La energía generada por un arreglo FV depende de la potencia de cada módulo, la cantidad de radiación disponible en el lugar que se conoce como Recurso Solar (Horas Pico Sol o HPS) expresado en Wh/m².

La potencia de cada módulo al estar expuesto al sol se verá reducida debido al incremento de temperatura en razón aproximada al coeficiente de temperatura indicado en la tabla 1.

Entonces la energía generada por el arreglo FV (Wh) está determinado por el producto de la potencia del arreglo con los módulos calientes a la temperatura T_C (expresado en Wp) con el recurso solar (expresado en HPS)

$$E = P(T_C)(HPS) \quad (15)$$

2.4. Aplicación de la Energía Solar Fotovoltaica

Hoy en día, es posible generar energía eléctrica a partir de energías renovables no convencionales como la energía solar mediante el uso de paneles fotovoltaicos. Los sistemas fotovoltaicos pueden ser diseñados para usarse en:

- **Instalaciones Conectadas a la Red:**

Se generan potencias que sean inyectadas a la red eléctrica convencional para distribuirse dónde sea demandada.

- **Instalaciones Aisladas a la Red:**

Se generan potencias que permitan atender cargas básicas en zonas rurales, viviendas, edificios, entre otros.

2.4.1. Sistema Fotovoltaico Conectado a Red (SFCR)

Son sistemas fotovoltaicos cuyo tipo de instalación consta de tres elementos: los paneles fotovoltaicos, el inversor y la red eléctrica convencional. La implementación de estos sistemas aporta a la generación de energía eléctrica limpia que permite la reducción de miles de toneladas de emisión de CO₂ a la atmósfera, contribuyendo a la sostenibilidad debido a sus componentes sociales y ambientales.

La energía total generada en este tipo de instalación se inyecta a la red eléctrica general mediante un inversor que transforma la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna con características similares a las de la red. La utilización de la energía generada por una central fotovoltaica ocurre en tiempo real al 100%.

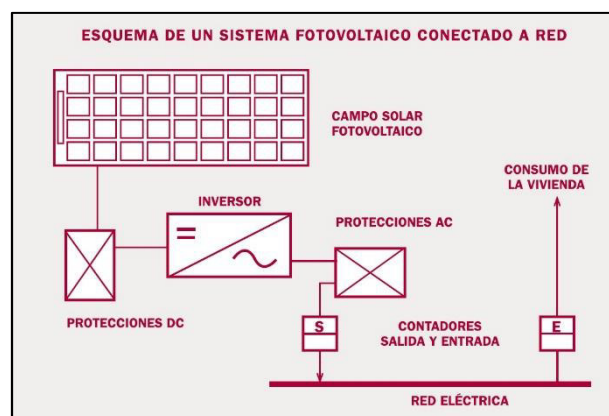


Figura 18. Sistema Fotovoltaico Conectado a Red
(ASIF, 2006)

Para diseñar los sistemas fotovoltaicos, se tomará en cuenta el diseño de los siguientes subsistemas:

Subsistema de Captación: Genera energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos

Subsistema de Regulación: Regula la cantidad de energía generada y almacenada.

Subsistema de Adaptación: Mediante un inversor se adecúa la corriente para su uso.

Los SFCR pueden implementarse en:

- **Integración de Edificios**

Los edificios que integran sistemas fotovoltaicos se conocen como **Sistemas Fotovoltaicos Integrados en Edificios** o **Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red**. Son edificios en los cuales algunos elementos arquitectónicos que componen tejados, fachadas, ventanas, muros, entre otros, incluyen elementos fotovoltaicos por lo cual generan energía eléctrica que será inyectada a la red.



Figura 19. SFCR Como Acristalamiento de Edificio
(PERPIÑAN, 2012)

- **Huertos o Centrales Eléctricas Fotovoltaicas**

Son aplicaciones a gran escala que se proyectan en zonas donde existe gran potencial de aprovechamiento de energía solar en grandes extensiones de terreno para la implementación de miles de módulos fotovoltaicos. Normalmente estas centrales fotovoltaicas inyectan la energía generada a un sistema interconectado nacional para cubrir las necesidades energéticas de miles de familias en tiempo real.

Los paneles fotovoltaicos de un huerto o central fotovoltaica pueden ser fijos o giratorios con orientación al sol para máximo aprovechamiento de la radiación solar. La energía generada es de corriente continua por lo que debe ser transformada, mediante inversores en corriente alterna para finalmente inyectarse a la red.

En Perú ubicamos la Central Solar Rubí, ubicada en la provincia de Mariscal Nieto en el departamento de Moquegua, que es la más potente del país y la tercera en Sudamérica, con 560 880 módulos fotovoltaicos de 320 W con una capacidad de generación de 144.48 MW conectados al Sistema Interconectado Nacional (SEIN) mediante la línea de transmisión L.T. 220 KV. SE Rubí – SE Montalvo.

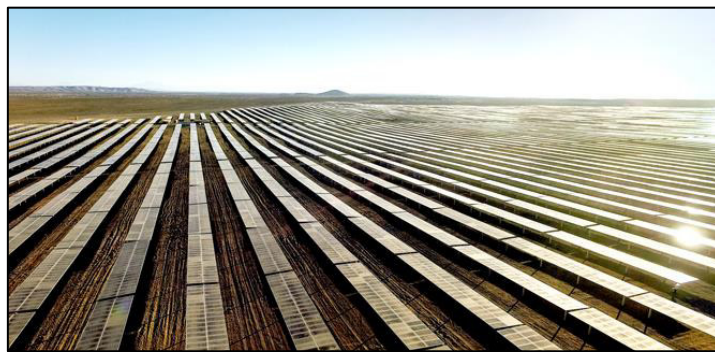


Figura 20. Central Eléctrica Fotovoltaica Rubí
(OSINERGMIN, 2018)

2.4.2. Sistema Fotovoltaico Aislado a Red o Autónomo (SFVA)

Son sistemas fotovoltaicos cuyo tipo de instalación consta de tres elementos: los paneles fotovoltaicos, el inversor y la carga. En el caso de requerir energía las 24 horas del día, es necesario contar con un sistema de acumulación, el cual almacenará la energía no utilizada en tiempo real, durante las horas de radiación solar, mediante un banco de baterías. Dependiendo de la radiación de zona se diseñará el sistema de acumulación.

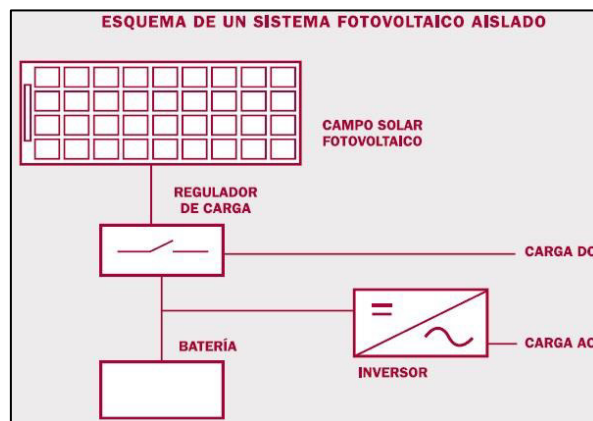


Figura 21. Sistema Fotovoltaico Aislado
(ASIF, 2006.)

Para diseñar los sistemas fotovoltaicos, se tomará en cuenta el diseño de los siguientes subsistemas:

Subsistema de Generación: Genera energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos

Subsistema de Regulación: Regula la cantidad de energía generada y almacenada.

Subsistema de Acumulación: Almacena la energía no aprovecha en tiempo real.

Subsistema de Adaptación: Mediante un inversor se adecúa la corriente para su uso.

Las aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos son tan diversas como las necesidades energéticas que se puedan tener, pudiéndose destacar:

- **Electrificación Rural**

Puede diseñarse un sistema fotovoltaico para electrificar una población, toda vez que esté alejada del sistema interconectado. Para este fin debe realizarse todos los estudios necesarios, partiendo de las cargas demandadas por cada vivienda para diseñar un Sistema Fotovoltaico Aislado a la Red Centralizado.



Figura 22. Sistema FV Aislado a Red para Electrificación Rural
(MEF, 2011)

Para viviendas que no se encuentran agrupadas, la alternativa es tener su propio sistema que tenga la capacidad de atender cargas esenciales para las familias tales como alumbrado y tomacorrientes para alimentar artefactos de primera necesidad.



Figura 23. SFVA en Vivienda no agrupada.
(MEF, 2011)

- **Alumbrado Público**

Se pueden usar sistemas de iluminación autónomos para iluminar caminos, carreteras, parques, entre otros.



Figura 24. Alumbrado Público con Paneles Fotovoltaicos
(ASIF, 2006)

- **Agricultura y Ganadería**

Las aplicaciones en sector agropecuario son diversos y tantos como se pueda necesitar. En lugares remotos dónde no existe conexión a red su aplicación resulta más que satisfactoria, pudiéndose implementar Sistemas FV para iluminación de granjas, sistemas de bombeo para irrigación y abrevaderos de ganado, cercos eléctricos, refrigeración, bombas de aire para crianza de peces y camarones, incubadoras, entre otros.



Figura 25. SFVA para Sistemas de Bombeo
(Friedlander, 2017)

- **Otras aplicaciones**

Otras aplicaciones de los SFVA son la iluminación de señales, semáforos, vallas publicitarias. También se aplican en las telecomunicaciones como los repetidores de televisión, y radio, transmisión de datos meteorológicos, antenas, entre otros.

2.5. Diseño de un Sistema Fotovoltaico de Autoconsumo

Consideraremos un SFVA que suministre energía a un conjunto de cargas con funcionamiento continuo.

Para realizar este diseño es necesario determinar la localización geográfica del lugar en dónde se instalará el sistema fotovoltaico y calcular, como base, la energía de consumo diario (W-h) del conjunto de cargas y determinar la radiación solar incidente diaria.

Una vez definidas las bases, se procede a dimensionar cada uno de los elementos que conformarán nuestro Sistema Fotovoltaico.

2.5.1. Condiciones del Lugar

Las condiciones del lugar son importantes para determinar los recursos energéticos disponibles a partir de los datos geográficos y meteorológicos de la localización del sistema fotovoltaico.

Para determinar las condiciones del lugar nos servimos de herramientas tales como la cartografía y recuperación de datos históricos meteorológicos recuperados de SENAMHI.

2.5.2. Cálculo del Consumo Diario de las Cargas (W-h)

Para determinar el consumo diario del conjunto de cargas que serán atendidas por el sistema fotovoltaico, se requiere conocer la potencia instalada de cada carga y el tiempo de uso promedio diario de cada una de ellas. Así, el consumo total del conjunto de cargas será:

$$E_{CL} = \sum_{i=1}^n P_i h_i \quad (16)$$

Dónde:

E_{CL} : Energía consumida por el conjunto de cargas (W-h)

P_i : Potencia instalada para la carga “i” (W)

h_i : Tiempo promedio de uso diario de la carga “i” (h)

2.5.3. Uso de Mapas Solares para el cálculo del Recurso Solar

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) en forma conjunta con Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI) han elaborado el *Atlas de Energía Solar del Perú* como parte del Proyecto PER/98/G31 “*Electrificación Rural a Base de Energía Fotovoltaica en el Perú*”, herramienta que pone a disposición para el diseño adecuado de

sistemas fotovoltaicos de acuerdo a la ubicación geográfica del lugar dónde serán instalados.

Para el registro de la energía solar incidente diaria se establece el uso de mapas solares desarrollados por SENAMHI y el MINEM como parte de la obra antes mencionada.

Los mapas solares ponen a disposición rangos de energía solar incidente diaria, registrados en el territorio nacional entre los años 1975 y 1990. Se presenta un mapa energético promedio anual y doce mapas de energéticos promedios mensuales.

Energía Sola Incidente Diaria (KW-h/m2)								
< 4.0	4.0 – 4.5	4.5 – 5.0	5.0 – 5.5	5.5 – 6.0	6.0 – 6.5	6.5 – 7.0	7.0 – 7.5	>7.5

Figura 26.Leyenda Mapas Solares SENAMHI

Elaboración propia.

Se requiere hacer el registro mes a mes de la energía solar incidente en la localización del sistema fotovoltaico a implementar para evaluar su comportamiento a lo largo del año.

2.5.3.1. Declinaciones Características Mensuales

Determinamos la declinación característica para cada mes del año, considerando mediados de cada mes. Se tabula las declinaciones obtenidas aplicando la siguiente fórmula (expresión aproximada de Cooper):

$$\delta = 23.45 \text{Sen} \left[360. \left(\frac{284 + d_n}{365} \right) \right] \quad (17)$$

Dónde:

δ : Declinación solar característica para cada mes.

d_n : Día del año desde 1 hasta 365.

Tabla 4*Declinación característica de cada mes del año*

Día del mes	Mes	Día del año (d_n)	Declinación (δ)
15	Enero	15	-21.30
14	Febrero	45	-13.67
16	Marzo	75	-2.49
15	Abril	105	9.34
16	Mayo	136	18.98
15	Junio	166	23.30
17	Julio	198	21.23
16	Agosto	228	13.54
15	Septiembre	258	2.33
16	Octubre	289	-9.86
15	Noviembre	319	-19.08
16	Diciembre	350	-23.36

Nota. Fuente: Elaboración propia**2.5.3.2. Orientación e Inclinación de un Panel FV**

La máxima radiación directa que recibirá un panel FV se obtiene cuando los rayos inciden perpendicularmente sobre su superficie.

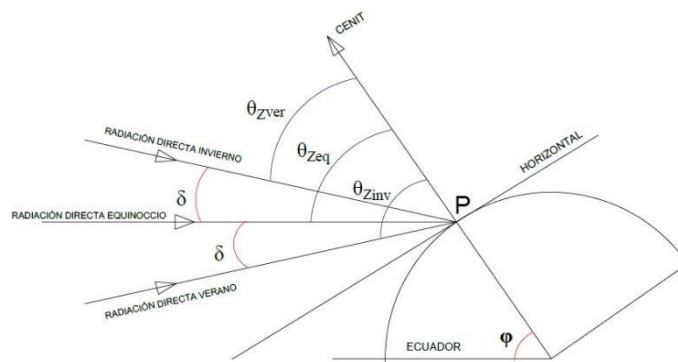


Figura 27. Radiación Solar Incidente y Declinación Solar
Elaboración propia.

Donde:

θ_{zinv} : ángulo cenital en solsticio de invierno

θ_{zeq} : ángulo cenital en los equinoccios

θ_{zver} : ángulo cenital en solsticio de verano

Se observa:

$$\theta_{Zinv} = \delta + \varphi \quad (18)$$

$$\theta_{Zeq} = \varphi \quad (19)$$

$$\theta_{Zver} = \delta - \varphi \quad (20)$$

La radiación directa incidente diaria en el punto de observación “P” se maximiza cuando el panel está inclinado de forma tal que reciba la radiación de forma perpendicular a su superficie.

De esta manera se presentan las siguientes situaciones:

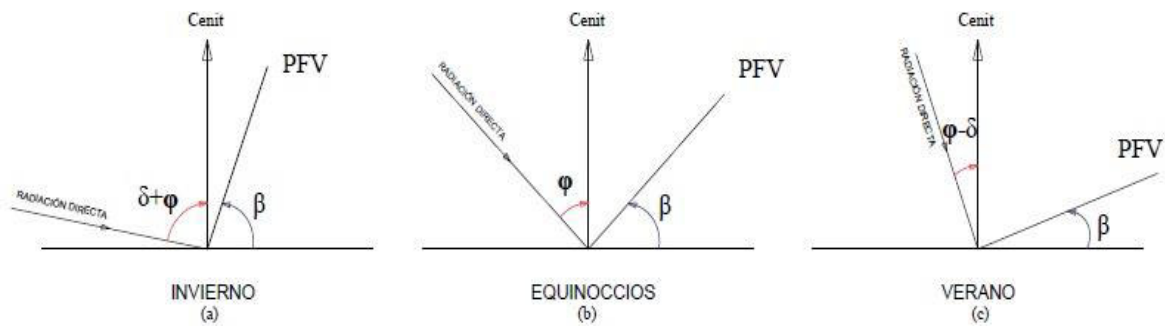


Figura 28. Inclutación Óptima para PVF
Elaboración propia.

Del análisis de puede concluir, con respecto a la inclinación de los paneles FV:

- Si se desea maximizar la radiación recibida en temporada de invierno, entonces:

$$\beta = \varphi + \delta \quad (21)$$

- La radiación recibida por el panel durante los equinoccios es máxima, cuando:

$$\beta = \varphi \quad (22)$$

- Si se desea maximizar la radiación recibida en temporada de verano, entonces:

$$\beta = \varphi - \delta \quad (23)$$

Para el cálculo de la inclinación óptima del sistema, podemos usar la siguiente relación:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69|\varphi| \quad (24)$$

Con los registros de radiación solar incidente diaria, podemos relacionar la radiación solar con el ángulo β :

$$Ga(\beta) = \frac{Ga(0)}{1 - 4,46 \cdot 10^{-4} \cdot \beta - 1,9 \cdot 10^{-4} \cdot \beta^2} \quad (25)$$

Donde:

$Ga(0)$: Radiación solar incidente diaria

$Ga(\beta)$: Radiación solar incidente diaria para una inclinación β

2.5.3.3. *Factor de Corrección de la Radiación Solar incidente Diaria (FR)*

Los resultados obtenidos de radiación global diaria deben ser corregidos con un factor de radiación (FR). Esta corrección se realiza debido a que el sistema presenta pérdidas por orientación e inclinación y se obtendrá usando las siguientes expresiones:

- Para $15^\circ < \beta < 90^\circ$:

$$FR = 1 - [1,2 \cdot 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \alpha^2] \quad (26)$$

- Para $\beta \leq 15^\circ$:

$$FR = 1 - [1,2 \cdot 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2] \quad (27)$$

Donde:

FR: Factor de radiación

β : Inclinación real de la superficie

β_{opt} : Inclinación óptima de la superficie

α : Acimut de la superficie

2.5.3.4. Cálculo del Recurso Solar

Una vez obtenidos $G_a(\beta)$ y FI para cada mes, obtenemos las horas sol pico diaria (HSP) o recurso solar.

$$HSP = G_a(\beta) \cdot FR \quad (28)$$

2.5.4. Diseño del Subsistema de Generación

2.5.4.1. Requerimiento Energético

Una vez que tenemos bien definido nuestro conjunto de cargas que serán atendidas por nuestro sistema fotovoltaico lo que procede es calcular, en términos de su potencia pico, el tamaño del arreglo fotovoltaico que sea capaz de generar la energía eléctrica requerida por dicho conjunto, así como la capacidad del subsistema de acumulación considerando de primera mano los requerimientos de autonomía establecidos.

Como criterio básico, se debe considerar que debe existir balance energético entre la energía generada y la energía que consumirá el conjunto de cargas. La energía consumida se expresa como un consumo promedio diario y la energía a generar se dimensiona en base a las horas pico promedio diarias de la ubicación geográfica del lugar.

Cuando se diseñan los sistemas fotovoltaicos se debe tener en cuenta los factores geográficos, energéticos y tecnológicos que influyen en el desempeño del sistema fotovoltaico. Los factores geográficos influyen sobre el recurso solar y el desempeño del arreglo fotovoltaico, los factores energéticos afectarán la estimación de la energía a consumir. Los cálculos teóricos también se deben considerar la eficiencia de todos los elementos presentes en el proceso de generación, acumulación, regulación, adaptación y utilización de la energía. Los factores tecnológicos están determinados por la selección del tipo de tecnologías que se implementarán en forma conjunta en nuestro sistema fotovoltaico.

En base a lo expuesto, podemos establecer la siguiente relación entre la energía generada por nuestro sistema fotovoltaico y la energía consumida por el conjunto de cargas a atender:

$$E_G = \frac{E_{CL}}{\eta_{ET}} \quad (29)$$

Dónde:

E_G : Energía generada por el arreglo fotovoltaico.

E_{CL} : Energía consumida por el conjunto de cargas.

η_{ET} : Eficiencia global del sistema fotovoltaico

El valor de η_{ET} está determinado por las eficiencias de los diferentes elementos presentes en las diferentes etapas que determinan los subsistemas de generación, regulación, acumulación y adaptación cuyos valores típicos a considerar en el caso no se especifiquen se muestran en a continuación.

Tabla 5

Valores típicos de eficiencia en SFV

Símbolo	Concepto	Valor
η_W	Eficiencia en cableado	97%
η_{CC}	Eficiencia en controlador de carga	97%
η_B	Eficiencia en sistema de acumulación	85%
η_{CB}	Eficiencia coulombica en sistema de acumulación	92%-98%
η_{VCB}	Eficiencia en voltaje de carga del sistema de acumulación	88%
η_{INV}	Eficiencia en inversor de carga	95%

Nota. Fuente: Elaboración propia

Considerando un arreglo de tamaño $N_S \times N_P$, es decir, de N_S módulos en serie formando N_P paneles en paralelo con una potencia pico de P_P (MFV) cada uno y un recurso solar HSP para una temperatura de ambiente T_{amb} , entonces la energía generada está definida por la siguiente relación:

$$E_G = HSP \cdot (N_S \cdot N_P) \cdot P_P(MFV) \cdot R_T \quad (30)$$

$$E_G = P_P(AFV) \cdot HSP \cdot R_T \quad (31)$$

A partir de la ecuación (27) y (29) tenemos:

$$\frac{E_{CL}}{\eta_{ET}} = P_P(AFV) \cdot HSP \cdot R_T \quad (32)$$

Entonces:

$$P_P(AFV) = \frac{E_{CL}}{HSP \cdot \eta_{ET} \cdot R_T} \quad (33)$$

Como sabemos la energía consumida por la carga puede expresarse en términos de Watt-hora (W-h) o Amper-hora (A-h), es por esta razón que se establecen dos criterios.

- **Criterio Amper-hora (A-h)**

Este criterio se usará cuando se tienen cargas en corriente DC con sistema de acumulación electroquímico cuyo voltaje nominal sea múltiplo de 12 V. El voltaje nominal del sistema de acumulación $V_N(S)$ está determinado por la carga del conjunto de cargas con mayor valor voltaje nominal.

La energía eléctrica que consuma la carga se expresará en términos de Amper-hora (A-h) a un voltaje nominal determinado.

En sistemas autónomos con almacenamiento en baterías, se puede establecer que el arreglo fotovoltaico está formado por N_S módulos de una tensión nominal $V_N(MFV)$ conectados en serie, estableciéndose lo siguiente:

- a) El número de módulos fotovoltaicos en serie (N_S), se define con la siguiente relación:

$$N_S = \frac{V_N(S)}{V_N(MFV)} \quad (34)$$

- b) La corriente en el punto de máxima potencia que debe generar el arreglo fotovoltaico es:

$$I_{MP}(AFV) = \frac{E_{CL} \cdot F_S}{(HSP) \cdot \eta_{ET}} \quad (35)$$

Para este criterio, E_{CL} debe estar en Amper-hora (A-h) a la tensión nominal del sistema. F_S es un factor de sobredimensionamiento cuyo valor recomendado es 1.05.

- c) El número de paneles en paralelo (cadenas) para generar una corriente $I_{MP}(AFV)$, está determinado por la siguiente relación:

$$N_P = \frac{I_{MP}(AFV)}{I_{MP}(MFV)} \quad (36)$$

- **Criterio Watt-hora (W-h)**

Este criterio se usará para sistemas fotovoltaicos autónomos cuyas cargas sean del tipo AC con o sin subsistema de acumulación para un voltaje nominal mayor o igual a 48 VDC o sistemas interconectados a la red eléctrica convencional.

La energía eléctrica que consuma la carga se expresará en términos de Watt-hora (W-h) a un voltaje nominal determinado. Todas las cargas deben operar a la misma tensión nominal.

En consideración a lo anterior, se establece lo siguiente:

- a) La potencia del arreglo fotovoltaico en Watts está determinada por:

$$P_P(AFV) = \frac{E_{CL}}{(HSP) \cdot \eta_{ET} \cdot R_T} \quad (37)$$

El rendimiento térmico R_T toma un valor de 85% en condiciones NOCT para sistemas sin acumuladores.

- b) El número total de módulos del arreglo fotovoltaico en condiciones STC se calcula como:

$$N_T(AFV) = \frac{P_P(AFV)}{P_P(MFV)} \quad (38)$$

Dónde:

$N_T(AFV)$: Número de módulos del arreglo fotovoltaico

$P_P(AFV)$: Potencia pico de arreglo fotovoltaico

$P_P(MFV)$: Potencia pico del módulo fotovoltaico

La configuración del AFV de tamaño N_T ($N_S \times N_P$) obedece a la determinación del voltaje nominal del subsistema de acumulación $V_N(S)$ o el voltaje de la carga a acoplarse al sistema, de esta manera se pueden considerar dos casos:

- **Cargas eléctricas DC o AC con Inversor de carga DC/AC y Subsistema de Almacenamiento.**

En el caso de cargas eléctricas DC, el voltaje nominal del subsistema de acumulación lo determina la mayor carga del conjunto de cargas a ser atendidas por el sistema fotovoltaico que será un múltiplo de 12V.

En el caso de que sean cargas del tipo AC, entonces se requiere de un inversor DC/AC. El voltaje nominal del subsistema de acumulación lo determina la tensión de entrada en DC del inversor de cargas necesario para obtener tensión AC a la salida del sistema.

Para monitorear el estado de carga del sistema de acumulación, se requiere que el sistema fotovoltaico cuente con un controlador de carga. El controlador de carga (CC_B) se seleccionará considerando que la tensión de control para el subsistema de acumulación y la tensión de acoplamiento con el arreglo fotovoltaico sea la misma que la tensión

nominal del módulo fotovoltaico con valores múltiplo de 12 V y fijos. Este tipo de controlador es conocido como controlador a tensión fija.

Dependiendo del tipo de MFV a usar, se presentan dos opciones.

a) Opción 1:

Se seleccionan MFV de 36 y 72 células en serie con $V_N(\text{MFV})$ igual a 12 VDC y 24 VDC respectivamente, entonces el tamaño de del arreglo FV está determinado por N_S módulos serie y N_P paneles en paralelo con una potencia pico P_P (MFV) por cada módulo. El número de módulos series y paneles en paralelo está determinado por las siguientes expresiones:

$$N_S = \frac{V_N(S)}{V_N(\text{MFV})} \quad (39)$$

$$N_P = \frac{N_T}{N_S} \quad (40)$$

b) Opción 2:

Se seleccionan cualquier tecnología de la gama de módulos fotovoltaicos que pueden ser de 36, 50, 60, 72 u 80 células en serie. En este caso el tipo de controlador de carga a implementar debe ser del tipo **Tensión Variable** (CC_{TV}) con seguimiento del punto de máxima potencia (MPP).

Al seleccionar el CC_{TV} se debe considerar que la tensión de control hacia el subsistema de almacenamiento sea del valor de la tensión nominal del sistema $V_N(S)$ y la tensión de acoplamiento del controlador y el arreglo fotovoltaico esté comprendida en el intervalo de alimentación de diseño del controlador (12V-150V).

Si denotamos como $V_{\text{ACO}}(\text{CC}_{\text{TV}})$ a la tensión de acoplamiento entre el AFV y el CC_{TV} , el número de módulos FV en serie se determina con la siguiente relación para N_S :

$$N_S = \frac{V_{ACO}(CC_{TV})}{V_{MP}(MFV)} \quad (41)$$

El número de paneles en paralelo N_P se obtiene al igual que en la opción 1 a partir de la ecuación (38).

- **Criterio Watt-hora (W-h)**

Este es el caso de sistemas fotovoltaicos conectados red o sistemas de bombeo de agua, en los cuales la energía generada es usada en tiempo real.

El acoplamiento de al sistema de bombeo o red, según sea el caso, requiere de un inversor de carga CD/AC.

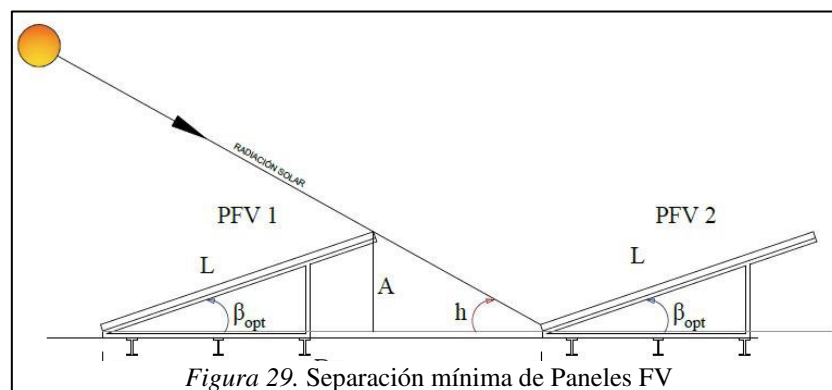
La tensión de acoplamiento AFV-Inversor es determinada por este último y la denotaremos por $V_{ACO}(Inv)$. Si seleccionamos módulos fotovoltaicos con una potencia pico $PP(MFV)$ con una tensión de máxima potencia $VMP(MFV)$, entonces el número de módulos en serie del AFV está determinado por:

$$N_S = \frac{V_{ACO}(Inv)}{V_{MP}(MFV)} \quad (42)$$

El número de paneles en paralelo del arreglo fotovoltaico N_P se obtiene a partir de la ecuación (38).

2.5.4.2. Separación entre Paneles FV

Como se ha referido, el arreglo FV deberá orientarse de cara a la trayectoria solar, lo que generará una proyección de sombras sobre la superficie sobre la cual se instalarán los paneles. Para evitar que la proyección de sombras generadas los MFV sobre aquellos que se ubican en la parte inmediata posterior a estos, se deberá tener en cuenta una separación mínima “D”.



(ELABORACIÓN PROPIA)

Considerando la altura solar h , entonces resolviendo trigonómicamente:

$$D = L \cos \beta_{opt} + A \operatorname{tg} h \quad \dots (i)$$

$$D = L \cos \beta_{opt} + L \operatorname{sen} \beta_{opt} \cdot \operatorname{tg} h \quad \dots (ii)$$

Resolviendo (i) y (ii):

$$D = L (\cos \beta_{opt} + \operatorname{sen} \beta_{opt} \cdot \operatorname{tg} h) \quad (43)$$

2.5.4.3. Estructura de Soporte para los Paneles Fotovoltaicos

La estructura de soporte para los paneles solares se debe seleccionar y montar teniendo en cuenta lo siguiente:

- Debe ser de aluminio anodizado
- Debe haber al menos 5 cm de separación entre el panel y el techo o cubierta.
- Deben soportar al menos 10 años de exposición a la intemperie sin corrosión o fatiga apreciable.
- Debe tener un ángulo de inclinación de acuerdo al ángulo óptimo de diseño.
- Debe soportar una carga de viento de acuerdo a las condiciones del lugar de diseño.

2.5.5. Diseño del Subsistema de Acumulación

2.5.5.1. *Acumulador Electroquímico*

En sistemas fotovoltaicos, un acumulador electroquímico es una batería secundaria o recargable capaz de almacenar energía eléctrica en forma de energía química. Este tipo de batería es capaz de generar energía eléctrica a partir de la energía química almacenada y recargarse revertiendo las reacciones químicas en su interior cuando se suministra energía eléctrica hasta restablecer su composición original.

El subsistema de acumulación es capaz de dar autonomía al sistema fotovoltaico además de aportar picos de intensidad superiores a los que proporciona el subsistema de generación y estabilizar la tensión del sistema, contribuyendo de esta manera con el buen funcionamiento del sistema FV.

Las siguientes definiciones son importantes para entender el funcionamiento de los acumuladores electroquímicos y el dimensionamiento de nuestro subsistema de acumulación:

- **Capacidad Nominal del Acumulador (C_{BAT})**

Es la cantidad de energía que puede proveer un acumulador hasta descargarse completamente.

- **Régimen de Carga y Descarga**

El régimen de carga es el valor de la intensidad de corriente que se aplica a la batería en el proceso de carga para restablecer su capacidad nominal mientras que el régimen de descarga es el valor de la intensidad de corriente durante el proceso de descarga para extraer la capacidad nominal.

Normalmente las especificaciones técnicas que brindan los fabricantes de baterías incluyen la capacidad a C_{10} (10 horas) sin embargo en aplicaciones para sistemas

fotovoltaicos, los regímenes de funcionamiento habituales son C_{20} (20 horas) y C_{100} (100 horas). Como regla aproximada se puede considerar: $C_{100} \approx 1.35C_{10}$.

- **Estado de Carga (SoC)**

Es la razón entre la capacidad de una batería parcialmente cargada y su capacidad nominal por lo que su valor estará comprendido siempre entre 0 y 1.

- **Profundidad de Descarga (PD)**

Es el porcentaje de la capacidad total de la batería que se usará en un ciclo de carga o descarga. Por lo general, las baterías de un sistema FV se descarga entre un 10% y 30% de la energía almacenada. La profundidad de descarga máxima admisible no debe superar el 80% de la capacidad nominal de la batería.

La profundidad de descarga es el complemento del estado de carga:

$$PD = 1 - SoC \quad (44)$$

- **Tensión de Corte**

Es la tensión a la que finaliza la descarga de la batería que depende del régimen de descarga y del tipo de batería. Determina la profundidad de descarga máxima y la capacidad útil.

$$C_U = PD_{MAX} \cdot C_{BAT} \quad (45)$$

Dónde:

C_U : Capacidad útil

PD_{MAX} : Profundidad de descarga máxima.

C_{BAT} : Capacidad nominal de la batería

- **Eficiencia Coulómbica (η_{CB})**

Una batería no entrega toda la energía que adquiere en el proceso de carga debido a que no todos los electrones que se inyectan contribuyen en las reacciones químicas interiores.

Del total de electrones que se inyectan sólo del 92% - 98% contribuyen con dichas reacciones, a este porcentaje se le conoce como eficiencia coulómbica.

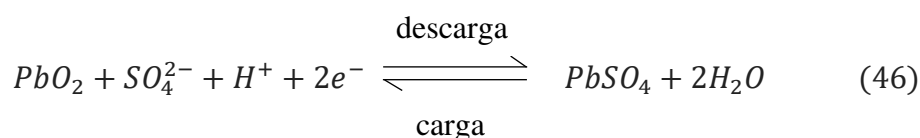
- **Eficiencia Energética**

Es la razón entre la energía extraída durante la descarga y la energía requerida para reestablecer el estado inicial.

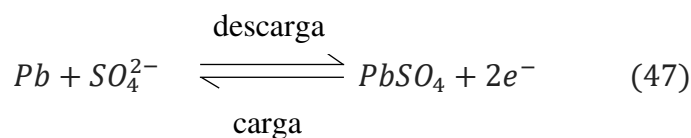
- **Funcionamiento**

El funcionamiento de una batería de plomo-ácido se basa en una reacción electroquímica entre sus componentes. La batería se compone de un electrodo positivo (ánodo) con PbO_2 , un electrodo negativo (cátodo) con Pb y un electrolito a base de agua $2H_2SO_4$.

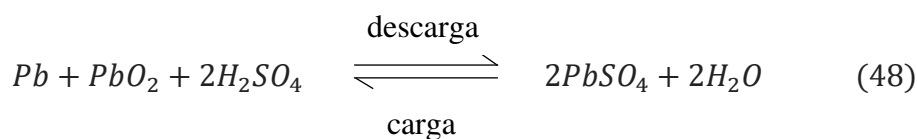
Ánodo (+)



Cátodo (+)



Global



Durante el proceso de carga el sulfato de plomo (PbSO_4) en la placa negativa se convierte en plomo (Pb), en la placa positiva en óxido de plomo (PbO_2) y ácido.

Al finalizar el proceso de carga ocurre la electrólisis del agua produciéndose el gaseo (liberación de oxígeno e hidrógeno). El proceso de gaseo implica una pérdida de agua en el electrolito (H_2SO_4) pero también su homogenización por agitación.

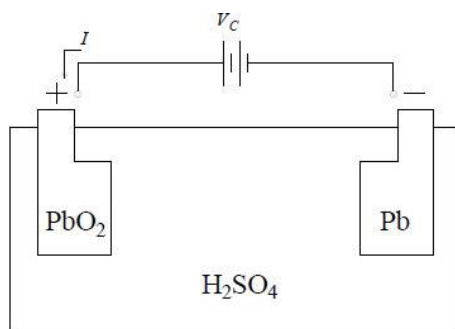


Figura 30. Proceso de carga de batería de Plomo-Ácido
Elaboración propia.

Durante el proceso de descarga ocurre que el plomo (Pb) en el cátodo y el dióxido de plomo (PbO_2) se convierten en sulfato de plomo (PbSO_4). En este proceso se presenta una disminución de la densidad del electrolito y cambio de los volúmenes de los materiales activos.

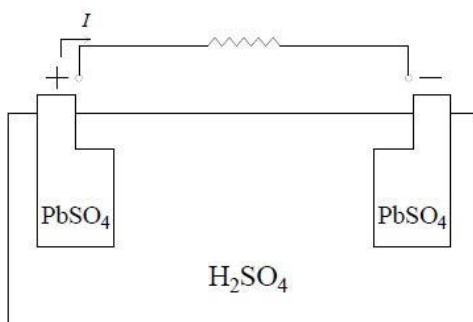


Figura 31. Proceso de descarga de batería de Plomo-
Elaboración Propia

2.5.5.2. Efecto de la Densidad del electrolito y temperatura en el Acumulador

Modelaremos una batería de Plomo-Ácido cómo un circuito eléctrico considerando una fuente de tensión equivalente en serie con una resistencia interna. Ambos parámetros se relacionan con densidad del electrolito y la temperatura.

En la figura 32 se muestra la representación eléctrica de la batería a partir de las siguientes ecuaciones:

Proceso de Carga

$$V_{BAT} = V_{BI} + I_C R_{BI} \quad (49)$$

Proceso de Descarga

$$V_{BAT} = V_{BI} - I_D R_{BI} \quad (50)$$

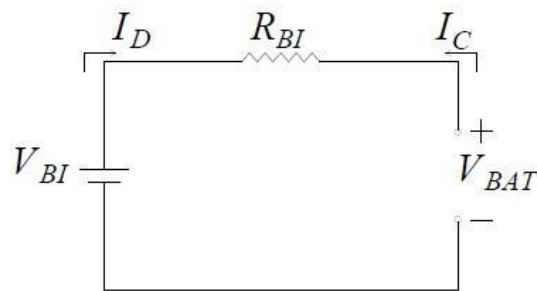


Figura 32. Modelo Eléctrico de una Batería
Elaboración propia.

Dónde:

V_{BAT} : Tensión de salida de la batería.

V_{BI} : Tensión equivalente de la batería.

R_{BI} : Resistencia interna de la batería.

I_C : Corriente de carga.

I_D : Corriente de descarga.

Durante el proceso de descarga de la batería, la tensión en bornes de la batería V_{BAT} disminuye ya que la tensión equivalente disminuye la resistencia interna aumenta.

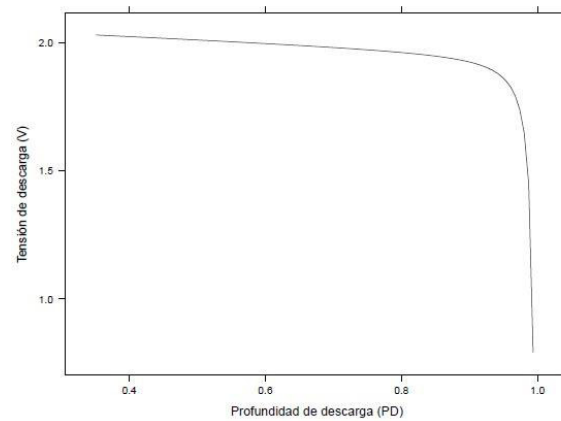


Figura 33. Tensión vs Profundidad de descarga a temperatura
(PERPIÑAN, 2012)

Como se observa en la figura 33, la tensión cae en forma lineal hasta que decrece abruptamente al acercarse a la descarga total.

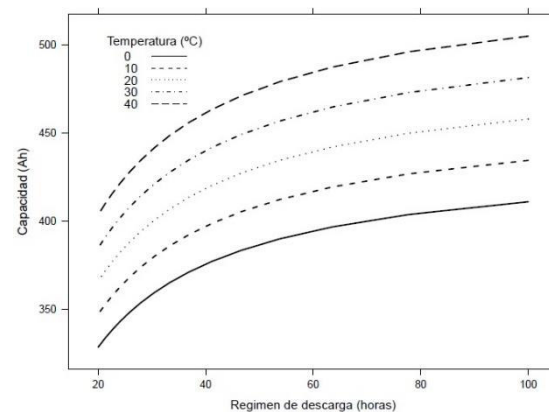


Figura 34. Relación entre el Régimen de Descarga y Capacidad de la Batería a diferentes Temperaturas
(PERPIÑAN, 2012)

- Las descargas profundas disminuyen los ciclos de vida de una batería
- Para regímenes de carga lentos se dispone de la mayor capacidad de la batería.
- A mayor régimen de carga y porcentaje de sobrecarga, menor será la vida alcanzada.
- Las temperaturas altas aceleran la corrosión de los electrodos disminuyendo los ciclos de vida.

La expresión que relaciona la tensión de la fuente equivalente con la densidad del electrolito, cuando éste es homogéneo, es:

$$V_{BI} = \rho_e + 0.84 \quad (51)$$

Donde:

ρ_e : Densidad del electrolito.

Cuando la batería está cargada, la densidad del electrolito varía entre 1.2 g/cm³ y 1.28 g/cm³ por lo que se puede decir que la tensión a circuito abierto de un vaso varía entre 2.04 V y 2.12 V.

Cuando la temperatura del ambiente es baja, el electrolito se vuelve más viscoso y los iones tienen menos movilidad lo que provoca que el valor de la resistencia interna R_{BI} aumente. La disminución de temperatura reduce, entonces, la capacidad de la batería en todos los regímenes de descarga. Si ocurre una situación extrema en cuanto a la baja de temperatura y el electrolito se congela, entonces no habría movilidad de iones y por lo tanto la capacidad de la batería sería nula.

Para temperaturas altas de ambiente las reacciones se aceleran por lo que el valor de R_{BI} disminuye. En este caso la corrosión se ve favorecida, siendo esta un factor de degradación de las baterías.

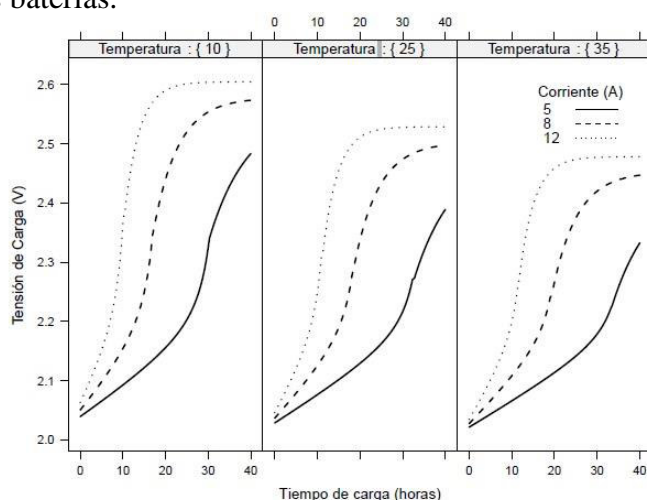


Figura 35. Tensión de carga a diferentes Temperaturas de Ambiente y Corriente (PERPIÑAN, 2012)

2.5.5.3. Ciclado

Mientras está operando, la batería experimenta varios procesos de carga y descarga que se denominan ciclados. Los mecanismos de degradación principales asociados a los

ciclados son la estratificación y la pérdida de material activo que ocasionan las descargas repetidas.

Cuando se produce una descarga de la batería, se denomina estratificación a las diferencias de densidades de corriente entre las zonas superiores e inferiores, esto se produce por la acción conjunta de la resistencia de las rejillas, la falta de movimiento de la batería y la gravedad. De esta manera la densidad del electrolito no será uniforme en todo el recorrido de la altura de la batería, sino que este será más denso en la parte inferior.

Cuando la batería inicia su proceso de carga, la densidad de corriente en la zona inferior de las rejillas será superior dado que en este proceso se registra un menor valor de la resistencia interna R_{BI} lo que significa que hay una mayor densidad de electrolito, por lo que nuevamente evidenciamos una estratificación que como ya mencionamos se ve reforzada por la falta de movimiento y la gravedad. La mayor densidad de electrolito sobre el agua ocasionará que este se desplace al fondo. La estratificación trae como consecuencia la alta concentración de ácido en las zonas inferiores, contribuyendo de esta manera con la corrosión de las rejillas.

2.5.5.4. *Mecanismos de Degradación*

Entre los mecanismos de degradación existentes, podemos destacar los siguientes:

- Corrosión externa en los terminales de conexión, lo que provoca que la distribución de la corriente entre los vasos que componen el acumulador no sea distribuida uniformemente. Esto ocurre en ambientes agresivos y con temperaturas elevadas.
- Degradación del material de las rejillas producto de la sobrecarga, proceso en cual se forman depósitos en los vasos y tiene como consecuencia la disminución irreversible de la capacidad de la batería.

- Gaseo excesivo que origina una pérdida de electrolito y corrosión en la placa positiva. Normalmente se sobrecargan las baterías para eliminar la estratificación provocando el gaseo. En baterías libre de mantenimiento (VRLA) cuando se supera el voltaje de gaseo puede producirse una fuga de gas por las válvulas de seguridad reduciendo el tiempo de vida útil y causar averías.
- Cristalización del sulfato de plomo cuando la batería opera en largos periodos de carga parcial. En esta condición el sulfato cristalizado deja de participar en las reacciones químicas, disminuyendo así de forma irreversible la capacidad de la batería. Además, cómo es lógico se producen cambios de volumen local lo que ocasiona tensiones en las rejillas podrían ocasionar fisuras. A este mecanismo de degradación se le conoce como sulfatación.
- Depósitos de materia activa. Se refiere a la precipitación de materia activa por pérdida de adherencia cuando la batería opera en bajos estados de carga durante largos periodos. Esto trae como consecuencia la disminución de la capacidad de la batería y en el peor de los casos la muerte de la batería por cortocircuitos.

2.5.5.5. *Diseño del Banco de Baterías*

Una vez determinada la energía de consumo diario E_{CL} del conjunto de cargas a atender por el sistema fotovoltaico y establecida la autonomía se puede dimensionar la capacidad del subsistema de acumulación que consta de un banco de baterías.

La autonomía del subsistema de acumulación estará establecida según normativa vigente y se define por el número de “días sin sol” en los cuales el sistema fotovoltaico deberá seguir alimentando al conjunto de cargas.

Si E_{CL} se expresa en Watt-hora (W-h), entonces la capacidad del banco de baterías se determina a partir de la siguiente expresión:

$$C_{BB} = \frac{E_{CL} \cdot A_U}{V_N(S) \cdot f_u \cdot F_i} \quad (52)$$

Si E_{CL} se expresa en Amper-hora (A-h) @ $V_N(S)$, entonces la capacidad del banco de baterías se determina a partir de la siguiente expresión:

$$C_{BB} = \frac{E_{CL} \cdot A_U}{f_u \cdot F_i} @ V_N(S) \quad (53)$$

Dónde:

C_{BB} : Capacidad del banco de baterías en Amper-hora (A-h)

A_U : Autonomía de banco de baterías en días (d)

$V_N(S)$: Voltaje nominal del sistema (múltiplo de 12 V)

f_u : Factor de uso para evitar la descarga total de las baterías

F_i : Factor de incremento de capacidad debido a una razón de descarga más lenta

Los valores de f_u y F_i , según el tipo de batería a usar, se resume en la siguiente tabla:

Tabla 6
Valores típicos de para f_u y F_i

Símbolo	Tipo de Batería	Valor
f_u	Baterías de placa delga	0.5
	Baterías de placa gruesa	0.8
F_i	Batería de placa delgada	1.05
	Batería de placa gruesa	1.35

Nota. Fuente: Elaboración propia

El banco de baterías es, entonces, un arreglo de baterías conectadas en serie y paralelo de tamaño $N_{SB} \times N_{PB}$. Teniendo establecidos los valores del voltaje de la batería seleccionada y su capacidad de almacenamiento, tendremos las siguientes expresiones para determinar el tamaño del arreglo de baterías:

$$N_{SB} = \frac{V_N(S)}{V_{BAT}} \quad (54)$$

$$N_{PB} = \frac{C_{BB}}{C_{BAT}} \quad (55)$$

$$N_{TB} = N_{SB} \cdot N_{PB} \quad (56)$$

Dónde:

N_{SB} : Número de baterías conectadas en serie

N_{PB} : Número cadenas (de baterías en serie) conectadas en paralelo

N_{TB} : Número total de baterías

$V_N(S)$: Voltaje nominal del sistema.

V_{BAT} : Voltaje de la batería seleccionada

C_{BB} : Capacidad del banco de baterías

C_{BAT} : Capacidad de la batería seleccionada

2.5.5.6. Selección de Tecnologías de Acumuladores

La constante evolución de la tecnología fotovoltaica ha traído consigo la innovación tecnológica de los acumuladores para aplicaciones fotovoltaicas, dentro de las cuales sería importante destacar las siguientes:

- **Acumuladores Monobloque**

Previamente se detalló las baterías plomo – ácido abierto. En este apartado nos referiremos a brevemente a las baterías tipo VRLA que son baterías de plomo – ácido con electrolito en diferentes estados que determinan la vida útil de la batería. Las tensiones nominales al igual que en las baterías monobloque de plomo – ácido abierto son múltiplo de 12 VDC, aunque también se pueden encontrar hoy en día de 6 VDC.

a) Baterías AGM (Baterías en seco)

- Electrolito sólido
- Libre de mantenimiento
- Uso en todo tipo de instalación
- 500 ciclos (60% de descarga)
- Tiempo de vida útil de 6 a 8 años
- Soporta ambientes calurosos
- Descarga profunda.

b) Baterías en Gel

- Electrolito gelificado
- Libre de mantenimiento
- Uso en todo tipo de aplicaciones
- 1200 ciclos (60% de descarga)
- Tiempo de vida útil de 9 a 12 años
- Soporta bajas temperaturas

• Acumuladores Estacionarios

Son vasos o torres de 2 VDC que se conectan en serie para conseguir sistemas de baterías de 12 VDC, 24 VDC y 48 VDC. Esta es una opción más conveniente para instalaciones que requieran de mayor energía almacenada.

a) Acumuladores OPZ-S

- Plomo – ácido con electrolito líquido
- Mantenimiento: reposición de agua
- 3000 ciclos
- Tiempo de vida útil de 20 años a más.

b) Acumuladores OPZ-V

- Electrolito gelificado
- Libre de mantenimiento
- 3500 ciclos
- Tiempo de vida útil hasta 30 años

Es preciso indicar que la evolución de los elementos que componen el acumulador no es uniforme y esto se hará notorio con el tiempo. El regulador de cualquier forma impone las mismas condiciones de trabajo a todos los elementos, así alguno de ellos habrá agotado su periodo de vida útil antes del tiempo que si no hubiese formado parte del conjunto de trabajo. Estos problemas se pueden mitigar en gran medida con descargas controladas cuando los elementos del acumulador están asociados en serie, lo cual no sucede cuando se tienen dichos elementos conectados en paralelo. Por lo expuesto para evitar conexión en paralelo de las baterías, debemos hacer una buena elección del acumulador electroquímico para trabajar, en la medida de lo posible, con baterías conectadas en serie.

2.5.6. Diseño del Subsistema de Regulación

2.5.6.1. Controlador de Carga (CC)

Es un dispositivo electrónico que se instala para regular el estado de carga del subsistema de acumulación acoplado al generador fotovoltaico. El controlador protege a los acumuladores frente a sobrecargas desacoplando el banco de baterías del generador FV (regulador serie) o derivando la corriente que llega de este hacia otro lugar que puede ser un cortocircuito o un disparador (regulador shunt).

Los controladores se especifican por su tensión de entrada " $V_{IN(CC)}$ " y su tensión de control a la salida " $V_{OUT(CC)}$ ".

Para entender el funcionamiento del controlador de carga en ambos procesos, lo describiremos en base a dos ciclos de histéresis que se proponen en la figura 36.

Teniendo en cuenta su tipo de electrónica de control, podemos clasificarlos como controladores de tensión fija y controladores de tensión variable.

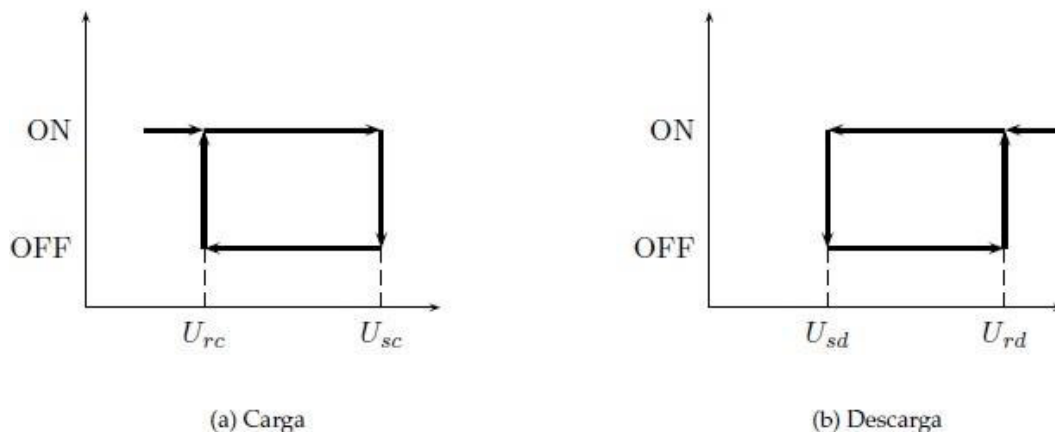


Figura 36. Histéresis de protección frente a sobrecarga y sobredescarga.
OSCAR PERPIÑAN LAMIGUEIRO. 2012. “Energía Solar Fotovoltaica”

Dónde:

U_{sc} : Voltaje de fin de carga del regulador

U_{rc} : Voltaje de reposición de carga

U_{sd} : Voltaje de sobredescarga

U_{rd} : Voltaje de reposición de descarga

Durante el proceso de carga, el banco de baterías estará acoplado al generador FV hasta que su tensión supere el “voltaje de fin de carga”. En ese instante el controlador de carga ordenará su desconexión y a partir de entonces, el banco de baterías se encontrará en el proceso de descarga hasta que la tensión alcance el “voltaje de reposición”. Cuando el controlador de carga detecte esta condición volverá a acoplar el banco de baterías con el generador FV.

Durante el proceso de descarga, el banco de baterías estará acoplado al conjunto de cargas hasta que su tensión alcance el “voltaje de sobrecarga”. Para proteger a los

acumuladores, el controlador de carga ordenará la desconexión del conjunto de cargas y comenzará un nuevo proceso de carga hasta que el valor de la tensión sea igual al “voltaje de reposición de descarga”, instante en el cual el controlador de carga ordenará nuevamente el acople del conjunto de cargas.

- **Controlador de Tensión Fija**

Estos controladores sólo aceptan en su entrada fotovoltaica la potencia de sistemas FV cuya configuración del arreglo FV esté basada en módulos FV de 36 celdas en serie o múltiplo de ellas, controlando la inyección de corriente en el subsistema de acumulación que puede ser un banco de baterías con una tensión $V_N(BB)$ de 12 V o múltiplo de este.

Son tipos de controlares de tensión fija:

- a) **Controlador “On-Off”**

Estos controladores se caracterizan por interrumpir totalmente el proceso de carga cuando la tensión en los acumuladores alcanza el “voltaje de fin de carga”.

- b) **Controlador con modulación del ancho de pulso (PWM)**

Estos controladores tienen como característica que una vez alcanzado el “voltaje de fin de carga” no interrumpe completamente el proceso de carga, sino que procede a reducir gradualmente la corriente de carga manteniendo la tensión constante e igual a U_{sc} .

La selección de los voltajes de fin de carga y reposición debe ser la adecuada para garantizar la carga completa de la batería (voltajes altos) y evitar la degradación de la batería por corrosión de las rejillas o consumo excesivo de agua (voltajes bajos). Los umbrales de estos deben determinarse de acuerdo al tipo de batería mediante ensayos o recomendación del fabricante. Sin embargo, puede recurrirse a los siguientes valores de uso general:

- Para controladores “On-Off” el “voltaje de fin de carga” debe estar comprendido entre 2.3 V y 2.4 V por vaso a 25° C.
- Para controladores PWM, la tensión constante de fin de carga debe ser ligeramente inferior con el fin de reducir la pérdida de agua y la tasa de corrosión. El valor recomendado se establecerá en el rango de 2.3 V y 2.35 V por vaso a 25° C.
- La corrección por temperatura de las tensiones de fin de carga y reposición debe hacerse a razón de 4 mV/° C a 5 mV/° C.

- **Controlador de Tensión Variable (MPPT)**

Estos controladores de carga son aquellos que poseen un seguidor de máxima potencia en su circuito de entrada fotovoltaica por lo que mantiene a los módulos del AFV funcionando en su punto de máxima potencia, entregando la misma potencia generada al subsistema de acumulación a la tensión nominal del sistema. Este controlador acepta en su entrada tensiones en el rango del valor de la tensión de máxima potencia generada por un módulo fotovoltaico “ $V_{MP}(MFV)$ ” hasta el valor de la tensión de máxima potencia generada por el arreglo fotovoltaico “ $V_{MP}(AFV)$ ”. Es decir, acepta una gama amplia de tensiones a la entrada del controlador por lo cual adquiere el nombre. Entonces, la tensión de acoplamiento del controlador con el generador “ $V_{ACO}(CCTV)$ ” es un múltiplo de la tensión de un módulo FV y la tensión de control “ $V_C(CCTV)$ ” será la misma que la tensión nominal del Sistema “ $V_N(S)$ ”

Los parámetros para seleccionar el inversor serán:

Potencia Nominal del AFV:

$$P_P(AFV) = N_T(AFV) \cdot P_P(MFV) \quad (57)$$

Corriente de entrada:

$$I_{ent}(CC) = 1.25 \cdot I_{SC}(MFV) \cdot N_P(AFV) \quad (58)$$

2.5.7. Diseño del Subsistema de Adaptación

2.5.7.1. *Inversor de Carga*

Es aquel dispositivo que permite el acoplamiento de la carga tipo AC con el generador fotovoltaico.

El inversor está, entonces, alimentado por una fuente de tensión constante DC (múltiplo de 12 VDC) y se especifica por su potencia nominal " $P_N(\text{Inv})$ " y voltaje de alimentación " $V_N(\text{Inv})$ ".

Las características comerciales que pueden obtenerse de las fichas técnicas del fabricante del inversor son:

- Potencia nominal " $P_N(\text{Inv})$ " y máxima " $P_{\text{MAX}}(\text{Inv})$ ", siendo esta última un porcentaje de sobrecarga que el equipo es capaz de soportar en un tiempo determinado e indicado por el fabricante.
- Rango de búsqueda del punto de máxima potencia (MPP) en el cual el inversor aplica un algoritmo de búsqueda entre una gama de tensiones del MPP del generador FV. Si el MPP recae fuera del rango de búsqueda, el inversor fija en el generador FV la tensión correspondiente al valor límite de la ventana.
- Tensión máxima de entrada que el inversor soporta sin sufrir averías. Sobrepassar esta tensión puede tener consecuencias importantes en los componentes de entrada del inversor.
- Tensión nominal de salida " $V_{\text{OUT}}(\text{Inv})$ ", que depende de la tensión de red a conectar o de las cargas eléctricas que serán alimentadas por el sistema.
- Tipo de onda del inversor, que determina su eficiencia:
 - a) Onda Cuadrada: Baja eficiencia, ideal para motores de baja potencia, cargas resistivas, focos de filamento, etc.

- b) Onda Semi Senoidal: Eficiencia entre 80-90%. Puede usarse en todas las cargas, excepto aquellas que usen temporizadores.
- c) Onda Senoidal: Eficiencia entre 90-95%. Puede ser usada para todo tipo de cargas, la onda de estos inversores es idéntica a la que suministra la red eléctrica o generadores diésel.

La potencia nominal del inversor puede determinarse con la siguiente expresión:

$$P_N(Inv) = P \cdot F_s \cdot F_d \quad (59)$$

Dónde:

$P_N(Inv)$: Potencia nominal del inversor

P : Potencia máxima de las cargas

F_s : Factor de simultaneidad

F_d : Factor de diseño

2.5.8. Dimensionamiento de Conductores Eléctricos

Los conductores eléctricos deben ser diseñados para soportar el ciclo de vida de la planta solar (aproximadamente entre 20 y 25 años) y las condiciones ambientales a los que serán expuestos. En el sistema fotovoltaico se usarán dos tipos de conductores en el lado de corriente DC: los conductores solares y los no solares. Estos conductores tendrán aislamiento reforzado (clase II) para mitigar riesgo eléctrico de falla a tierra y cortocircuito de acuerdo a IEC 60364-712. Los conductores solares se referirán a aquellos que conectan los módulos del arreglo fotovoltaico con la caja de conexiones y de esta hasta el inversor - regulador de carga. Los cables no solares serán los que conectan el inversor – cargador con el banco de baterías.

En el lado de corriente AC, encontraremos los conductores que serán necesarios para la conexión eléctrica entre el inversor – regulador y el tablero general TG.

Los cables solares deben soportar una temperatura entre 70 y 80 °C, precipitaciones atmosféricas y radiación UV mientras que los cables no solares y los del lado AC deben soportar una temperatura entre los 30 y 40 °C.

Los conductores eléctricos deben diseñarse de tal forma que la capacidad de transporte comercial del conductor sea mayor que la corriente de diseño y la caída de tensión entre sus extremos esté dentro de los límites establecidos.

2.5.8.1. Selección por Capacidad de Corriente

Para seleccionar el conductor se debe tener en cuenta que la capacidad de transporte de corriente I_z no sea menor que la corriente de diseño I_0 .

En condiciones de servicio normales, cada módulo suministra una intensidad cercana a la de cortocircuito, por lo que:

$$I_b = 1.25 \cdot I_{SC}(AFV) \quad (60)$$

Dónde I_{SC} es la intensidad de cortocircuito en condiciones STC.

La capacidad de transporte seleccionada I_0 a partir de (56), además debe ser corregida por factores estipulados en el CNE, por lo que:

$$I_z = I_0 \cdot K \quad (61)$$

Dónde:

K : Factor de corrección total, producto de los factores estipulados en el CNE.

2.5.8.2. Selección por caída de Tensión

Según el CNE – Utilización, el valor de caída de tensión no debe superar el 4% (caída de tensión en alimentador + caída de tensión de circuitos derivados). Esto se aplicará en el lado de carga en AC de nuestro sistema. Para la acometida se considera, según norma

de BT, una caída de tensión máxima del 1%, se considerará como acometida el conductor alimentador del TG desde los inversores.

Para el sistema de generación propiamente dicho, los valores de caída de tensión, de acuerdo al reglamento técnico “Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural”, no deberán superar los siguientes valores:

Tabla 7

Caída de tensión entre elementos del Sistema Fotovoltaico

Desde	Hasta	$\Delta v\%$
AFV	Regulador de carga	2%
Regulador de carga	Banco de baterías	1%
Banco de baterías	Inversor	1%

Nota. Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta los valores establecidos de caída de tensión se puede estimar la sección de los conductores a partir de las siguientes expresiones:

Para corriente DC y AC monofásica:

$$S = \frac{200 \cdot l \cdot P}{\Delta V\% \cdot V^2 \cdot \gamma_{\theta}} \quad (62)$$

$$S = \frac{200 \cdot l \cdot I \cos \varphi}{\Delta V\% \cdot V \cdot \gamma_{\theta}} \quad (63)$$

Para corriente AC trifásica:

$$S = \frac{100 \cdot l \cdot P}{\Delta V\% \cdot V^2 \cdot \gamma_{\theta}} \quad (64)$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot l \cdot I \cos \varphi}{\Delta V\% \cdot V \cdot \gamma_{\theta}} \quad (65)$$

2.5.9. Protecciones del Sistema y Puesta a Tierra

2.5.9.1. Protecciones de los Componentes

Los elementos de la instalación fotovoltaica deben estar protegidos contra sobrecorrientes, cortocircuitos y corrientes inversas mediante fusibles, diodos, interruptores y otros tanto en DC como en AC, según sea requerido. Los elementos pueden contener protecciones internas.

2.5.9.2. Sistema de Puesta a Tierra

Se debe implementar un sistema de puesta a tierra para salvaguardar la integridad de las personas ante contactos indirectos, así como la protección de los equipos.

En el reglamento técnico “Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural” se establece que un sistema fotovoltaico aislado de potencia mayor a 500 Wp debe contar con los siguientes elementos:

- 01 varistor de corriente continua apropiado para las condiciones especificadas en corriente y tensión.
- 01 varistor de corriente alterna apropiado para las condiciones especificadas en corriente y tensión.
- 01 pozo con una tapa de registro de 40 x 40 x 40 cm.
- Accesorios necesarios para la fijación de sus elementos.
- La resistencia eléctrica máxima de la toma de tierra debe ser de 20 Ω

Para el cálculo de la resistencia de un pozo de puesta a tierra, tomaremos como referencia la siguiente expresión:

$$R_j = \left(\frac{\rho_r}{2\pi l}\right) \left(\ln \frac{D}{d}\right) + \left(\frac{\rho}{12\pi l}\right) \cdot \left(\ln \frac{4l}{D}\right) \quad (66)$$

Dónde:

R_j : Resistencia de dispersión (Ohm)

ρ_r : Resistividad del relleno (Ohm-m)

ρ : Resistividad de diseño (Ohm-m)

D : Diámetro del pozo (m)

d : diámetro del electrodo (m)

l : Longitud del electrodo (m)

Para electrodos múltiples se puede considerar los factores de reducción:

Tabla 8

Factor de reducción de resistencia de dispersión para electrodos múltiples.

N° de Electrodos (N)	Factor de Reducción (K)
02	0.57
03	0.42
04	0.33
05	0.27
06	0.24
07	0.21
08	0.19
09	0.17
10	0.15

Nota. Fuente: Elaboración propia

2.6. Análisis del Sistema Fotovoltaico de Autoconsumo

Una vez diseñado el sistema fotovoltaico, se requiere verificar el rendimiento energético, el impacto ambiental y la viabilidad económica del proyecto, para lo cual se realiza un análisis en cada uno de estos rubros.

2.6.1. Análisis Energético

El sistema fotovoltaico deberá ser capaz de producir tanta energía como requiera la carga a ser atendida. Como la producción de energía depende de la radiación directa sobre

los paneles FV del generador y esta varía mensualmente, es necesario hacer un comparativo mensual de la energía consumida y la energía producida. El diseño será correcto si se demuestra que la producción es mayor o igual que la energía consumida a lo largo del año.

2.6.2. Impacto Ambiental

El uso de energía solar fotovoltaica es una alternativa de generación eléctrica amigable con el medio ambiente. La mitigación de emisiones de CO₂ equivalentes en la generación de energía eléctrica son mucho mayores a la liberación de este gas en el proceso de fabricación de módulos fotovoltaicos.

Para estimar las reducciones de CO₂-e se utilizará el factor de emisión del margen combinado del SEIN en la siguiente expresión:

$$EEy = ECy \cdot EFy \quad (67)$$

Dónde:

EEy: Emisiones de CO₂ anual (TCO₂)

ECy: Consumo de Energía Eléctrica anual (KW-h)

EFy: Factor de emisión SEIN

2.6.3. Análisis Económico

El objetivo del análisis económico es verificar la rentabilidad del proyecto. Este análisis tiene como base un flujo de caja a lo largo de la vida útil estimada de la instalación, a partir del cual se hará un análisis costo/beneficio que consiste en la comparación entre la inversión inicial y el VAN de entrada.

2.6.3.1. *Inversión inicial*

La estimación de costos de suministro e instalación de equipos y materiales requeridos para el sistema se hará mediante el análisis de costos unitarios de partidas definidas por tipo de actividad, a partir del cual se elaborará un presupuesto.

2.6.3.2. *Valor Actual Neto (VAN)*

Una inversión inicial generará un flujo de caja anual positivo o negativo durante los años que dure la inversión. El flujo de caja se actualiza anualmente en razón al factor de descuento.

$$FD = \frac{1}{(1 + r)^j} \quad (68)$$

Dónde:

FD : Factor de descuento

r : Tasa de interés estimado

Así, se define el VAN como la diferencia entre la suma de los “n” flujos de caja actualizados y la inversión inicial.

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + r)^j} - I_0 \quad (69)$$

Dónde:

FC_j : Flujo de caja en el año “j”

I_0 : Inversión inicial.

El valor positivo o negativo indicará la viabilidad o inviabilidad económica, respectivamente, de la instalación de la planta solar.

2.6.3.3. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es un indicador económico que nos indica la rentabilidad de la inversión. Se define como el valor del Costo de capital para que el VAN sea nulo. De esta manera si la TIR es mayor que C_c considerado en el cálculo del VAN, se concluirá que la inversión es rentable de lo contrario debe evitarse dicha inversión.

2.6.3.4. Plazo de recuperación de la inversión (PRI)

Es el tiempo que transcurren para el que se recupere la inversión inicial. En el análisis basta con calcular los flujos netos de caja para cada periodo e identificar el periodo anterior (n) a la recuperación de la inversión (I_0), el costo no recuperado al inicio de la recuperación total del periodo y el flujo neto durante el período de recuperación (FC_n) que bien podría expresarse de la siguiente manera:

$$PRI = n + \frac{I_0 - FCN_{n-1}}{FC_n} \quad (70)$$

2.6.3.5. Plazo de recuperación actualizado (PRA)

Es un plazo de recuperación de la inversión teniendo en cuenta los flujos de caja actualizados por la tasa de descuento.

$$PRA = n + \frac{I_0 - FCA_n}{FCA_n} \quad (71)$$

Si “N” es el número de años previstos para la inversión, entonces:

- Para $PRA < N$, la inversión es adecuada
- Para $PRA > N$, la inversión debe ser rechazada

2.7. Marco Legal

2.7.1. Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables

El Decreto Legislativo N° 1002, publicado el 02 de mayo del 2008 y actualizado el 13 de setiembre del 2010, tiene como objetivo promover el aprovechamiento de recursos energéticos renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

2.7.2. Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía

La Ley N° 27345, entró en vigor el 08 de setiembre del 2000, con el objeto de declarar de interés nacional la promoción del Uso Eficiente de la Energía (UEE) para asegurar el suministro de energía, protección del consumidor, así como fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo debido al uso y consumo de energéticos.

2.7.3. Decreto Legislativo que Mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad para Promover el Acceso a la Energía Eléctrica en el Perú

El Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 de setiembre del 2015, tiene como objetivo el mejoramiento de la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía en Perú.

2.7.4. Proyecto de Reglamento de la Generación Distribuida en el Perú

Este reglamento aún se encuentra en proyecto y fue pre publicado por el Ministerio de Energía y Minas el 02 de agosto del 2018, a través de la Resolución Ministerial N° 292-2018-MEN/DM. Actualmente, tras casi tres años de su prepublicación, el reglamento no ha sido aprobado, por lo que se encuentra en revisión antes de ser publicado. Actualmente la generación para autoconsumo no cuenta con restricción alguna, pero

mientras no se apruebe el reglamento no se podrá inyectar los excedentes a la red y obtener los beneficios esperados.

2.7.5. Norma Técnica de Edificación EM080 Instalaciones con Energía Solar

Norma establecida dentro del Reglamento Nacional de Edificaciones, publicado el 08 de junio del 2006. Tiene como objetivo el cumplimiento de las especificaciones técnicas descritas en el reglamento técnico aprobados para instalaciones hasta 500 Wp así como los requisitos de los componentes y ensayos del sistema.

2.7.6. Norma DGE Especificación Técnica para el Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural

Publicada en setiembre del 2015 por la Dirección General de Electricidad del MINEM, tiene como objetivo establecer las características generales, físicas, de funcionamiento, condiciones extremas y protecciones, que deben el SFV y sus componentes en aplicaciones rurales.

2.7.7. Código Nacional de Electricidad – Utilización

Aprobado el 17 de enero del 2006 con RM- 037-2006-MEM-DM, entró en vigor el 01 de julio del mismo año. Tiene como objetivo establecer las reglas preventivas para salvaguardar las condiciones de seguridad de las personas, de la vida animal y vegetal, y de la propiedad, frente a los peligros derivados del uso de la electricidad; así como la preservación del ambiente y la protección del Patrimonio Cultural de la Nación.

2.7.8. Normas de Referencia Internacionales

Normas de referencia para construcción y ensayos para los componentes de los sistemas fotovoltaicos.

- IEC-61215. Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre.
Calificación de diseño y aprobación de tipo.

- IEC 61730-1. Requisito de seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción.
- IEC 61730-2. Requisito de seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos para ensayos.
- IEEE-Standard 1262. Recommended Practices for Qualification of Photovoltaic (PV) modules, April, 1996.
- ISO 17025. Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración.
- IEC 61427-1. Celdas y baterías para almacenamiento de energías renovables – Requerimientos Generales y Métodos de Evaluación. Parte 1. Aplicaciones fotovoltaicas Off-Grid.
- IEC 60896-21. Baterías Estacionarias de Plomo. Parte 21: Baterías reguladas por válvula. Métodos de Ensayo.
- IEC 62257-9-5 Ed. 2. Recomendaciones para pequeños sistemas de energías renovables y Sistemas híbridos para Electrificación rural.

Capítulo 3

Hipótesis y Variables

3.1. Formulación de la Hipótesis

3.1.1. Hipótesis General

La implementación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en el sector D del Hospital Regional de Moquegua es viable.

3.1.2. Hipótesis Específicas

- a) Un sistema fotovoltaico de autoconsumo es capaz de generar energía suficiente para alimentar a los equipos helicocentrífugos del sector D del Hospital Regional de Moquegua.
- b) La implementación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en el Hospital Regional de Moquegua reducirá las emisiones de CO₂ en comparación con otro tipo de generación de energía eléctrica.
- c) La implementación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en el Hospital Regional de Moquegua resulta rentable.

3.2. Variables de Estudio

En este estudio se diseñará un Sistema FV para posteriormente analizar su viabilidad mediante la cual se deberá verificar la factibilidad energética, ambiental y económica de su implementación. Para lograr los objetivos de la presente investigación, se han considerado las siguientes variables:

3.2.1. Variable Dependiente

La investigación se centra en el siguiente objeto de estudio:

- Viabilidad de la implementación de una Planta Fotovoltaica.

3.2.2. Variables Independientes

Las variables dependientes, que no dependen de otros factores y pueden influir sobre la variable independiente, en este estudio, son:

- Factibilidad energética
- Factibilidad ambiental
- Factibilidad económica

3.3. Operacionalización de las Variables

Tabla 9

Matriz de Operacionalización de las Variables

Variables	Definición Conceptual	Definición Operacional	Indicadores	Escala de Medición
Dependiente:			Generación de Energía	De razón (Kw-h)
Viabilidad de la implementación de una Planta Fotovoltaica	Es el estudio que determinará el éxito o fracaso de un proyecto a partir de datos empíricos.	Se determina mediante el análisis energético, ambiental y económico tras el diseño de la planta fotovoltaica.	Emisiones de GEI	Dióxido de Carbono CO ₂
			Rentabilidad	Soles (S/)
Independiente:	Es la factibilidad que se determina cuando se demuestra que el SFV genera suficiente energía para alimentar a los equipos de ventilación mecánica.	Se determina comparando los niveles de energía generada a través de la planta fotovoltaica y la energía demandada por los equipos de ventilación mecánica.	Energía Eléctrica	De razón (Kw-h)
Factibilidad Energética				
Independiente:	Es la factibilidad que se determina cuando se demuestra que el SFV emisiones de CO ₂ equivalentes que se deja de liberar hacia la atmósfera al implementar el sistema fotovoltaico.	Se determina como el producto del consumo de energía eléctrica anual multiplicado por el factor de emisión.	Dióxido de Carbono	De razón (CO ₂ -e)
Factibilidad Ambiental				
Independiente:	Es la rentabilidad que se obtiene al implementar un sistema fotovoltaico	Se determinará analizando un flujo de caja teniendo como base a la inversión inicial y haciendo una evaluación costo-beneficio a lo largo de la vida útil de la planta fotovoltaica.	VAN TIR PRI PRA	De razón (Soles) De razón (Soles) De razón (Años) De razón (Años)
Factibilidad Económica				

Nota. Fuente: Elaboración propia

Capítulo 4

Materiales y Método

4.1. Área de Estudio

El área de estudio de la presente investigación, está situada en el distrito de Moquegua, provincia de Mariscal Nieto y departamento de Moquegua en Perú con coordenadas 17° 10' latitud sur y 70° 55' de longitud.

4.2. Diseño de Investigación

Para el desarrollo de este trabajo, se consultó material bibliográfico y se recopiló datos de radiación solar registrados en los mapas solares del Atlas Solar del Perú, así como los registros de potencia eléctrica de los equipos de ventilación mecánica.

4.2.1. Descripción del Estudio

La investigación inicia recopilando los datos geográficos y meteorológicos de la Ciudad de Moquegua, además calcularemos la carga instalada de los extractores de cada nivel del edificio seleccionado y la energía consumida en W-h. Para tal propósito registraremos los valores de potencia indicados en la ficha técnica del fabricante de los extractores, así como los datos geográficos y meteorológicos en una hoja de cálculo de Ms. Excel.

Continuando con la investigación, se registra los valores energía solar incidente mediante el uso de mapas solares desarrollados por el MINEM y SENAMHI. A partir de estos registros, se calculará el recurso solar disponible a lo largo del año.

Se seleccionará un mes de estudio usando el criterio del mes con condiciones más desfavorables para el cual quedarán establecidos los valores energéticos. A partir de ellos, se diseñará el sistema fotovoltaico de autoconsumo, iniciando con la selección de la tecnología de los componentes del sistema tales como el módulo fotovoltaico e inversor.

Para ello se elegirá los más adecuados entre toda la gama de fabricantes del mercado y posteriormente continuaremos con lo siguiente:

- ❖ Se dimensionará el arreglo fotovoltaico (subsistema de generación) e inversor a partir de las características de los módulos fotovoltaicos seleccionados y el recurso solar de la zona.
- ❖ Se dimensionarán los subsistemas de acumulación y regulación.
- ❖ Se determinará la ubicación del sistema fotovoltaico.
- ❖ Se dimensionarán los dispositivos de protección del sistema fotovoltaico.
- ❖ Se desarrollará el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico con el apoyo del software de diseño asistido por computadora AUTOCAD.

Finalmente, procederemos a analizar la viabilidad de la implementación del sistema fotovoltaico de autoconsumo en base a criterios energéticos, ambientales y económicos.

4.3. Población y Muestra

4.3.1. Población

La población está determinada por las obras públicas de gran envergadura en Perú.

4.3.2. Muestra

La muestra para esta investigación es la edificación del Hospital Regional de Moquegua.

Capítulo 5

Presentación y Análisis de los Resultados

En el presente capítulo se realiza el diseño de un Sistema Fotovoltaico Aislado de Autoconsumo que será capaz de generar energía para alimentar a los a los 52 extractores helicocentrífugos que se encuentran instalados en el Sector D del Nuevo Hospital Regional de Moquegua. Este diseño incluye el dimensionamiento de cada uno de los componentes del sistema fotovoltaico, planos y diagrama unifilar, así como el dimensionamiento de cableado y sistemas de protección. Se considera un sistema aislado a red y otro con conexión a red comercial para analizar la viabilidad de ambos.



Figura 37. Fachada Frontal del Hospital Regional de Moquegua
(ELABORACIÓN PROPIA)

El sistema fotovoltaico será proyectado en el patio técnico del sector D, ubicado en el techo. Los elementos del sistema estarán distribuidos en el espacio disponible de la planta alta.



Figura 38. Planta Alta del Sector "D" Hospital Regional de Moquegua
EXPEDIENTE TÉCNICO HOSPITAL REGIONAL DE MOQUEGUA

5.1. Condiciones del Lugar

La Ciudad de Moquegua está ubicada al sur del país, a una altitud de 1450 msnm y tiene condiciones climáticas favorables para el desarrollo de sistemas fotovoltaicos. Esto se evidencia en los registros de radiación del Atlas Solar del Perú.

5.1.1. Localización

- País: Perú
- Departamento: Moquegua
- Provincia: Mariscal Nieto.



Figura 39. Mapa Físico Político de Moquegua

5.1.2. Datos Geográficos

La situación geográfica de la población de Moquegua (SENAMHI) es:

- Altura nivel de mar: 1450 m
- Latitud Sur: 17° 10'
- Longitud: 70° 55'

5.1.3. Datos Meteorológicos de Moquegua

El departamento de Moquegua cuenta con un clima muy variado lo que potencializa actividades económicas como la pesca, agricultura, ganadería.

El distrito de Moquegua está situado en la vertiente occidental de la cordillera de los andes, en el valle costero del río Moquegua.

Conociendo sus coordenadas geográficas, podemos conocer la duración astronómica del día de nuestra ubicación geográfica de estudio, lo que nos da una noción de la radiación solar sobre esta.

Tabla 10*Datos Meteorológicos de la Ciudad de Moquegua*

Condiciones	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
H.R (%)	66.0	69.3	65.5	61.6	63.3	72.5	81.7	55.9	56.4	58.2	58.1	69.0
T max (°C)	30.8	28.9	30.8	29.0	29.6	30.2	30.2	30.6	30.4	29.8	30.4	29.6
T min (°C)	10.2	11.0	9.8	12.0	6.2	4.4	7.4	8.0	8.2	8.2	8.0	7.0
Horas de Sol	256.2	210.0	288.6	322.5	293.5	280.2	312.0	314.3	329.9	333.0	360.2	309.3

Nota. Fuente: SENAMHI

H.R: Humedad Relativa (%)

T MAX (°C): Temperatura media máxima mensual (°C).

T MIN (°C): Temperatura media mínima mensual (°C).

HORAS DE SOL: Número medio mensual de horas de sol (horas)

Aproximadamente la latitud de la ciudad de Moquegua está entre 16° y 18°, de esta manera podemos hacernos una idea del periodo de iluminación solar que está comprendido entre la hora de la salida hasta la puesta del sol. Ver tabla 11.

Tabla 11*Duración Astronómica del Día (N) para diferentes latitudes*

Lat (S)	10°			12°			14°			16°			18°		
	HS	HP	N	HS	HP	N	HS	HP	N	HS	HP	N	HS	HP	N
Ene	05:50	18:29	12.7	05:47	18:32	12.8	05:44	18:35	12.9	05:40	18:39	13	05:37	18:42	13.1
Feb	06:02	18:27	12.4	06:00	18:28	12.5	05:58	18:30	12.5	05:56	18:32	12.6	05:54	18:34	12.7
Mar	06:04	18:14	12.2	06:04	18:14	12.2	06:03	18:14	12.2	06:03	18:14	12.2	06:03	18:15	12.2
Abr	06:04	17:56	11.9	06:05	17:55	11.8	06:06	17:53	11.8	06:08	17:52	11.7	06:09	17:50	11.7
May	06:07	17:46	11.7	06:09	17:43	11.6	06:12	17:40	11.5	06:15	17:37	11.4	06:18	17:34	11.3
Jun	06:14	17:47	11.6	06:18	17:43	11.4	06:21	17:40	11.3	06:25	17:36	11.2	06:29	17:32	11.1
Jul	06:18	17:54	11.6	06:21	17:51	11.5	06:25	17:47	11.4	06:28	17:44	11.3	06:32	17:40	11.1
Ago	06:11	17:58	11.8	06:13	17:56	11.7	06:15	17:54	11.7	06:17	17:52	11.6	06:20	17:50	11.5
Sep	05:54	17:57	12.1	05:54	17:56	12.0	05:55	17:56	12.0	05:55	17:55	12.0	05:56	17:55	12.0
Oct	05:36	17:55	12.3	05:35	17:57	12.4	05:34	17:58	12.4	05:32	17:59	12.5	05:31	18:01	12.5
Nov	05:27	18:02	12.6	05:25	18:05	12.7	05:22	18:08	12.8	05:19	18:10	12.9	05:16	18:14	13.0
Dic	05:34	18:16	12.7	05:30	18:20	12.8	05:27	18:24	13.0	05:23	18:28	13.1	05:19	18:31	13.2

Nota. Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration – NOAA (2002)

HS: Hora de Salida del Sol

HP: Hora de Puesta del Sol

N: Duración Astronómica del Día

5.2. Cálculo del Consumo

La carga que abastecerá el sistema fotovoltaico que deseamos diseñar, está compuesto por extractores de aire tipo helicocentrífugos de bajo consumo de la marca **SISTEVEN**, a partir de la información de consumo en watts (**W**) del fabricante y de la estimación del tiempo de uso en horas (**h**) de los extractores, según el tipo de ambientes del hospital que se van a atender podemos obtener la energía de consumo necesaria diaria (**W-h/d**).



Figura 40. Características Generales Extractor Helicocentrífugo SLINE-250 (SISTEVEN, 2016)



Figura 41. Extractor Helicocentrífugo en Hospital Regional de Moquegua. Elaboración propia.

Tabla 12*Energía y Carga de consumo diaria por extractor en el primer nivel del Sector D*

Código	Modelo	Ambiente	Potencia (w)	Tiempo de uso (h)	Energía/día w-h/d
D101	SLINE-150	Servicios Higiénicos	26.00	12.00	312.00
D102	SLINE-150	Servicios Higiénicos	26.00	12.00	312.00
D103	SLINE-150	Servicios Higiénicos	26.00	12.00	312.00
D104	SLINE-150	Servicios Higiénicos	26.00	12.00	312.00
D105	SLINE-150	Servicios Higiénicos	26.00	12.00	312.00
D106	SLINE-150	Trabajo Sucio	26.00	12.00	312.00
D107	SLINE-150	Servicios Higiénicos	26.00	12.00	312.00
D108	SLINE-200	Obs. Aislados Mujeres	60.00	24.00	1440.00
D109	SLINE-200	Obs. Aislados Hombres	60.00	24.00	1440.00
D110	SLINE-150	Servicios Higiénicos	26.00	12.00	312.00
D111	SLINE-150	Servicios Higiénicos	26.00	12.00	312.00
D112	SLINE-150	Servicios Higiénicos	26.00	12.00	312.00
D113	SLINE-200	Depósito de Equipos	60.00	12.00	720.00
D114	SLINE-200	Depósito de Insumos	60.00	12.00	720.00
D115	SLINE-200	Dep. de Medicamento	60.00	12.00	720.00
D116	SLINE-150	Ropa Pacientes	26.00	12.00	312.00
D117	SLINE-150	Servicios Higiénicos	26.00	12.00	312.00
D118	SLINE-200	Sala de Necropsias	60.00	12.00	720.00
D119	SLINE-150	Servicios Higiénicos	26.00	12.00	312.00
D120	SLINE-150	Preparación de Cadáveres	60.00	12.00	720.00
D121	SLINE-200	Lav. y Est. de Materiales	60.00	12.00	720.00
D122	SLINE-150	Depósito de Res. Sólidos	26.00	12.00	312.00
D123	SLINE-150	Almacén de Materiales	26.00	12.00	312.00
D124	SLINE-200	Lab. Histopatología y Cit.	60.00	12.00	720.00
D125	SLINE-200	Prep. Cortes Biopsias	60.00	12.00	720.00
D126	SLINE-150	SH y Vestidor Hombres	60.00	12.00	720.00
D127	SLINE-150	SH y Vestidor Mujeres	60.00	12.00	720.00
D128	SLINE-150	Servicios Higiénicos	26.00	12.00	312.00
D129	SLINE-150	Depósito de Res. Sólidos	26.00	12.00	312.00
D130	SLINE-150	Cuarto de Limpieza	26.00	12.00	312.00
D131	SLINE-150	Ropa Sucia	26.00	12.00	312.00
TOTAL			1214.00	TOTAL	16008.00

Nota. Las potencias en W se obtuvieron por información del fabricante de los extractores, ver anexos.

- La energía de consumo diaria total en el primer piso del sector D es de 16.01 KW-h/d

Tabla 13*Energía y Carga de consumo diaria por extractor en el segundo nivel del Sector D*

Cód.	Modelo	Ambiente	Potencia (w)	Tiempo de Uso (h)	Energía/día w-h/d
D201	SLINE-150	Cambio de Botas	26.00	12.00	312.00
D202	SLINE-150	SH y Vestidor mujeres	26.00	12.00	312.00
D203	SLINE-150	SH y Vestidor hombres	26.00	12.00	312.00
D204	SLINE-150	SH Hombres	26.00	12.00	312.00
D205	SLINE-150	SH Mujeres	26.00	12.00	312.00
D206	SLINE-150	Ropa Limpia	26.00	12.00	312.00
D207	SLINE-150	Trabajo Sucio	26.00	12.00	312.00
D208	SLINE-150	SH y Vestidor hombres	26.00	12.00	312.00
D209	SLINE-150	SH y Vestidor hombres	26.00	12.00	312.00
D210	SLINE-150	Depósito de Res. sólidos	26.00	12.00	312.00
D211	SLINE-150	SH y Vestidor Mujeres	26.00	12.00	312.00
D212	SLINE-150	SH y Vestidor Hombres	26.00	12.00	312.00
D213	SLINE-150	Dep. de Res. Sólidos	26.00	12.00	312.00
D214	SLINE-150	Cuarto de Limpieza	26.00	12.00	312.00
D215	SLINE-150	Recep. de material sucio	26.00	12.00	312.00
D216	SLINE-150	Ropa Limpia y Nueva	26.00	12.00	312.00
D217	SLINE-150	Trabajo Limpio	26.00	12.00	312.00
D218	SLINE-150	Cuarto de Limpieza	26.00	12.00	312.00
D219	SLINE-150	Trabajo Sucio	26.00	12.00	312.00
D220	SLINE-150	Almacén Ropa Limpia	26.00	12.00	312.00
D221	SLINE-150	Dep. de Res. Sólidos	26.00	12.00	312.00
TOTAL			546.00		6552.00

Nota. Las potencias en W se obtuvieron por información del fabricante de los extractores, ver anexos.

- La energía de consumo diaria total en el segundo piso del sector D es de 6.55 KW-h/d

Tabla 14*Energía y Carga de consumo total a ser atendida por el Sistema Fotovoltaico*

Nivel	Cantidad de Extractores	Potencia (Kw)	Energía/día Kw-h/d
1	31.00	1.21	16.01
2	21.00	0.55	6.55
TOTAL		1.76	22.56

Nota. Datos tabulados obtenidos de las tablas 12 y 13

- La potencia instalada es de 1.76 KW
- La energía de consumo diaria total de 22.56 KW-h/d

5.3. Aplicación de Mapas Solares

Con el uso de los mapas de energía solar incidente diaria se ha procedido a registrar los valores mínimos y máximos mensuales en la tabla 15 para el estudio correspondiente del recurso solar disponible en la zona.

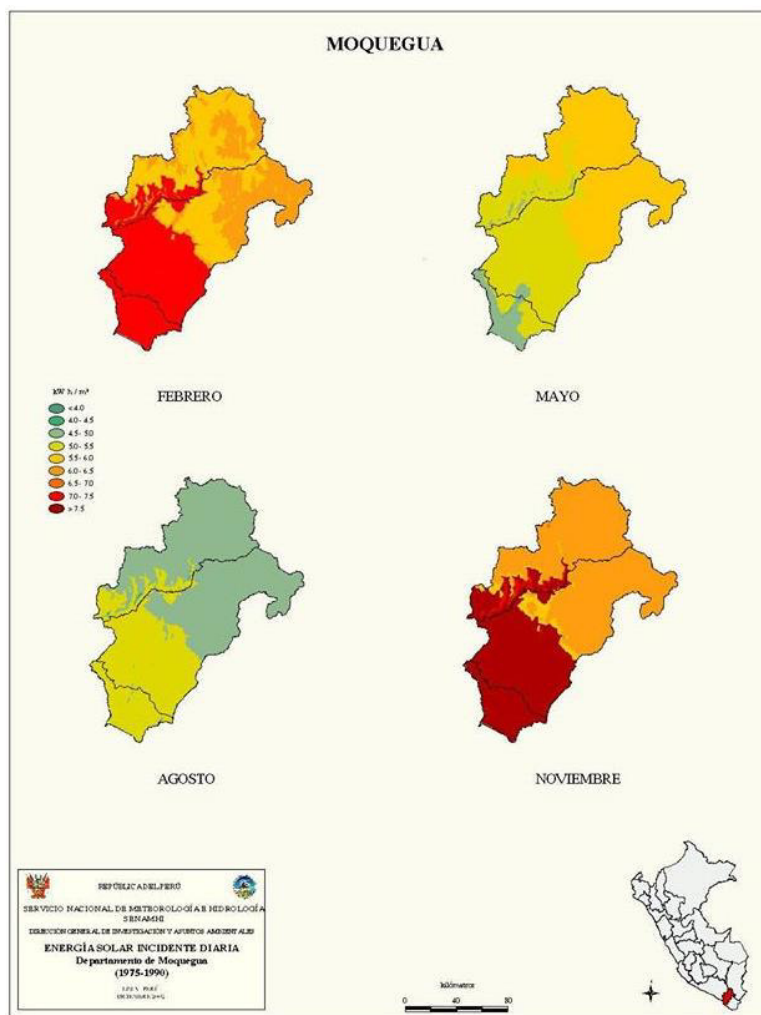


Figura 42. Energía Solar Incidente Diaria en Moquegua
(SENAMHI. 2003)

En la figura 42 se muestra los mapas solares en el departamento de Moquegua para los meses de febrero, mayo, agosto y noviembre. La información de los 8 meses restantes se obtendrá de los mapas solares mensuales del territorio nacional que se encuentran en los anexos.

Tabla 15*Energía solar incidente diaria: promedio mensual en Moquegua (KW-h/m²)*

Radiación	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Mínima	7.0	7.0	6.5	6.0	5.0	5.0	5.0	5.0	6.0	6.5	7.5	7.0
Máxima	7.5	7.5	7.0	6.5	5.5	5.5	5.5	5.5	6.5	7.0	>7.5	7.5

Nota. Datos tabulados obtenidos de los Mapas de energía solar incidente diaria recuperado de “Atlas de Energía Solar del Perú”, SENAMHI, 2003.

Tabla 16*Energía solar incidente diaria: promedio anual en Moquegua (KW-h/m²)*

Radiación	Promedio anual
Mínima	6.5
Máxima	7.0

Nota. Datos tabulados obtenidos de los Mapas de energía solar incidente diaria recuperado de “Atlas de Energía Solar del Perú”, SENAMHI, 2003.

De Tablas 15 y Tabla 16, obtenemos los siguientes resultados, con respecto a la energía solar incidente diaria en la Ciudad de Moquegua, se observa que la mínima corresponde al mes de junio con 5 KW-h/m², la máxima al mes de noviembre con valores superiores a 7.5 KW-h/m² y una radiación solar incidente diaria promedio anual de 6.75 KW-h/m².

5.4. Cálculo del Recurso Solar (HSP) mensual

A partir de la tabla 4 y la tabla 17 y variamos la inclinación con respecto a la latitud y la declinación característica.

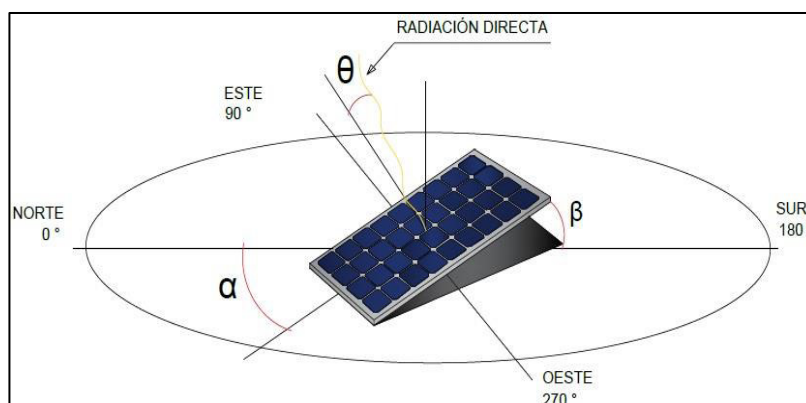


*Figura 43. Inclinación y orientación de un Panel FV
(ELABORACIÓN PROPIA)*

Considerando la latitud del lugar $\phi = -17.186$, calculamos la inclinación β a partir de las relaciones indicadas en (21), (22) y (23).

Tabla 17

Radiación solar incidente diaria para una inclinación β en el Hospital de Moquegua

Declinación δ	Latitud ϕ	Altura Solar h	Inclinación β	Radiación $G_a (0)$	Radiación $G_a (\beta)$
-21.30	-17.186	85.89	4.11	7.25	7.28
-13.67	-17.186	86.49	3.51	7.25	7.27
-2.49	-17.186	75.30	14.70	6.75	6.97
9.34	-17.186	63.47	17.19	6.25	6.53
18.98	-17.186	53.83	17.19	5.25	5.48
23.30	-17.186	49.51	17.19	4.75	4.96
21.39	-17.186	51.42	38.41	5.25	6.50
13.54	-17.186	59.27	30.73	5.25	6.01
2.33	-17.186	70.49	19.51	6.25	6.61
-9.86	-17.186	82.67	17.19	6.75	7.05
-19.08	-17.186	88.11	17.19	7.75	8.10
-23.36	-17.186	83.83	17.19	7.25	7.57

Nota. Fuente: Elaboración propia

En la tabla se ha incluido los valores de altura solar para determinar la trayectoria solar.

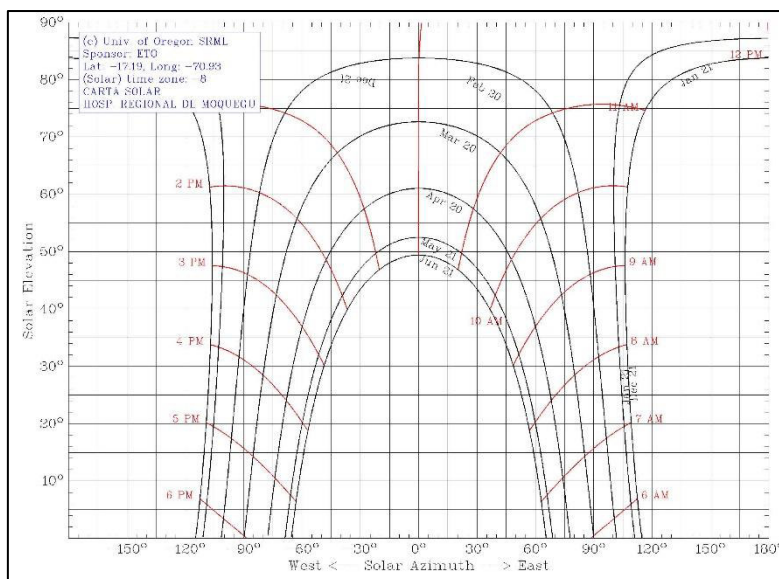


Figura 44. Posición del Sol para el punto de diseño
(University of Oregon, 2019)

Si trazamos la trayectoria solar aparente, notamos que nuestro sistema al estar ubicado en el hemisferio sur deberá estar orientado hacia el norte.

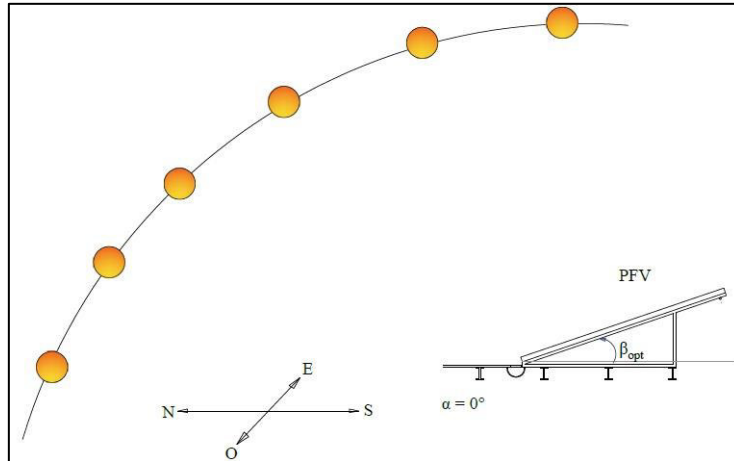


Figura 45. Trayectoria del sol para el punto de diseño
(ELABORACIÓN PROPIA)

El ángulo de inclinación óptima, lo calculamos de acuerdo a (24):

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69|-17.186|$$

$$\beta_{opt} = 15.56^\circ$$

Ahora calcularemos el factor de radiación para las inclinaciones consideradas para corregir las pérdidas por inclinación y orientación a partir de (25) para obtener el recurso solar en horas sol pico a partir de (26).

Tabla 18*Recurso solar en HSP para cada mes de estudio*

Mes de Estudio	Radiación Ga (β)	Factor de Radiación (FR)	Horas Sol Pico (HSP)
Enero	7.28	0.98	7.16
Febrero	7.27	0.98	7.15
Marzo	6.97	1.00	6.97
Abril	6.53	1.00	6.53
Mayo	5.48	1.00	5.48
Junio	4.96	1.00	4.96
Julio	6.50	0.94	6.10
Agosto	6.01	0.97	5.84
Setiembre	6.61	1.00	6.59
Octubre	7.05	1.00	7.05
Noviembre	8.10	1.00	8.09
Diciembre	7.57	1.00	7.57

Nota. Fuente: Elaboración propia

- Las horas sol pico (HSP) en junio, el mes más desfavorable, es de 4.96 HSP

Para el diseño de nuestro sistema fotovoltaico, tenemos los valores energéticos que

se obtuvieron previamente y se tabulan en la siguiente tabla:

Tabla 19*Valores energéticos para el mes de diseño seleccionado*

Mes de Diseño	HSP (KW-h/d)	ECL (KW-h)
Junio	4.96	22.56

Nota. Fuente: Elaboración propia

5.5. Diseño de Sistema Fotovoltaico Aislado a Red

Para la selección de la tecnología a usar en cada uno de los elementos, se tomará en cuenta las condiciones climáticas del lugar, área disponible, costos y eficiencias que requerimos en el sistema.

Debido a la demanda del sistema es conveniente trabajar con elementos de alto rendimiento para optimizar costos y el rendimiento neto del sistema. De esta manera se optaría por seleccionar módulos de mayor potencia, baterías estacionarias y reguladores con tecnología MPPT.

5.5.1. Selección de Módulos Fotovoltaicos

Según las conclusiones que sacamos a partir de las tablas 2 y 3, la alternativa más adecuada para los registros de temperatura para la ciudad de Moquegua (tabla 10) son los módulos de 36 celdas en serie. Si tenemos en cuenta que la tensión nominal para estos equipos es de 12 VDC, un arreglo fotovoltaico basado en esta tecnología para cubrir la energía demandada de consumo tendría una dimensión hasta del doble si elegimos usar módulos fotovoltaicos de 72 celdas en serie, las cuales tienen una tensión nominal de 24 VDC y pueden suministrar potencias picos mayores. Bastaría con dos módulos en serie para lograr una tensión nominal de 48 VDC en el sistema, lo que resulta más conveniente para reducir la corriente a ser suministrada del banco de baterías hacia la carga y en consecuencia considerar conductores de menor calibre.

Optaremos por el uso de módulo de 72 celdas en series de 300 Wp, cuyas características se muestran en la figura 37.

AE SOLAR alternative energy It's time to save the world!		TECHNICAL DATA AE P6-72 Series 300W-325W					
ELECTRICAL DATA		AE300P6-72	AE305P6-72	AE310P6-72	AE315P6-72	AE320P6-72	AE325P6-72
Nominal power	Pm (Wp)	300	305	310	315	320	325
Open circuit voltage	Voc (V)	45.23	45.38	44.47	45.59	45.72	45.83
Short-circuit current	Isc (A)	9.07	9.13	9.17	9.24	9.28	9.33
Voltage at max power	Vmp (V)	36.43	36.51	36.60	36.66	36.75	36.83
Current at max power	Imp (A)	8.23	8.35	8.47	8.59	8.71	8.82
Filling Factor	(%)	73.13	73.61	74.35	74.78	75.42	76.00
Module Efficiency	(%)	15.46	15.72	15.98	16.23	16.49	16.75
System Voltage	(V)	1000					
Temp. coefficient Voc	(%/°C)	-0.35					
Temp. coefficient Isc	(%/°C)	0.06					
Temp. coefficient Pm	(%/°C)	-0.42					
Operating temp.	(°C)	-40 to +85					
NOCT	(°C)	45±2					

The electrical data apply to standard test conditions (STC): Irradiance of 1000 W/m² with spectrum AM 1.5 and a cell temperature of 25°C.

Figura 46. Características módulo AE POWER PLUS
AE SOLAR. "Data Sheet AE P6-72 Series 300W-325W"

5.5.2. Arreglo Fotovoltaico

De las ecuaciones (3) a la (9) obtenemos los siguientes resultados:

$$C_1 = \frac{45 - 20}{800}$$

$$C_1 = 0.03125$$

$$T_c = 30.2^\circ + (0.03125)(1000)$$

$$T_c = 61.45^\circ$$

$$\Delta T = 61.45^\circ - 25^\circ$$

$$\Delta T = 36.45^\circ$$

$$PP_p = (0.42) \cdot (36.45)\%$$

$$PP_p = 15.30\%$$

$$RT = 84.70\%$$

El rendimiento neto del sistema, de acuerdo a las eficiencias de los elementos seleccionados es:

$$\eta_{ET} = (0.97)(0.98)(0.93)(0.85)$$

$$\eta_{ET} = 0.75$$

Entonces calculamos la potencia pico requerida del AFV a partir de la ecuación (37):

$$P_p(AFV) = \frac{22560}{(4.96)(0.75)(0.85)}$$

$$P_p(AFV) = 7134.72 \text{ Wp}$$

Entonces podemos dimensionar el tamaño del arreglo FV conociendo la potencia pico del AFV y la potencia pico del MFV seleccionado.

Número total de módulos:

$$N_T(MFV) = \frac{7134.72}{300}$$

$$N_T(MFV) \approx 24$$

Considerando que la tensión nominal del módulo es 24 VDC y la tensión nominal del sistema es 48 VDC, entonces a partir de las ecuaciones:

$$N_S = 2$$

$$N_P = 12$$

La configuración del AFV es del tamaño $N_T = 2 \times 16$ y la cantidad de potencia pico generada por este será:

$$P_p(AFV) = (24)(300)$$

$$P_p(AFV) = 7200 \text{ Wp}$$

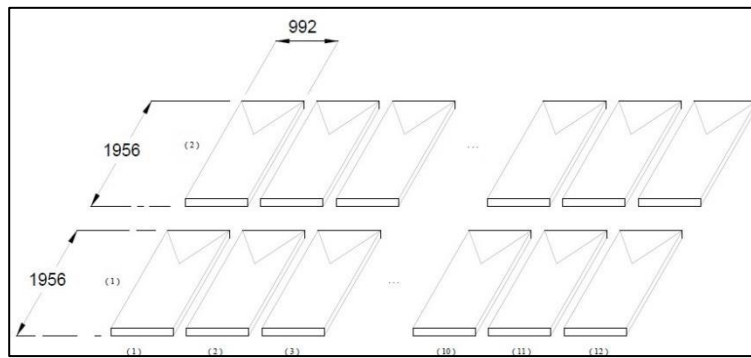


Figura 47. Cantidad de módulo del AFV

Elaboración propia.

5.5.3. Acumulador Electroquímico

Como se ha indicado, debe evitarse las conexiones en paralelo de acumuladores electroquímicos en el subsistema de acumulación. En nuestro sistema no será posible garantizar esto si decidimos usar baterías monobloque, por lo que la tecnología que debemos usar es la de los acumuladores estacionarios.

Seleccionaremos la tecnología OPZS de la marca **POWERSAFE**, cuyas características se especifican en la figura 39. La ficha completa se encuentra en el anexo.

El modelo seleccionado será TZS-11.

5.5.3.1. Arreglo del Banco de Baterías

Hemos definido la tensión del sistema $V_N(S) = 48 \text{ VDC}$ y la autonomía a considerarse será $A_U = 3$ días. De acuerdo a (52) y valores típicos de la tabla 6, la capacidad del acumulador será:

$$C_{BB} = \frac{(22728)(3)}{(48)(0.8)(1.35)}$$

$$C_{BB} = 1315.28 \text{ Amp} - h @ 48 \text{ VDC}$$

Especificaciones generales			Capacidad nominal (Ah)		Dimensiones nominales													
Tipo	Tensión nominal (V)	Número de terminales	Régimen de 10h a 1.80Vpc @20°C	Régimen de 120h a 1.85Vpc @25°C	Longitud mm	Longitud pulg	Anchura mm	Anchura pulg	Altura mm	Altura pulg	Peso típico carga seca kg	Peso típico carga seca lbs	Peso típico carga llena kg	Peso típico carga llena lbs	Volumen de electrolito litros US	Volumen de electrolito Gal	Contenido de cortocircuito (A)	Resistencia interna (mΩ)
TLS 4	2	2	220	300	103	4.06	206	8.12	389	15.33	13.0	28.6	18.0	39.8	3.9	1.0	2059	1.02
TLS 5	2	2	270	367	124	4.89	206	8.12	389	15.33	15.5	34.2	21.9	48.2	4.9	1.3	2625	0.8
TLS 6	2	2	323	440	145	5.71	206	8.12	389	15.33	18.1	39.8	25.6	56.5	5.8	1.5	3000	0.7
TVS 4	2	2	340	460	124	4.89	206	8.12	505	19.9	18.4	40.6	27.3	60.3	6.9	1.8	2838	0.74
TVS 5	2	2	390	530	124	4.89	206	8.12	505	19.9	21.5	47.3	30.0	66.2	6.6	1.7	3281	0.64
TVS 6	2	2	470	640	145	5.71	206	8.12	505	19.9	25.1	55.3	35.4	78.0	7.9	2.1	3750	0.56
TVS 7	2	2	550	745	166	6.54	206	8.12	505	19.9	28.7	63.2	40.7	89.7	9.2	2.4	4200	0.5
TYS 5	2	2	590	802	145	5.71	206	8.12	684	26.95	29.8	65.8	44.6	98.3	11.3	3.0	3621	0.58
TYS 6	2	2	670	912	145	5.71	206	8.12	684	26.95	34.0	75.0	48.4	106.7	11.0	2.9	4200	0.5
TYS 7	2	2	816	1120	191	7.53	210	8.27	684	26.95	40.5	89.2	59.6	131.3	14.8	3.9	5147	0.41
TYS 8	2	2	900	1220	191	7.53	210	8.27	684	26.95	44.6	98.4	63.2	139.4	14.5	3.8	5676	0.37
TYS 9	2	2	1040	1415	233	9.18	210	8.27	684	26.95	50.2	110.8	73.9	163.0	18.3	4.8	6625	0.32
TYS 10	2	2	1120	1523	233	9.18	210	8.27	684	26.95	54.4	119.9	77.8	171.6	18.0	4.8	7000	0.3
TYS 11	2	2	1260	1714	275	10.84	210	8.27	684	26.95	60.0	132.2	88.4	194.8	21.9	5.8	8108	0.26
TYS 12	2	2	1340	1825	275	10.84	210	8.27	684	26.95	64.1	141.4	92.3	203.5	21.6	5.7	8824	0.24
TZS 11	2	4	1560	2130	275	10.84	210	8.27	829	32.66	76.5	168.6	112.3	247.6	27.5	7.3	7554	0.28
TZS 12	2	4	1710	2335	275	10.84	210	8.27	829	32.66	81.7	180.0	117.0	257.9	27.1	7.2	8400	0.25
TZS 13	2	6	1940	2640	399	15.72	214	8.43	813	32.03	94.9	209.2	146.6	323.2	39.7	10.5	8936	0.24
TZS 14	2	6	2040	2775	399	15.72	214	8.43	813	32.03	101.8	224.5	153.4	338.2	39.6	10.5	9589	0.22

Figura 48. Características Batería Estacionaria OPZS (POWERSAFE. "Data Sheet POWERSAFE TYS-9")

Ya que la capacidad de la batería OPZ-S seleccionada es $C_{100} = (1.35).C_{10}$, entonces de acuerdo a (54) y (55):

$$N_{SB} = \frac{48}{2}$$

$$N_{SB} = 24$$

$$N_{PB} = \frac{1315.28}{1404}$$

$$N_{PB} \approx 1$$

5.5.3.2. Capacidad total del Banco de Baterías

La configuración del arreglo del banco de baterías es del tamaño $N_{TB} = 24 \times 1$ y la capacidad total del banco de baterías será:

$$C_{BB}(AFV) = (1)(1404)$$

$$C_{BB}(AFV) = 1404 \text{ Amp} - h@48 \text{ VDC}$$

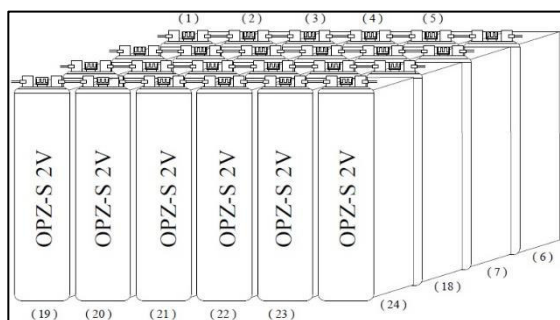


Figura 49. Banco de Baterías OPZ-S en serie
Elaboración propia.

5.5.4. Regulador de Carga e Inversor

La consideración esencial para la selección de la tecnología del regulador de carga en nuestro sistema será la eficiencia de generación del arreglo FV y el estado de carga de las baterías.

En este caso se elegirá trabajar con un controlador de carga tipo MPPT que nos asegurará que los módulos que componen el generador fotovoltaico siempre trabajen en un punto de máxima potencia, lo que significa que siempre contaremos con su máximo rendimiento. Asimismo, al usar esta tecnología se asegura el máximo rendimiento de las placas de las baterías vigilando siempre el estado de carga y prolongando su tiempo de vida útil en comparación del uso de un controlador PWM.

Calculamos los parámetros de selección del regulador de carga:

Potencia Nominal del AFV:

$$P_p(AFV) = (24)(300)$$

$$P_p(AFV) = 7200$$

Corriente de entrada:

$$I_{ent}(CC) = (1.25)(9.17)(12)$$

$$I_{ent}(CC) = 136.05$$

5.5.5. Inversor

En principio se ha convenido el sistema tenga una tensión nominal de 48 VDC proporcionados por el arreglo FV, con los cuales se alimentarán el regulador e inversor. Las cargas que serán atendidas por el sistema fotovoltaico son de 220 VAC, por lo que se requiere que nuestro inversor tenga una tensión de salida de 220 VAC a 60 Hz.

La potencia nominal del inversor deberá elegirse en base a la potencia de la carga instalada, considerando un factor de simultaneidad adecuado.

$$V_{IN}(Inv) = 48 \text{ VDC}$$

$$V_{OUT}(Inv) = 220 \text{ VAC}$$

$$\eta_{inv} = 90-95\%$$

Calculamos la potencia nominal del inversor, considerando un factor de simultaneidad de 0.90 y un factor de diseño de 1.25.

$$P_N(Inv) = (1.76)(0.90)(1.25)$$

$$P_N(Inv) = 1.98 \text{ KW}$$

Para seleccionar el controlador se ha tenido en cuenta la distribución adecuada de los módulos fotovoltaicos para generar una potencia solar máxima de entrada de tal manera que no se dañe el dispositivo, pero también la optimización del espacio en el cuarto

eléctrico y las pérdidas por cableado, así como los costos de los equipos necesarios para cumplir con los parámetros de diseño.

Por otro lado, revisando las ofertas técnicas del mercado, podemos encontrar equipos que incluyen la función de un inversor DC/AC, controlador de carga MPPT y cargador de baterías AC en el caso se requiera al detectar que las baterías tengan una tensión por debajo de la mínima. La demanda de potencia fotovoltaica de entrada para el regulador de carga puede ser cubierta por dos equipos de este tipo conectados en paralelo y cubrir largamente la potencia de salida requerida en el inversor si consideramos dos cadenas de 12 MFV cada una.

Seleccionaremos dos inversor-regulador, modelo PV18-5048 HM, de la marca **MUST SOLAR**, cuyas características se especifican en la figura 38. La ficha completa se encuentra en el anexo.

MODELO	PV18-2024 VHM	PV18-3024 VHM	PV18-3048 VHM	PV18-4048 VHM	PV18-5048 VHM	PV18-5548 VHM
Voltaje de baterías del sistema		24VDC			48VDC	
SALIDA INVERSOR	Potencia del inversor	2000W	3000W	3000W	4000W	5500W
	Pico de potencia	4000W	6000W	6000W	8000W	11000W
	Tipo de onda	Onda senoidal pura				
	Regulación de voltaje AC (modo baterías)	(220VAC~240VAC) ±5%				
	Eficiencia del inversor	93%				
	Tiempo de transferencia	10ms (para PCs) 20ms (para electrodomésticos)				
ENTRADA AC	Voltaje	230VAC				
	Rango de voltaje de salida (seleccionable)	170~280VAC (para PCs) 190~280VAC (para electrodomésticos) \ 184~53VAC (VDE4105)				
	Rango de frecuencia	50Hz/60Hz (Auto programado)				
BATERÍA	Voltaje nominal	24VDC			48VDC	
	Voltaje carga flotación	27VDC			54VDC	
	Protección sobrevoltaje	31VDC			60VDC	
CARGADOR SOLAR & CARGADOR AC	Voltaje máximo FV circuito abierto	145VDC				
	Voltaje FV Rango MPPT	30~130VDC			44~130VDC	
	Consumo en stand by	2W				
	Potencia entrada PV	1440W/1920W			2160W/3640W	
	Corriente máxima de carga solar	60A/80A				
	Eficiencia máxima	98%				
	Corriente carga máxima AC	20A/30A			60A	
	Corriente carga máxima	80A			20A/140A	

Figura 50. Características Inversor - Cargador MUST SOLAR. "Data Sheet PV18-5048 HM"

Al trabajar con dos unidades en paralelo, nuestro subsistema de generación ahora deberá estar compuesto por dos arreglos fotovoltaicos de tamaño 2x6.

Por cada inversor-regulador se estarían registrando los siguientes parámetros de diseño:

Tabla 20

Parámetros de diseño para inversor-cargador

Función	Parámetros	Valor
Regulador MPPT	Tensión nominal	48 VDC
	Corriente de entrada	68 Amp
	Potencia de generador FV	3546.64 Wp
Inversor	Tensión de entrada	48 VDC
	Tensión de salida	220 VAC
	Potencia de Salida	880 W

Nota. Fuente: Elaboración propia

5.5.6. Montaje del Generador Fotovoltaico

En el proceso constructivo del hospital, el sector D se ha dividido en dos subsectores: D1 y D2.

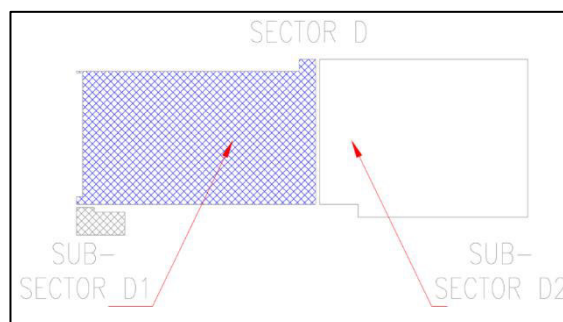


Figura 51. Subsectores del Sector D
Elaboración propia.

El arreglo fotovoltaico se proyectará sobre el área libre del sector D1 que se encuentra achurado en la figura 51.

Se ha determinado que el edificio tiene una orientación que está desviada 21° con respecto al sur. Para conseguir valores de radiación óptimos debemos orientar los paneles hacia el norte con una un ángulo de acimut de la superficie $\alpha = 0^\circ$, lo cual se consigue cuando el eje del arreglo fotovoltaico está desviado 21° respecto al eje del edificio.

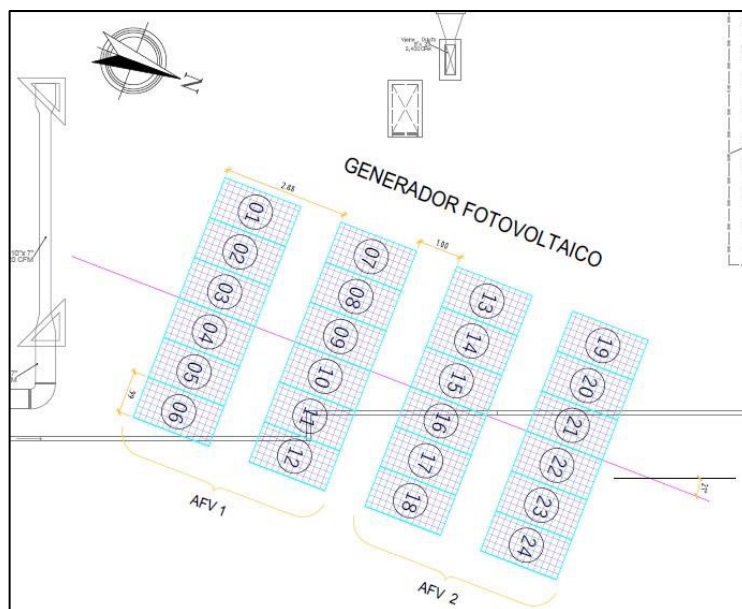


Figura 52. Ubicación del Generador Fotovoltaico
Elaboración propia

Como se observa en la figura 52, hemos proyectado el montaje del generador fotovoltaico con los módulos de forma tal que se asocien en dos AFV, de 12 módulos cada uno, ocupando un área aproximada de 63 m². Se ha considerado una distancia entre paneles de 2.88 metros, teniendo en cuenta la separación mínima por sombras (Fig. 53-a) entre módulos y el espaciamiento adecuado para rutinas de mantenimiento (Fig. 53-b).

Analizando el efecto de la altura solar y el ángulo elegido sobre la distancia mínima de separación de paneles para la declinación característica que hemos determinado para cada mes, podemos verificar que las sombras proyectadas serán mayores en la temporada de invierno y es lógico deducir que tendrá su valor máximo en el solsticio de invierno (21 de junio).

Tabla 21*Separación de paneles para mediados de cada mes*

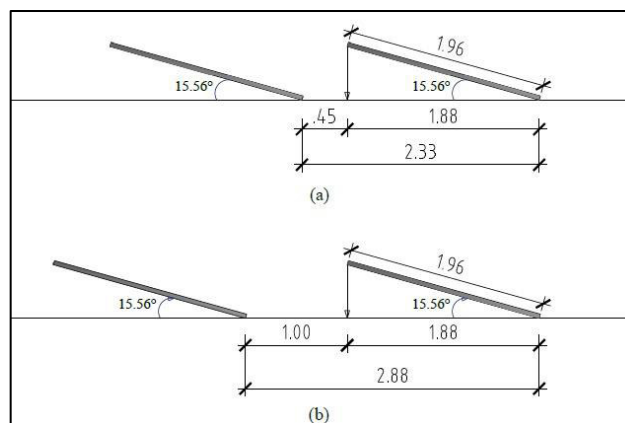
Fecha DD/MM	Declinación δ	Latitud ϕ	Altura Solar h	Inclinación β_{opt}	Distancia Mínima D
15/01	-21.30	-17.186	85.89	15.56	1.92
14/02	-13.67	-17.186	86.49	15.56	1.92
16/03	-2.49	-17.186	75.30	15.56	2.02
15/04	9.34	-17.186	63.47	15.56	2.15
16/05	18.98	-17.186	53.83	15.56	2.27
15/06	23.30	-17.186	49.51	15.56	2.33
16/07	21.39	-17.186	51.42	15.56	2.30
16/08	13.54	-17.186	59.27	15.56	2.20
15/09	2.33	-17.186	70.49	15.56	2.07
16/10	-9.86	-17.186	82.67	15.56	1.95
15/11	-19.08	-17.186	88.11	15.56	1.90
16/12	-23.36	-17.186	83.83	15.56	1.94

Nota. Fuente: Elaboración propia

Procedemos a calcular la mínima distancia de separación entre paneles para el solsticio de invierno ($h=49.36$) de acuerdo a (43):

$$D1 = 1.956(\cos 15.56^\circ + \sin 15.56^\circ \cdot \operatorname{Ctg} 49.36^\circ)$$

$$D1 = 2.334$$

*Figura 53. Separación entre paneles en Sector D.*

Elaboración propia.

Del mismo modo, se calcula la distancia mínima que debe haber entre el muro bajo perimetral de 1.2 m. de altura y el arreglo fotovoltaico.

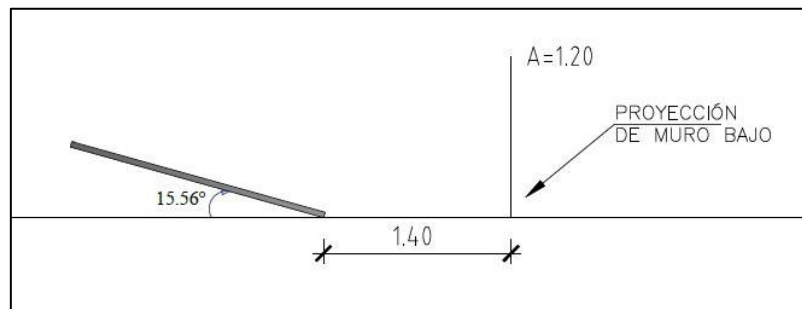


Figura 54. Separación entre AFV y Muro Bajo Perimetral.
Elaboración propia.

$$D2 = 1.20(\operatorname{tg}49.36^{\circ})$$

$$D2 = 1.40$$

Como se puede observar en el plano de planta techo (anexo) la separación considerada entre el AFV y el muro bajo perimetral es de 7.06 m. con lo cual se garantiza que las sombras generadas no afectarán los módulos del AFV.

5.5.7. Montaje de Inversor – Cargador y Banco de Baterías

Para el montaje de estos elementos y el tablero de distribución se proyectará un cuarto de instalaciones que alberga todos elementos y los protege de las condiciones exteriores. La distribución de los elementos del cuarto eléctrico se muestra en la figura 55.

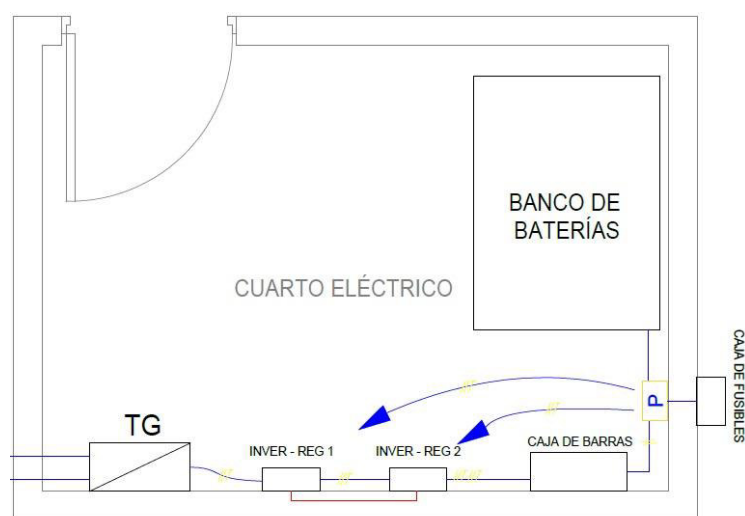


Figura 55. Cuarto Eléctrico SFVA.
Elaboración propia.

5.5.8. Conductores Eléctricos

Para la correcta selección de los conductores eléctricos se determinarán tramos en los cuales se distinguen los tipos de corrientes que circulan a través de los conductores y la longitud del tramo. Teniendo como base estos valores, procedemos a la selección de los conductores eléctricos considerando la corriente de diseño y la caída de tensión para cada caso.

Se han determinado en total 9 tramos desde cada uno de los dos generadores (AF1 y AF2) hasta el tablero de distribución general TG, como se puede observar en la figura 56 y se detalla en la tabla 22.

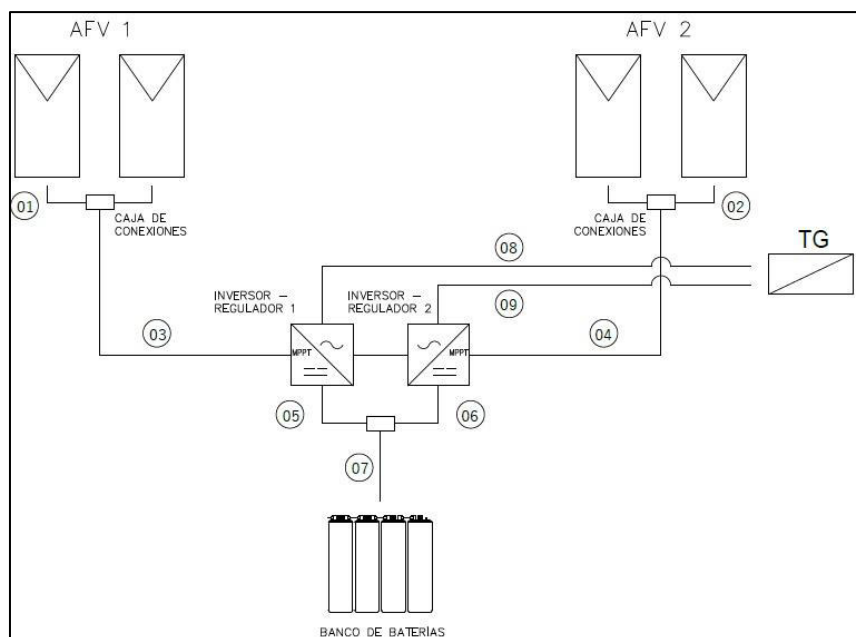


Figura 56. Tramos de Conductores Eléctricos SFVA
Elaboración propia.

- **Tramo 1 y 2**

Conexionado de los módulos del AFV en 6 parejas para formar un arreglo de 2x6. Se consideran 6 circuitos en canaleta cerrada, la corriente de cortocircuito del módulo y la longitud de referencia será tomada desde los paneles extremos, entonces:

$$I_b(1) = 1.25 \cdot I_{SC}(MOD)$$

$$I_b(1) = (1.25)(9.07)$$

$$I_b(1) = 11.34 \text{ Amp}$$

$$I_b(2) = 11.34 \text{ Amp}$$

Longitud Tramo 01 = 7.00 m.

Longitud Tramo 02 = 7.00 m.

- **Tramos 3**

Alimentador del regulador de carga del generador 1 (AFV1). Se considera un conductor monofásico en tubería EMT, la corriente de corto circuito del generador 1 y la longitud de referencia se toma de la caja de conexión 1 (repartidor de corriente) hasta el inversor – regulador 1.

$$I_b(3) = 1.25 \cdot I_{SC}(AFV)$$

$$I_b(3) = (1.25)(9.07)(6)$$

$$I_b(3) = 68.03 \text{ Amp}$$

Longitud Tramo 03 = 10.00 m.

- **Tramo 4**

Alimentador del regulador de carga del generador 2 (AFV2). Se considera un conductor monofásico en tubería EMT, la corriente de corto circuito del generador 2 y la longitud de referencia se toma de la caja de conexión 2 (repartidor de corriente) hasta el inversor – regulador 2.

$$I_b(4) = 1.25 \cdot I_{SC}(AFV)$$

$$I_b(4) = (1.25)(9.07)(6)$$

$$I_b(4) = 68.03 \text{ Amp}$$

Longitud Tramo 04 = 14.00 m.

- **Tramo 5**

Tramo de conductor desde el regulador de carga 1 hasta la caja de barras aguas arriba del banco de baterías. Se considera un conductor monofásico en tubería EMT, la corriente

de cortocircuito del generador 1 y la longitud de referencia se toma desde el regulador de carga 1 hasta la caja de barras.

$$I_b(5) = 68.03 \text{ Amp}$$

Longitud Tramo 05 = 2.00 m.

- **Tramo 6**

Tramo de conductor desde el regulador de carga 2 hasta la caja de barras aguas arriba del banco de baterías. Se considera un conductor monofásico en tubería EMT, la corriente de cortocircuito del generador 2 y la longitud de referencia se toma desde el regulador de carga 2 hasta la caja de barras.

$$I_b(6) = 68.03 \text{ Amp}$$

Longitud Tramo 06 = 1.5 m.

- **Tramo 7**

Alimentador del banco de baterías. Se considera un conductor monofásico en tubería EMT, la corriente total es la sumatoria de las corrientes de cortocircuito de ambos generadores y la longitud de referencia se toma de la caja de barras aguas arriba hasta el banco de baterías.

$$I_b(7) = 136.06 \text{ Amp}$$

Longitud Tramo 07 = 1.50 m.

- **Tramo 08**

Terna 1 del alimentador del TG. Se considera conductor monofásico en tubería EMT, corriente de diseño se debe obtener a partir de la potencia nominal del inversor, considerando la tensión nominal del sistema en el lado de AC. La longitud de referencia se toma del inversor 1 hasta TG.

$$I_b(8) = (1.25) \cdot \left(\frac{4000}{220} \right)$$

$$I_b(8) = 22.73 \text{ Amp}$$

Longitud tramo 08 = 4.00 m.

- **Tramo 09**

Terna 2 del alimentador del TG. Se considera conductor monofásico en tubería EMT, corriente de diseño se obtiene a partir de la potencia nominal del inversor, considerando la tensión nominal del sistema en el lado de AC. La longitud de referencia se toma del inversor 2 hasta TG.

$$I_b(9) = (1.25) \cdot \left(\frac{4000}{220} \right)$$

$$I_b(9) = 22.73 \text{ Amp}$$

Longitud tramo 08 = 5.00 m.

- **Alimentador del TD-01 (A-01)**

Se considera conductor monofásico en tubería EMT. La longitud se mide desde el TG hasta el tablero TD-01

$$I_b(1p) = (1.25) \cdot \left(\frac{1214}{220} \right)$$

$$I_b(1p) = 6.90 \text{ Amp}$$

Longitud A01: 25.00 m

- **Alimentador del TD-02 (A-02)**

Se considera conductor monofásico en tubería EMT. La longitud se mide desde el TG hasta el tablero TD-02

$$I_b(2p) = (1.25) \cdot \left(\frac{546}{220} \right)$$

$$I_b(2p) = 3.10 \text{ Amp}$$

Longitud A02: 18.75 m

Tabla 22*Longitud de los conductores y corriente de diseño por tramos*

Tramo Ítem	Longitud (m)	Corriente de diseño (Amp)	Tensión nominal	Tipo de corriente
01	7.00	11.34	48	DC
02	7.00	11.34	48	DC
03	10.00	68.03	48	DC
04	14.00	68.03	48	DC
05	2.00	68.03	48	DC
06	1.50	68.03	48	DC
07	1.50	136.06	48	DC
08	4.00	11.25	220	AC
09	5.00	11.25	220	AC

Nota. Fuente: Elaboración propia**5.5.8.1. Selección por Capacidad de Corriente**

Para seleccionar los conductores a partir de la capacidad de corriente que estos soportan, se debe considerar los factores de reducción estipulados en el CNE. Para efectos de temperatura, se debe considerar que los conductores solares del tramo 01 estarán soportando una temperatura de hasta 70° C mientras que para los otros tramos se puede considerar que la temperatura que soportarán los conductores será de 30° C.

- **Tramo 01 y 02:**

La capacidad de transporte del conductor deberá considerar los factores de reducción por temperatura a 70° C y agrupamiento de circuitos según las tablas 5A y 5C del CNE. De este modo considerando el conductor FOTOVOLT N2X 1 kV 2,5 mm² FB de la marca Indeco con las siguientes características:

- Sección: 2.5 mm²
- Tensión nominal de operación: 1 KV
- Amperaje en aire a 30° C: 37 Amp

Entonces:

$$I_z = (37) \cdot (0.57)(0.58)$$

$$I_z(1) = 12.23 \text{ Amp}$$

$$I_z(2) = 12.23 \text{ Amp}$$

- **Tramos del 3 y 4**

La capacidad de transporte del conductor deberá considerar los factores de reducción por temperatura a 50° C y agrupamiento de circuitos según las tablas 5A y 5C del CNE. De este modo considerando el conductor FREETOX N2XOH 0,6/1 kV 10 mm² de la marca Indeco con las siguientes características:

- Sección: 10 mm²
- Tensión de nominal de operación: 1 KV
- Amperaje en aire a 30° C: 90 Amp

Entonces:

$$I_z = (90) \cdot (0.85)$$

$$I_z(3) = 76.5 \text{ Amp}$$

$$I_z(4) = 76.5 \text{ Amp}$$

- **Tramos 5 y 6**

La capacidad de transporte del conductor deberá considerar los factores de reducción por temperatura a 40° C y agrupamiento de circuitos según las tablas 5A y 5C del CNE. De este modo considerando el conductor FREETOX N2XOH 0,6/1 kV 10 mm² de la marca Indeco con las siguientes características:

- Sección: 10 mm²
- Tensión de nominal de operación: 1 KV
- Amperaje en aire a 30° C: 90 Amp

Entonces:

$$I_z = (90) \cdot (0.91)$$

$$I_z(5) = 81.9 \text{ Amp}$$

$$I_z(6) = 81.9 \text{ Amp}$$

- **Tramo 7**

La capacidad de transporte del conductor deberá considerar los factores de reducción por temperatura a 40° C y agrupamiento de circuitos según las tablas 5A y 5C del CNE. De este modo considerando el conductor FREETOX N2XOH 0,6/1 kV 25 mm² de la marca Indeco con las siguientes características:

- Sección: 25 mm²
- Tensión de nominal de operación: 1 KV
- Amperaje en aire a 30° C: 90 Amp

Entonces:

$$I_z = (160) \cdot (0.91)$$

$$I_z(7) = 145.6 \text{ Amp}$$

- **Tramos 8 y 9**

La capacidad de transporte del conductor deberá considerar los factores de reducción por temperatura a 40° C y agrupamiento de circuitos según las tablas 5A y 5C del CNE. De este modo considerando el conductor FREETOX N2XOH 0,6/1 kV 4 mm² de la marca Indeco con las siguientes características:

- Sección: 4 mm²
- Tensión de nominal de operación: 1 KV
- Amperaje en aire a 30° C: 55 Amp

Entonces:

$$I_z = (55) \cdot (0.80) \cdot (0.91)$$

$$I_z(08) = 40.04 \text{ Amp}$$

$$I_z(09) = 40.04 \text{ Amp}$$

- **Alimentador TD-01**

La capacidad de transporte del conductor deberá considerar los factores de reducción por temperatura a 40° C 5A del CNE. De este modo considerando el conductor FREETOX N2XOH 0,6/1 kV 4 mm² de la marca Indeco con las siguientes características:

- Sección: 4 mm²
- Tensión de nominal de operación: 1 KV
- Amperaje en aire a 30° C: 55 Amp

Entonces:

$$I_z = (55) \cdot (0.80)$$

$$I_z(1p) = 44 \text{ Amp}$$

- **Alimentador TD-02**

La capacidad de transporte del conductor deberá considerar los factores de reducción por temperatura a 40° C 5A del CNE. De este modo considerando el conductor FREETOX N2XOH 0,6/1 kV 4 mm² de la marca Indeco con las siguientes características:

- Sección: 4 mm²
- Tensión de nominal de operación: 1 KV
- Amperaje en aire a 30° C: 55 Amp

Entonces:

$$I_z = (55) \cdot (0.80)$$

$$I_z(1p) = 44 \text{ Amp}$$

5.5.8.2. Selección de Conductores por Caída de Tensión

Cada tramo estará soportando diferentes temperaturas, como se ha establecido anteriormente. Para cada temperatura calcularemos la resistividad (ρ) y la conductancia (γ) del cobre.

Tabla 23

Resistividad y conductancia del cobre para diferentes temperaturas

	30°	40°	50°	70°
ρ	0.018	0.019	0.0194	0.021
γ	55.55	52.63	51.55	47.62

Nota. Fuente: Elaboración propia

A partir de la tabla 7, considerando los tramos establecidos de cableado y además la selección de equipos tipo inversor – regulador, tenemos las caídas de tensión máximas ($\Delta V\%$) y caída de tensión por unidad de longitud ($\Delta V_u\%$):

Tabla 24

Caída de tensión por unidad de longitud para cada tramo

Inicio	Fin	L (m)	$\Delta V\%$	$\Delta V_u\%$
AFV 1	Inv – Reg 1	17.00	2.00 %	0.12 %
AFV 2	Inv – Reg 2	21.00	2.00 %	0.10 %
Inv – Reg 1	B. Baterías	3.50	1.00 %	0.29 %
Inv – Reg 2	B. Baterías	3.00	1.00 %	0.33 %
Inv – Reg 1	TG	4.00	2.50 %	0.63 %
Inv – Reg 2	TG	5.00	2.50 %	0.50 %

Nota. Fuente: Elaboración propia

Entonces obtenemos la máxima caída de tensión y sección de conductor por tramos:

- **Tramo 1**

$$\Delta V_1 \% = (0.12)(7)$$

$$\Delta V_1 \% = 0.84 \%$$

$$S_1 = \frac{200(7)(11.34)}{(0.84)(48)(47.62)}$$

$$S_1 = 8.27 \text{ mm}^2$$

- **Tramo 2**

$$\Delta V_2 \% = (0.10)(7)$$

$$\Delta V_2 \% = 0.70 \%$$

$$S_2 = \frac{200(7)(11.34)}{(0.70)(48)(47.62)}$$

$$S_2 = 9.92 \text{ mm}^2$$

- **Tramo 3**

$$\Delta V_3 \% = (0.12)(10)$$

$$\Delta V_3 \% = 1.2 \%$$

$$S_3 = \frac{200(10)(68.03)}{(1.2)(48)(51.55)}$$

$$S_3 = 45.82 \text{ mm}^2$$

- **Tramo 4**

$$\Delta V_4 \% = (0.10)(14)$$

$$\Delta V_4 \% = 1.4 \%$$

$$S_4 = \frac{200(14)(68.03)}{(1.4)(48)(51.55)}$$

$$S_4 = 55 \text{ mm}^2$$

- **Tramo 5**

$$\Delta V_5\% = (0.29)(2)$$

$$\Delta V_5\% = 0.58 \%$$

$$S_5 = \frac{200(2)(68.03)}{(0.58)(48)(52.63)}$$

$$S_5 = 18.57 \text{ mm}^2$$

- **Tramo 6**

$$\Delta V_6\% = (0.29)(1.5)$$

$$\Delta V_6\% = 0.44 \%$$

$$S_6 = \frac{200(1.5)(68.03)}{(0.44)(48)(52.63)}$$

$$S_6 = 18.36 \text{ mm}^2$$

- **Tramo 7**

$$\Delta V_7\% = (0.29)(1.5)$$

$$\Delta V_7\% = 0.44 \%$$

$$S_7 = \frac{200(1.5)(136.06)}{(0.44)(48)(52.63)}$$

$$S_7 = 36.72 \text{ mm}^2$$

- **Tramo 8:**

Para este tramo se considera una caída de tensión máxima de 1% al considerarse terna de la acometida del TG, la corriente mínima a considerar según el CNE para el rango de potencia es de 25 A.

$$\Delta V_8\% = 1\%$$

$$S_8 = \frac{200(4)(25)}{(1)(220)(55.55)}$$

$$S_8 = 1.65 \text{ mm}^2$$

- **Tramo 9:**

Para este tramo se considera una caída de tensión máxima de 1% al considerarse terna de la acometida del TG, la corriente mínima a considerar según el CNE para el rango de potencia es de 25 A.

$$\Delta V_9 \% = 1\%$$

$$S_9 = \frac{200(5)(25)}{(1)(220)(55.55)}$$

$$S_9 = 2.05 \text{ mm}^2$$

- **Alimentador TD-01:**

Para este alimentador se considera una caída de tensión de 1% (El CNE establece una caída de tensión máxima de 2.5% para alimentadores). La corriente a considerarse por norma debe ser de 15 Amp.

$$\Delta V_{(p1)} \% = 1\%$$

$$S_{(p1)} = \frac{200(25.00)(15)}{(1)(220)(55.55)}$$

$$S_{(p1)} = 6.14 \text{ mm}^2$$

- **Alimentador TD-02:**

Para este alimentador se considera una caída de tensión de 1% (El CNE establece una caída de tensión máxima de 2.5% para alimentadores). La corriente a considerarse por norma debe ser de 15 Amp.

$$\Delta V_{(p2)} \% = 1\%$$

$$S_{(p2)} = \frac{200(18.75)(15)}{(1)(220)(55.55)}$$

$$S_{(p2)} = 4.60 \text{ mm}^2$$

Resumiendo, ambos criterios, tenemos:

Tabla 25*Selección comercial de conductores del SFVA*

Sección del Conductor	Por capacidad de Corriente	Por caída de Tensión	Sección Comercial
S ₁	2.50 mm ²	8.27 mm ²	10.00 mm ²
S ₂	2.50 mm ²	9.92 mm ²	10.00 mm ²
S ₃	10.00 mm ²	45.82 mm ²	50.00 mm ²
S ₄	10.00 mm ²	55.00 mm ²	70.00 mm ²
S ₅	10.00 mm ²	18.57 mm ²	25.00 mm ²
S ₆	10.00 mm ²	18.36 mm ²	25.00 mm ²
S ₇	25.00 mm ²	36.72 mm ²	50.00 mm ²
S ₈	4.00 mm ²	1.65 mm ²	6.00 mm ²
S ₉	4.00 mm ²	2.05 mm ²	6.00 mm ²
S _{1p}	4.00 mm ²	6.14 mm ²	10.00 mm ²
S _{2p}	4.00 mm ²	4.60 mm ²	6.00 mm ²

Nota. Fuente: Elaboración propia

- Se considera la sección mínima comercial de 6 mm² para facilidad logística.

5.5.9. Protecciones del Sistema y Puesta a tierra

5.5.9.1. Protecciones del Sistema

Las conexiones de los paneles solares hacia los inversores-reguladores pasarán por una caja de fusibles considerando la máxima corriente que puede soportar los controladores de carga. Los fusibles se instalarán en las líneas de polaridad positiva y deben elegirse de modo tal que la máxima corriente de operación esté en el rango de 50% - 80% de la capacidad nominal del fusible o limitado a la máxima corriente suministrada por el arreglo fotovoltaico.

Tabla 26*Selección de los fusibles del SFVA*

Línea	Polaridad	I_b	I_{nom} (fus)
Tramo 1	Positiva	68.03	80
Tramo 2	Positiva	68.03	80

Nota. Fuente: Elaboración propia

Los inversores – reguladores tienen protección interna frente a sobre carga y cortocircuito.

Se instalará un desconectador de baterías en la línea positiva del banco de baterías para que pueda interrumpirse el paso de la corriente entre el banco de baterías y el inversor - regulador de forma segura. Debido a las protecciones internas del inversor – regulador, prescindiremos de otro tipo de protecciones en este tramo.

Las salidas de ambos inversores alimentarán el interruptor termomagnético principal del tablero general TG que alimentará mediante los interruptores termomagnéticos derivados a los sub tableros TD-1 y TD-2. Cada tablero de distribución estará dotado de un interruptor termomagnético principal e interruptores termomagnéticos derivados con cuyas cargas son los extractores helicocentrífugos conectados en serie distribuidos convenientemente.

La selección de los interruptores termomagnéticos se hará de acuerdo al diseño de las instalaciones eléctricas del Hospital Regional de Moquegua en el cual se considera una capacidad mínima de 15 A. para circuitos derivados y 30 A para alimentador principal. La configuración seleccionada lo veremos en los diagramas unifilares anexos.

5.5.9.2. Sistema de Puesta a Tierra

En base a la memoria descriptiva de instalaciones eléctricas del Hospital Regional de Moquegua, tenemos lo siguiente:

- A una profundidad de 1.5 m el terreno presenta suelo limo arenoso, según el CNE Tabla A2-06, la resistividad típica del suelo está en el rango de 100 a 500 Ohm-m.
- La resistividad del relleno del pozo (tierra de cultivo tamizada con bentonita) es de 5 Ohm-m.

Según norma peruana para sistemas de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas, la resistencia máxima del pozo de puesta a tierra será de 20 Ohm.

Entonces:

$$\rho_r: 5.00 \text{ Ohm-m}$$

$$\rho: 300 \text{ Ohm-m}$$

$$D: 0.80 \text{ m.}$$

$$d: 0.01905 \text{ m.}$$

$$l: 2.40 \text{ m.}$$

$$R_j = \left(\frac{5}{2\pi \times 2.4} \right) \left(\ln \frac{0.8}{0.01905} \right) + \left(\frac{300}{12\pi \times 2.4} \right) \left(\ln \frac{4 \times 2.4}{0.8} \right)$$

$$R_j = 10.70$$

$R_j < 20 \text{ Ohm}$, entonces no se requieren electrodos múltiples.

Los conductores de protección se conectarán al pozo de puesta a tierra mediante una caja equipotencial.

Se considera VDR en DC y AC para el sistema FV y las cargas.

Las masas del generador: los marcos metálicos de los módulos fotovoltaicos y las estructuras de soportes serán aterrados con un conductor continuo de 10 mm² desnudo de tal forma que la remoción de uno o más módulos no interrumpa el aterramiento total del arreglo fotovoltaico, es decir debemos garantizar la equipotencialidad en todo el AFV.

5.6. Sistema Fotovoltaico Conectado a Red

El diseño de este sistema se realizará en base al cálculo previo del recurso energético, usaremos la misma tecnología para los módulos fotovoltaicos que en el sistema de conexión a red. Seleccionaremos el inversor para conexión a red Estableceremos la configuración del arreglo fotovoltaico, los conductores eléctricos y las protecciones.

5.6.1. Inversor de Conexión a Red

Conocemos a partir del cálculo previo de la energía requerida del sistema en 3.5.1:

$$P_p(AFV) = 7134.72 \text{ Wp}$$

La configuración de la red eléctrica del Hospital es:

380 VAC, 3F, 60 Hz.

A partir de estas premisas, se ha seleccionado el inversor FRONIUS SYMO 3.7-3-M, cuyas características se muestran en la figura 57.

DATOS DE ENTRADA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc \text{ máx. } 1} / I_{dc \text{ máx. } 2}^{(1)}$)			16 A / 16 A			
Máx. corriente de cortocircuito por serie FV ($MPP_1/MPP_2^{(1)}$)			24 A / 24 A			
Mínima tensión de entrada ($U_{dc \text{ mín.}}$)			150 V			
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc \text{ arranque}}$)			200 V			
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)			595 V			
Máxima tensión de entrada ($U_{dc \text{ máx.}}$)			1.000 V			
Rango de tensión MPP ($U_{mpp \text{ mín.}} - U_{mpp \text{ máx.}}$)	200 - 800 V	250 - 800 V	300 - 800 V		150 - 800 V	
Número de seguidores MPP		1			2	
Número de entradas CC		3			2+2	
Máxima salida del generador FV ($P_{dc \text{ máx.}}$)	6,0kW pico	7,4kW pico	9,0kW pico	6,0kW pico	7,4kW pico	9,0kW pico
DATOS DE SALIDA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	3.000 W	3.700 W	4.500 W	3.000 W	3.700 W	4.500 W
Máxima potencia de salida	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac \text{ máx.}}$)	4,3 A	5,3 A	6,5 A	4,3 A	5,3 A	6,5 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)		3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frecuencia (rango de frecuencia)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal		< 3 %				
Factor de potencia ($\cos \Phi_{ac,r}$)		0,70 - 1 ind. / cap.			0,85 - 1 ind. / cap.	

Figura 57. Características Inversor con conexión a red
(FRONIUS. "Data Sheet SYMO 3.7-3-M")

A partir de la ficha técnica, tenemos lo siguiente:

- Ventana de acoplamiento: 150 – 800 V
- Máxima tensión admisible a la entrada: 1000 V

5.6.2. Módulos Fotovoltaicos

Se seleccionó el módulo de 72 celdas en series de 300 Wp, cuyas características se presentaron en la figura 46. El arreglo fotovoltaico deberá cumplir con la ventana de acoplamiento y máxima tensión admisible a la entrada del inversor.

Arreglo Fotovoltaico

Número total de módulos:

$$N_T(MFV) = \frac{7134.72}{300}$$

$$N_T(MFV) \approx 24$$

El número de módulos en serie del arreglo se calculará teniendo como base a la ventana de acoplamiento del inversor, consideraremos la tensión de acoplamiento que resulte ser el promedio de los valores máximo y mínimo de la ventana, es decir: $V_{ACO} = 475$ VDC, entonces:

$$N_S(MFV) = \frac{475}{36.43}$$

$$N_S(MFV) \approx 13$$

El número total de cadenas, será:

$$N_P(MFV) = \frac{24}{13}$$

$$N_P(MFV) \approx 2$$

Para cumplir con el número total de módulos calculado (24) y con la máxima potencia fotovoltaica que soporta el inversor (7.4 KW) nuestro arreglo FV debe tener un tamaño de 12x2 en lugar de 13x2.

5.6.3. Montaje del Generador Fotovoltaico

El arreglo fotovoltaico se proyectará de igual forma sobre el área libre del sector D1 que se encuentra achurado en la figura 51, con la misma orientación y acimut de la superficie antes indicada.

En este caso, nuestro generador fotovoltaico estará compuesto por dos cadenas de 12 módulos cada una que alimentarán a un mismo inversor que tiene la opción de dos MPP.

La distribución de los paneles fotovoltaicos de acuerdo al diseño establecido, se muestra en la figura 58.

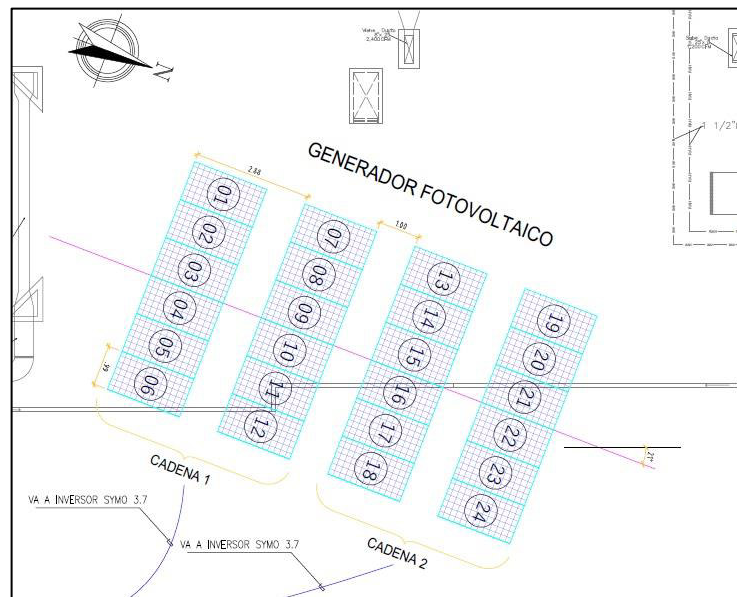


Figura 58. Ubicación del Generador Fotovoltaico SFVCR
Elaboración propia.

5.6.4. Montaje de Inversor y Medidor

El inversor seleccionado trabaja con el medidor SMART METER mediante el cual se puede hacer el monitoreo del sistema y programación de inyección a red.

Para el montaje de estos elementos y el tablero de distribución se proyectará un cuarto de instalaciones que alberga todos elementos y los protege de las condiciones exteriores.

Ver figura 59.

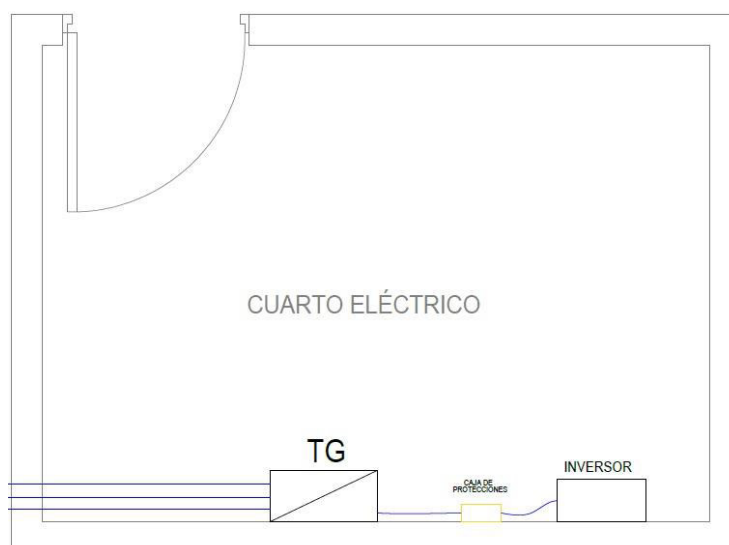


Figura 59. Cuarto Eléctrico SFVCR
Elaboración propia.

5.6.5. Conductores Eléctricos

En la figura 60 se muestran los tramos que determinan los elementos del sistema fotovoltaico.

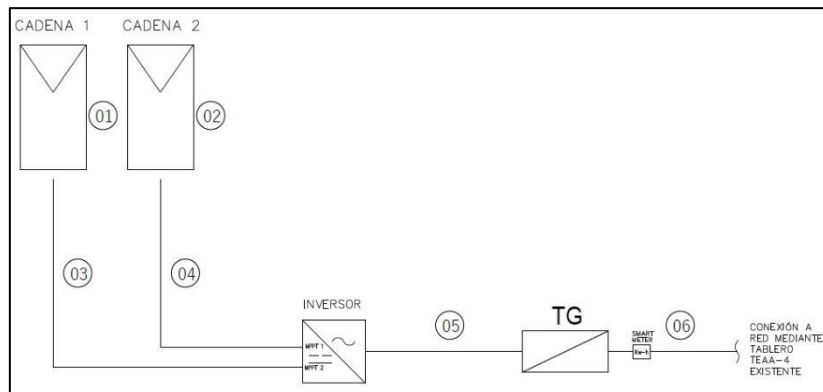


Figura 60. Tramos de Conductores Eléctricos SFVCR

- **Tramos del 1 al 4**

Conexión de los 12 módulos las cadenas en serie. Se consideran 1 circuitos en tubería EMT, se considera la corriente de cortocircuito del módulo.

$$I_b(1) = 1.25 \cdot I_{SC}(MOD)$$

$$I_b(1) = 11.34 \text{ Amp}$$

$$I_b(2) = 11.34 \text{ Amp}$$

$$I_b(3) = 11.34 \text{ Amp}$$

$$I_b(4) = 11.34 \text{ Amp}$$

$$\text{Longitud Tramo 01} = 13.00 \text{ m.}$$

$$\text{Longitud Tramo 02} = 13.00 \text{ m.}$$

$$\text{Longitud Tramo 03} = 11.00 \text{ m.}$$

$$\text{Longitud Tramo 04} = 12.00 \text{ m.}$$

- **Tramo 5**

Alimentador del TG desde el inversor. Se considera un conductor trifásico en tubería EMT, la corriente de diseño se calcula a partir de la potencia nominal del inversor en AC (3700 W).

$$I_b(5) = 25 \text{ (De acuerdo al CNE)}$$

Longitud Tramo 05 = 3.50 m.

- **Tramo 6**

Alimentador del TG desde la red comercial (TE-AA4). Se considera un conductor trifásico en tubería EMT, la corriente de diseño se calcula a partir de la potencia nominal del inversor en AC (3700 W).

$$I_b(5) = 25 \text{ (De acuerdo al CNE)}$$

Longitud Tramo 06 = 54.00 m.

Tabla 27

Longitud de los conductores y corriente de diseño por tramos

Tramo Ítem	Longitud (m)	Corriente de Diseño (Amp)	Tensión Nominal	Tipo de Corriente
01	13.00	11.34	437.16	DC
02	13.00	11.34	437.16	DC
03	11.00	11.34	437.16	DC
04	12.00	11.34	437.16	DC
05	3.50	25.00	220	AC
06	54.00	25.00	220	AC

Nota. Fuente: Elaboración propia

5.6.5.1. Selección por Capacidad de Corriente

Para seleccionar los conductores a partir de la capacidad de corriente que estos soportan, se debe considerar los factores de reducción estipulados en el CNE. Para efectos de temperatura, se debe considerar que los conductores solares de los tramos 01 al 04 estarán soportando una temperatura de hasta 70° C, mientras que para los otros tramos 05 y 06 se considerará que la temperatura que soportarán los conductores será de 50° C.

- **Tramos del 1 al 4**

La capacidad de transporte del conductor deberá considerar los factores de reducción por temperatura a 70° C y agrupamiento de circuitos según las tablas 5A y 5C del CNE.

De este modo considerando el conductor FOTOVOLT N2X 1 kV 2,5 mm² FB de la marca Indeco con las siguientes características:

- Sección: 2.5 mm²
- Tensión nominal de operación: 1 KV
- Amperaje en aire a 30° C: 37 Amp

Entonces:

$$I_z = (37)(0.58)$$

$$I_z(1) = 21.46 \text{ Amp}$$

$$I_z(2) = 21.46 \text{ Amp}$$

$$I_z(3) = 21.46 \text{ Amp}$$

$$I_z(4) = 21.46 \text{ Amp}$$

• Tramos 5 y 6

La capacidad de transporte del conductor deberá considerar los factores de reducción por temperatura a 50° C y agrupamiento de circuitos según las tablas 5A y 5C del CNE.

De este modo considerando el conductor FREETOX N2XOH 0,6/1 kV 10 mm² de la marca Indeco con las siguientes características:

- Sección: 2.5 mm²
- Tensión nominal de operación: 1 KV
- Amperaje en aire a 30° C: 37 Amp

Entonces:

$$I_z = (37).(0.85)$$

$$I_z(5) = 31.45 \text{ Amp}$$

$$I_z(6) = 31.45 \text{ Amp}$$

5.6.5.2. Selección de Conductores por Caída de Tensión

En base a las tablas 7, 22 y los tramos establecidos de cableado, tenemos las caídas de tensión máximas ($\Delta V\%$):

Tabla 28

Caída de tensión máxima por cada tramo

Inicio	Fin	L (m)	$\Delta V\%$
Cadena 1	Inversor	24.00	2.00 %
Cadena 2	Inversor	25.00	2.00 %
Inversor	TG	3.50	2.50 %
Red (TE-AA4)	TG	55.00	1.00 %

Nota. Fuente: Elaboración propia

Entonces obtenemos la máxima caída de tensión y sección de conductor por tramos:

- **Tramo 1-3**

$$S_1 = \frac{200(24)(11.34)}{(2)(437.16)(47.62)}$$

$$S_1 = 1.31 \text{ mm}^2$$

- **Tramo 2-4**

$$S_2 = \frac{200(25)(11.34)}{(2)(437.16)(47.62)}$$

$$S_2 = 1.36 \text{ mm}^2$$

- **Tramo 5**

$$S_3 = \frac{(\sqrt{3})(100)(3.5)(25)(0.85)}{(1)(380)(51.55)}$$

$$S_3 = 0.66 \text{ mm}^2$$

- **Tramo 6**

$$S_3 = \frac{(\sqrt{3})(100)(55)(25)(0.85)}{(1)(380)(51.55)}$$

$$S_3 = 10.32 \text{ mm}^2$$

Resumiendo, ambos criterios, tenemos:

Tabla 29*Selección comercial de conductores del SFVCR*

Sección de Conductor	Por Capacidad de Corriente	Por caída de Tensión	Sección Comercial
S ₁	2.50 mm ²	1.31 mm ²	4.00 mm ²
S ₂	2.50 mm ²	1.36 mm ²	4.00 mm ²
S ₃	2.50 mm ²	1.31 mm ²	4.00 mm ²
S ₄	2.50 mm ²	1.36 mm ²	4.00 mm ²
S ₅	2.50 mm ²	0.66 mm ²	16.00 mm ²
S ₆	2.50 mm ²	10.32 mm ²	16.00 mm ²
S _{1p}	4.00 mm ²	7.36 mm ²	10.00 mm ²
S _{2p}	4.00 mm ²	4.91 mm ²	6.00 mm ²

Nota. Fuente: Elaboración propia

- Se considera la sección mínima permitida 4 mm², según Memoria Descriptiva del Hospital

5.6.6. Protecciones del Sistema y Puesta a tierra

5.6.6.1. Protecciones del Sistema

Las conexiones de los paneles solares hacia los inversores-reguladores pasarán por una caja de protecciones que contendrá un total de 4 portafusibles y fusibles considerando la máxima corriente que puede soportar los MPPT del inversor. Los fusibles protegerán los conductores positivos y negativos.

El inversor tiene protección interna frente a sobre carga y cortocircuito.

Se considera, además. Un interruptor termomagnético a la salida del inversor para proteger al alimentador fotovoltaico del tablero general TG, así como para facilitar la desconexión de la carga.

5.6.6.2. Sistema de Puesta a Tierra

Se considera el cálculo previo que se realizó para el SFVA. Se instalará una caja equipotencial mediante la cual se conectarán a tierra los elementos del sistema fotovoltaico. La carga del lado AC se conectarán a tierra mediante la puesta a tierra de la red.

5.7. Análisis del Sistema Fotovoltaico de Autoconsumo

5.7.1. Análisis Energético

A partir de las expresiones (30) al (32), tabulamos los consumos mensuales y generación de energía.

Tabla 30

Registro de generación y consumo energético mensual en KW-h

Mes	Consumo	Generación
Enero	699.36	1380.77
Febrero	631.68	1246.14
Marzo	699.36	1323.29
Abril	676.80	1198.82
Mayo	699.36	1040.58
Junio	676.80	911.11
Julio	699.36	1233.80
Agosto	699.36	1139.69
Setiembre	676.80	1213.02
Octubre	699.36	1337.89
Noviembre	676.80	1486.54
Diciembre	699.36	1436.99

Nota. Fuente: Elaboración propia

- La energía consumida anual es de 8234.40KW-h
- La energía generada anual es de 14948.65 KW-h

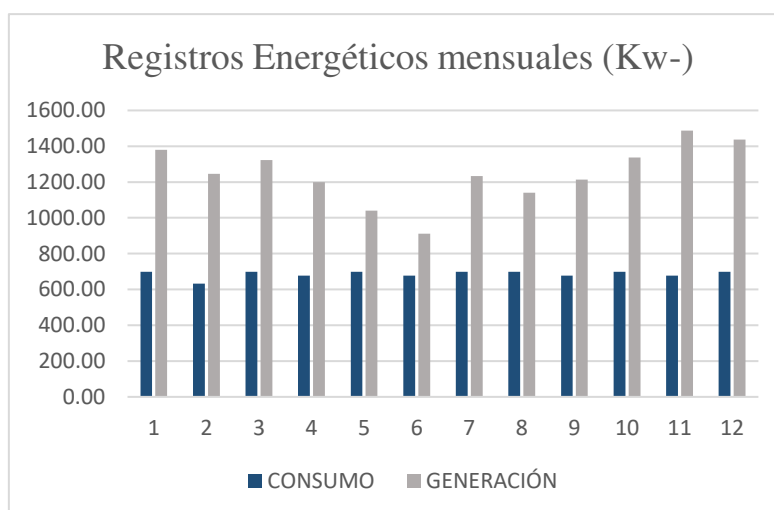


Figura 61. Registros energéticos para el SFV
Elaboración propia.

Como se observa en la figura 60, ya que para el diseño del generador se consideró el mes más desfavorable en cuanto a recurso solar por lo que se puede garantizar que durante todo el año la generación de energía será mayor que la demanda. Este análisis es válido tanto para el SFVA como para el SFCR.

5.7.2. Análisis Ambiental

El análisis ambiental válido para SFVA y SFCR, se hará mediante el cálculo de emisiones de CO₂ evitadas. El factor de emisiones a considerar corresponde al valor de 0.612 Kg CO₂/KW-h del margen combinado del SEIN para el año 2009.

$$EEy = (14948.65)(0.612)$$

$$EEy = 9148.57 \text{ Kg CO}_2$$

Entonces podemos afirmar que la generación eléctrica de nuestro sistema fotovoltaico habría mitigado la emisión de 9148.57 Kg CO₂ equivalentes en un año. Considerando que nuestra planta solar tiene un tiempo de vida útil de 25 años, estaríamos calculando aproximadamente 228.71 TN CO₂ en dicho periodo.

5.7.3. Análisis Económico

En esta sección analizaremos la rentabilidad de los proyectos en base a un flujo de caja en los cuales consideraremos el presupuesto inicial, los ingresos y egresos a partir del inicio del funcionamiento de la instalación hasta cumplir su tiempo de vida útil. Este análisis se hará por separado para SFVA y SFVCR.

5.7.3.1. Presupuesto

El presupuesto de obra se hará en base a análisis de costos unitarios en base a las actividades necesarias para el montaje, instalación y puesta en marcha de cada uno de los subsistemas de nuestra central FV. El presupuesto y análisis de precios unitarios se

adjuntan como anexos. En la tabla 31 y 32 se puede ver el resumen del presupuesto para ambos sistemas.

Tabla 31

Resumen del presupuesto para un SFVA

Ítem	Descripción	Parcial
01	Subsistema de Generación	s/. 19 817.04
02	Subsistema de Regulación – Adaptación	s/. 7 581.52
03	Subsistema de Acumulación	s/. 34 433.34
04	Tableros Eléctricos	s/. 4 559.40
05	Alambres y Cables Alimentadores	s/. 2414.58
06	Sistema de Puesta a Tierra	s/. 2969.47
07	Canalizaciones Eléctricas	s/. 1011.53
Costo Directo		s/. 72 786.88
Gastos Generales y Utilidad (5%)		s/. 3 639.34
Sub Total		s/. 76 426.22
IGV (18%)		s/. 13 756.72
Presupuesto Total		s/. 90 182.94

Nota. Fuente: Elaboración propia

Tabla 32

Resumen del presupuesto para un SFVCR

Ítem	Descripción	Parcial
01	Subsistema de Generación	s/. 17 994.72
02	Subsistema de Adaptación	s/. 7 201.02
03	Subsistema de Acumulación	s/. 34 433.34
04	Tableros Eléctricos	s/. 5 154.91
05	Alambres y Cables Alimentadores	s/. 3 146.90
06	Sistema de Puesta a Tierra	s/. 2969.47
07	Canalizaciones Eléctricas	s/. 1614.94
Costo Directo		s/. 38 081.96
Gastos Generales y Utilidad (5%)		s/. 1 904.10
Sub Total		s/. 39 986.05
IGV (18%)		s/. 7 197.49
Presupuesto Total		s/. 47 183.54

Nota. Fuente: Elaboración propia

El presupuesto total representa la inversión inicial del sistema fotovoltaico, la propuesta del presente es que éste forme parte del presupuesto general inicial de la construcción del Hospital Regional de Moquegua, por lo que estaría financiado directamente por el Gobierno Regional de Moquegua.

5.7.3.2. Costos de Energía Convencional del Concesionario

La empresa distribuidora de energía eléctrica en la ciudad de Moquegua es Electrosur S.A. El pliego tarifario para clientes finales para la tarifa MT-3 es el siguiente:

TARIFA MT3: TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P			
Cargo Fijo Mensual	S./mes		7.90
Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h		25.31
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h		20.74
Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:			
Presentes en Punta	S./kW-mes		50.81
Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes		31.86
Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:			
Presentes en Punta	S./kW-mes		11.64
Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes		11.66
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h		4.32

Figura 62. Pliego Tarifario ELECTROSUR S.A Moquegua.
OSINERGMIN

Considerando que el 60% de consumo se realiza en horas fuera de punta (HFP) y el 40% en horas punta (HP), tenemos:

Tabla 33

Registro de generación y consumo energético mensual en KW-h

Mes	HP	HFP	Total	Ahorro (S/.)
Enero	552.31	828.46	1380.77	497.40
Febrero	498.46	747.68	1246.14	461.55
Marzo	529.32	793.97	1323.29	482.09
Abril	479.53	719.29	1198.82	448.95
Mayo	416.23	624.35	1040.58	406.81
Junio	364.44	546.66	911.11	372.33
Julio	493.52	740.28	1233.80	458.26
Agosto	455.88	683.82	1139.69	433.20
Setiembre	485.21	727.81	1213.02	452.73
Octubre	535.16	802.73	1337.89	485.98
Noviembre	594.62	891.93	1486.54	525.57
Diciembre	574.80	862.19	1436.99	512.37

Nota. Fuente: Elaboración propia

5.7.3.3. Bonos de Carbono

Los bonos de carbono son certificados de reducción de emisiones de GEI que se pueden comercializar en el mercado de carbono, al cual acceden los países

industrializados como compradores y países en vías de desarrollo como ofertantes, tal cual es el caso de Perú.

Un bono de carbono equivale a 1 tonelada de CO₂e (cantidad de GEI equivalente a 1 tonelada de CO₂), cuyo valor fijado para el cálculo en nuestro análisis será de USD\$ 40.00 (S/. 136.16) por tonelada de CO₂e. Entonces, en base a nuestro análisis ambiental previo, calculamos el costo anual del certificado de reducción de emisiones:

$$PCO_2 = (9.15)(136.16)$$

$$PCO_2 = S/. 1245.86$$

5.7.3.4. Gastos por mantenimiento y operación

Los gastos por mantenimiento de nuestra instalación son prácticamente nulos debido a que las rutinas recomendadas por los fabricantes de los componentes no requieren de la contratación de terceros y pueden ser realizados por personal de mantenimiento propio del hospital una vez que se encuentre en funcionamiento.

A lo largo la vida útil de la planta, se deberá considerar el cambio de los inversores cada 10 años desde la puesta en servicio.

5.7.3.5. Financiamiento

Se propone que la implementación de los sistemas fotovoltaicos forme parte del presupuesto inicial asignado para la construcción del hospital. Es decir, al ser autofinanciado no se pagarán cuotas mensuales con intereses aplicados.

5.7.3.6. Flujo de caja

El flujo de caja se desarrollará en base al tiempo de vida útil establecida para la instalación fotovoltaica (25 años). Se desarrollará el flujo de caja de los dos tipos de sistema por separado.

a) Flujo de Caja para SFVA

La inversión inicial se establece en el año cero por el monto total de los costos de implementación del sistema, los ingresos estimados a considerar son el ahorro por consumo mensual de energía y posibles bonos de carbono por reducción de GEI. Este último sólo se tomará en cuenta para el SFVA. Se considera como egresos el cambio del inversor cada 10 años a lo largo de la vida útil de la planta.

Tabla 34

Flujo de caja SFVA del año 0 al año 5

Año	0	1	2	3	4	5
Inversión inicial	-90,182.94	-	-	-	-	-
Producción de Energía (KW-h)	0.00	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65
Inflación	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Precio del Kw (ctm. S/./KW-h)	0.37	0.38	0.39	0.40	0.42	0.43
Ingresos						
Ahorro de energía	0.00	5,696.93	5,867.84	6,043.87	6,225.19	6,411.95
Bonos de carbono	0.00	1,245.86	1,245.86	1,245.86	1,245.86	1,245.86
Flujo de caja	-90,182.94	6,942.79	7,113.70	7,289.73	7,471.05	7,657.81
Flujo de caja Neto	-90,182.94	-83,240.15	-76,126.45	-68,836.72	-61,365.67	-53,707.86

Nota. Fuente: Elaboración propia

Tabla 35

Flujo de caja SFVA del año 6 al año 11

Año	6	7	8	9	10	11
Inversión inicial	-	-	-	-	-	-
Producción de Energía (KW-h)	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65
Inflación	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Precio del Kw (ctm. S/./KW-h)	0.44	0.46	0.47	0.48	0.50	0.51
Ingresos						
Ahorro de energía	6,604.30	6,802.43	7,006.51	7,216.70	7,433.20	7,656.20
Bonos de carbono	1,245.86	1,245.86	1,245.86	1,245.86	1,245.86	1,245.86
Egresos						
Cambio de Inversores						-8,281.74
Flujo de caja	7,850.16	8,048.29	8,252.37	8,462.56	8,679.06	620.32
Flujo de caja Neto	-45,857.70	-37,809.41	-29,557.04	-21,094.48	-12,415.42	-11,795.09

Nota. Fuente: Elaboración propia

Tabla 36*Flujo de caja SFVA del año 12 al año 17*

Año	12	13	14	15	16	17
Inversión inicial	-	-	-	-	-	-
Producción de Energía (KW-h)	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65
Inflación	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Precio del Kw (ctm. S./KW-h)	0.53	0.54	0.56	0.58	0.59	0.61
Ingresos						
Ahorro de energía	7,885.88	8,122.46	8,366.13	8,617.12	8,875.63	9,141.90
Bonos de carbono	1,245.86	1,245.86	1,245.86	1,245.86	1,245.86	1,245.86
Flujo de caja	9,131.74	9,368.32	9,611.99	9,862.98	10,121.49	10,387.76
Flujo de caja Neto	-2,663.35	6,704.97	16,316.97	26,179.95	36,301.44	46,689.20

Nota. Fuente: Elaboración propia

Tabla 37*Flujo de caja SFVA del año 18 al año 23*

Año	18	19	20	21	22	23
Inversión inicial	-	-	-	-	-	-
Producción de Energía (KW-h)	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65
Inflación	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Precio del Kw (ctm. S./KW-h)	0.63	0.65	0.67	0.69	0.71	0.73
Ingresos						
Ahorro de energía	9,416.16	9,698.64	9,989.60	10,289.29	10,597.97	10,915.91
Bonos de carbono	1,245.86	1,245.86	1,245.86	1,245.86	1,245.86	1,245.86
Egresos						
Cambio de Inversores					-8,281.74	
Flujo de caja	10,662.02	10,944.50	11,235.46	11,535.15	3,562.09	12,161.77
Flujo de caja Neto	57,351.22	68,295.72	79,531.18	91,066.33	94,628.43	106,790.19

Nota. Fuente: Elaboración propia

Tabla 38*Flujo de caja SFVA del año 24 al año 25*

AÑO	24.00	25.00
Inversión inicial	-	-
Producción de Energía (KW-h)	14,948.65	14,948.65
Inflación	0.03	0.03
Precio del Kw (ctm. S./KW-h)	0.75	0.77
Ingresos		
Ahorro de energía	11,243.39	11,580.69
Bonos de carbono	1,245.86	1,245.86
Flujo de caja	12,489.25	12,826.55
Flujo de caja Neto	119,279.44	132,105.99

Nota. Fuente: Elaboración propia

En base al flujo de caja obtenido para el tiempo de vida útil, podemos analizar el comportamiento del VAN:

Tabla 39

Comportamiento del VAN para SFVCA

Tasa de Descuento (%)		VAN (S/.)
r1	2	79,484.83
r2	4	42,655.51
r3	6	16,338.99
r4	8	-2,854.64
r5	9	-10,504.36
r6	10	-17,136.95

Nota. Fuente: Elaboración propia

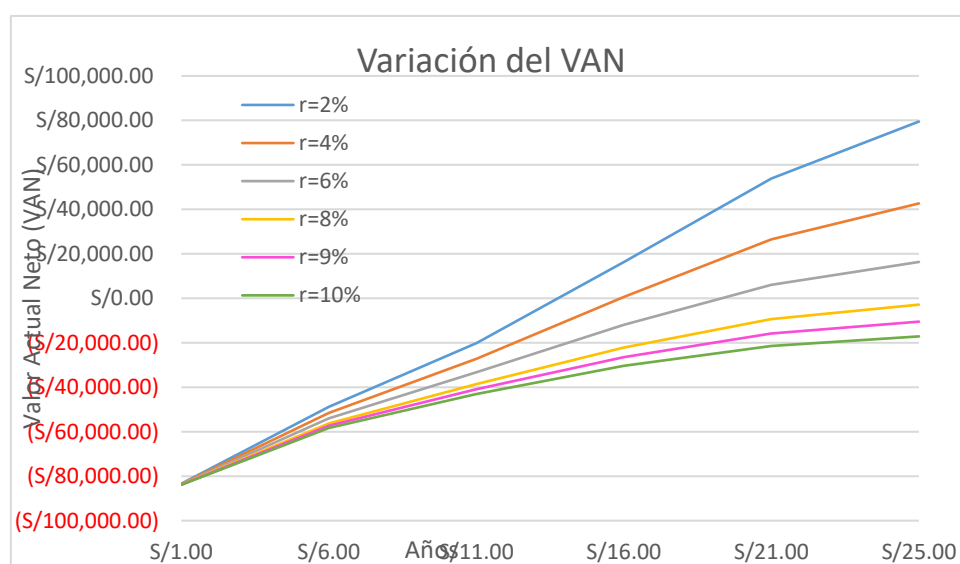


Figura 63. Variación del VAN con respecto a la tasa elegida

Elaboración propia.

Analizando la variación de VAN podemos concluir que para tasas de descuentos superiores a 6%, el proyecto no resulta viable ya que es negativo casi a lo largo de todo el tiempo de vida útil de la planta. Una tasa más aceptable para la viabilidad del proyecto sería de 4% cuyo plazo de recuperación actualizado es de 15.05 años, el cual es adecuado toda vez que es menor al tiempo de operación de la planta. Por otro lado, el plazo de recuperación simple es de 12.28 años.

La tasa interna de retorno (TIR) calculada para el flujo de caja de nuestro proyecto es de 7.66%, con lo cual confirmamos claramente que la inversión sólo será viable para tasas de descuento inferiores a este valor, tal y como se muestra en la figura 62.

b) Flujo de Caja para SFVCR

La inversión inicial se establece en el año cero por el monto total de los costos de implementación del sistema, los ingresos estimados a considerar son el ahorro por consumo mensual de energía y los egresos el cambio de inversor cada 10 años a lo largo de la vida útil de la planta.

Tabla 40

Flujo de caja SFVCR del año 0 al año 5

Año	0	1	2	3	4	5
Inversión inicial	-47,183.54	-	-	-	-	-
Producción de Energía (KW-h)	0.00	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65
Inflación	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Precio del Kw (ctm. S/./KW-h)	0.37	0.38	0.39	0.40	0.42	0.43
Ingresos						
Ahorro de energía	0.00	5,696.93	5,867.84	6,043.87	6,225.19	6,411.95
Flujo de caja	-47,183.54	5,696.93	5,867.84	6,043.87	6,225.19	6,411.95
Flujo de caja Neto	-47,183.54	-41,486.61	-35,618.77	-29,574.90	-23,349.71	-16,937.76

Nota. Fuente: Elaboración propia

Tabla 41

Flujo de caja SFVCR del año 6 al año 11

Año	6	7	8	9	10	11
Inversión inicial	-	-	-	-	-	-
Producción de Energía (KW-h)	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65
Inflación	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Precio del Kw (ctm. S/./KW-h)	0.44	0.46	0.47	0.48	0.50	0.51
Ingresos						
Ahorro de energía	6,604.30	6,802.43	7,006.51	7,216.70	7,433.20	7,656.20
Egresos						
Cambio de Inversores						-8,164.97
Flujo de caja	6,604.30	6,802.43	7,006.51	7,216.70	7,433.20	-508.77
Flujo de caja Neto	-10,333.46	-3,531.03	3,475.48	10,692.18	18,125.38	17,616.61

Nota. Fuente: Elaboración propia

Tabla 42*Flujo de caja SFVCR del año 12 al año 17*

Año	12	13	14	15	16	17
Inversión inicial	-	-	-	-	-	-
Producción de Energía (KW-h)	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65
Inflación	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Precio del Kw (ctm. S/./KW-h)	0.53	0.54	0.56	0.58	0.59	0.61
Ingresos						
Ahorro de energía	7,885.88	8,122.46	8,366.13	8,617.12	8,875.63	9,141.90
Flujo de caja	7,885.88	8,122.46	8,366.13	8,617.12	8,875.63	9,141.90
Flujo de caja Neto	25,502.50	33,624.96	41,991.09	50,608.21	59,483.84	68,625.74

Nota. Fuente: Elaboración propia

Tabla 43*Flujo de caja SFVCR del año 18 al año 23*

Año	18	19	20	21	22	23
Inversión inicial	-	-	-	-	-	-
Producción de Energía (KW-h)	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65	14,948.65
Inflación	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Precio del Kw (ctm. S/./KW-h)	0.63	0.65	0.67	0.69	0.71	0.73
Ingresos						
Ahorro de energía	9,416.16	9,698.64	9,989.60	10,289.29	10,597.97	10,915.91
Egresos						
Cambio de Inversores					-8,164.97	
Flujo de caja	9,416.16	9,698.64	9,989.60	10,289.29	2,432.99	10,915.91
Flujo de caja Neto	78,041.90	87,740.54	97,730.15	108,019.44	110,452.43	121,368.34

Nota. Fuente: Elaboración propia

Tabla 44*Flujo de caja SFVCR del año 24 al año 25*

AÑO	24.00	25.00
Inversión inicial	-	-
Producción de Energía (KW-h)	14,948.65	14,948.65
Inflación	0.03	0.03
Precio del Kw (ctm. S/./KW-h)	0.75	0.77
Ingresos		
Ahorro de energía	11,243.39	11,580.69
Flujo de caja	11,243.39	11,580.69
Flujo de caja Neto	132,611.72	144,192.41

Nota. Fuente: Elaboración propia

Analizando el VAN:

Tabla 45

Comportamiento del VAN para SFVCR

Tasa de Descuento (%)		VAN (S/.)
r1	2	98,330.17
r2	8	26,917.04
r3	10	14,609.00
r4	12	5,297.56
r5	13	1,483.89
r6	14	-1,880.24

Nota. Fuente: Elaboración propia

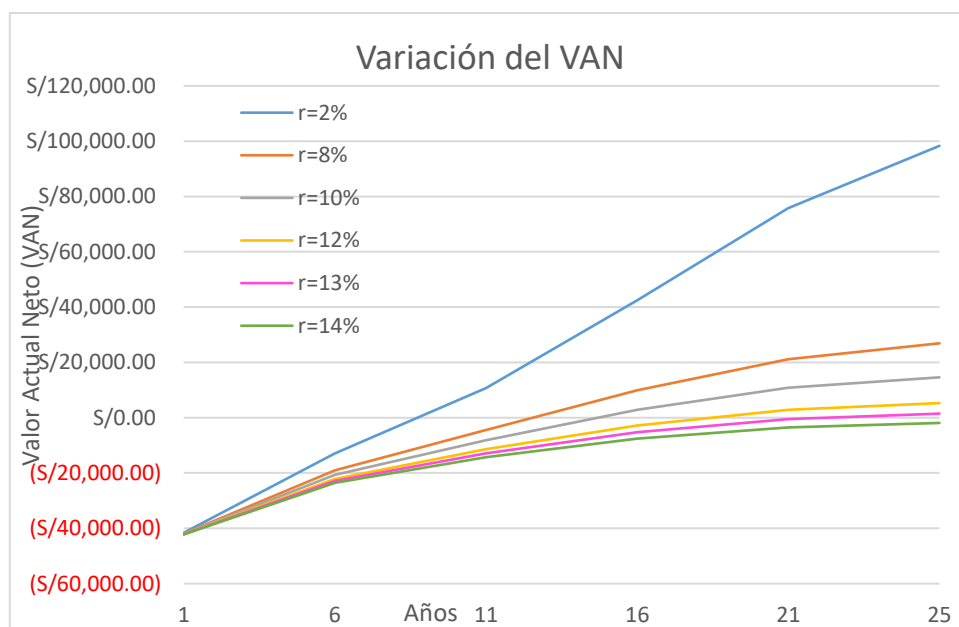


Figura 64. Variación del VAN con respecto a la tasa elegida.

Elaboración propia.

Para tasas de descuentos superiores a 13%, el proyecto no resulta viable ya que es negativo casi a lo largo de todo el tiempo de vida útil de la planta. Una tasa más aceptable para la viabilidad del proyecto sería de 10% cuyo PRA es de 7.5 años y el PRI de 14.47 años.

La tasa interna de retorno (TIR) calculada para el flujo de caja de nuestro proyecto es de 13.42%, con lo cual confirmamos claramente que la inversión sólo será viable para tasas de descuento inferiores a este valor, tal y como se muestra en la figura 63.

5.8. Generalización de los resultados a la Muestra

La muestra que se ha elegido para nuestro estudio es el Hospital Regional de Moquegua dentro de una población que viene a ser el conjunto de obras públicas de gran envergadura. Los resultados y hallazgos han sido obtenidos del estudio en el edificio del sector D, por lo que resulta necesario generalizar estos resultados a toda la muestra. En este caso se ha decidido generalizar los resultados al SFCR, debido a que un sistema aislado normalmente se aplicaría a instalaciones incluso más pequeñas que el edificio del sector D del Hospital Regional de Moquegua en zonas rurales con poca densidad poblacional como postas, pequeños colegios, entre otros.

5.8.1. Método

Para este propósito, tomaremos de referencia los resultados obtenidos en el diseño del SFVCR del sector D y obtendremos una ratio del costo de la implementación del SFVCR. Con esta ratio podremos generalizar el análisis a todos los edificios del Hospital.

Ya que el generador fotovoltaico ocupa un área determinada por la cantidad de módulos que resulta del cálculo de la energía a suministrar, podemos establecer una relación S//m2 (Soles por m2) en referencia a la inversión inicial.

5.8.2. Resultados en el Sector D

Dimensiones del MFV: 992 X 1956 (En mm)

Cantidad de módulos: 24

Área Total (AFV): 46.57 m2

Inversión inicial: S/ 47 183.54

A partir de estos resultados, procedemos a calcular el ratio indicado.

$$r = \frac{47\,183.54}{46.57} = 1013.17 \text{ (S/./m2)}$$

5.8.3. Análisis Generalizado para la Muestra

Calcularemos la potencia pico que se requiere para alimentar a todos los extractores helicocentrífugos del hospital que se encuentran en los diferentes sectores, como se observa en la tabla.

Tabla 46
Potencia Pico para el SFVCR

Sector	Cantidad de Extractores	Potencia (Kw)	Energía/día Kw-h/d	Pp(AFV) Kwp
A	7	0.39	4.63	1.46
B	17	0.99	11.83	3.74
C	156	7.35	88.25	27.91
D	52	1.76	22.56	7.13
E	40	1.86	22.32	7.06
TOTAL		12.35	149.59	47.30

Nota. Fuente: Elaboración propia

Ahora procedemos a calcular el número de MFV que se requiere para generar la energía necesaria para alimentar a los extractores.

$$N_T(MFV) = \frac{47300}{300}$$

$$N_T(MFV) \approx 158$$

Entonces, tenemos lo siguiente:

Dimensiones del MFV: 992 X 1956 (En mm)

Cantidad de módulos: 158

5.8.3.1. Análisis Energético

A partir de las expresiones (32) al (34), tabulamos los consumos mensuales y generación de energía.

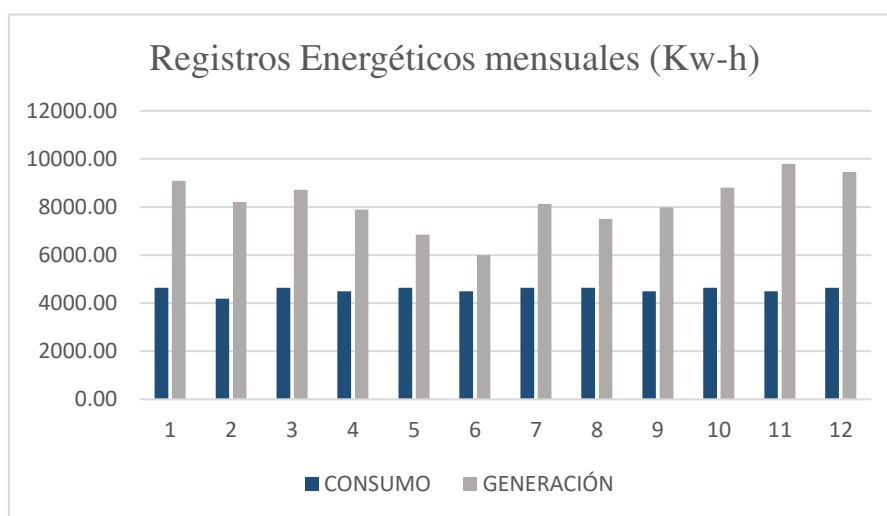
$$P_p(AFV) = 47300 \text{ Wp}$$

Tabla 47*Registro de generación y consumo energético mensual en KW-h Hospital*

Mes	Consumo	Generación
Enero	4636.67	9070.92
Febrero	4187.96	8186.45
Marzo	4636.67	8693.27
Abril	4487.10	7875.61
Mayo	4636.67	6836.03
Junio	4487.10	5985.47
Julio	4636.67	8105.37
Agosto	4636.67	7487.16
Setiembre	4487.10	7968.87
Octubre	4636.67	8789.18
Noviembre	4487.10	9765.76
Diciembre	4636.67	9440.24

Nota. Fuente: Elaboración propia

- La energía consumida anual es de 54593.05 KW-h
- La energía generada anual es de 98204.33 KW-h

*Figura 65. Registros energéticos para el SFVCR*

Elaboración propia.

Como se observa en la figura 65, se puede garantizar que durante todo el año la generación de energía será mayor que la demanda de todos los extractores helicocentrífugos.

5.8.3.2. *Análisis Ambiental*

El análisis ambiental válido para el SFCR, se hará mediante el cálculo de emisiones de CO₂ evitadas. El factor de emisiones a considerar corresponde al valor de 0.612 Kg CO₂/KW-h del margen combinado del SEIN para el año 2009.

$$EEy = (98204.33)(0.612)$$

$$EEy = 60.10 \text{ Ton CO}_2$$

5.8.3.3. *Análisis Económico*

A partir del ratio, previamente calculado, en base al estudio del sector D, procedemos a estimar el costo de instalación de paneles fotovoltaicos en los 5 sectores del Hospital Regional de Moquegua:

Área Total (AFV): 304.64 m²

Inversión inicial: (304.64 m²)(1013.17 S/./m²) = S/. 308 652.11

En base al pliego tarifario del concesionario y considerando que el 60% de consumo se realiza en horas fuera de punta (HFP) y el 40% en horas punta (HP), tenemos:

Tabla 48

Registro de generación y consumo energético mensual en KW-h

Mes	HP	HFP	Total	Ahorro (S/.)
Enero	3636.04	5454.06	9090.10	3330.80
Febrero	3281.50	4922.25	8203.76	3094.76
Marzo	3484.66	5226.99	8711.65	3230.02
Abril	3156.91	4735.36	7892.26	3011.81
Mayo	2740.19	4110.29	6850.48	2734.38
Junio	2399.25	3598.87	5998.12	2507.40
Julio	3249.00	4873.50	8122.50	3073.13
Agosto	3001.20	4501.79	7502.99	2908.15
Setiembre	3194.29	4791.43	7985.72	3036.70
Octubre	3523.11	5284.66	8807.77	3255.61
Noviembre	3914.56	5871.84	9786.41	3516.23
Diciembre	3784.08	5676.12	9460.19	3429.36

Nota. Fuente: Elaboración propia

Además, podemos calcular los bonos de carbono:

$$PCO_2 = (60.1)(136.16)$$

$$PCO_2 = S/. 8183.22$$

Finalmente, teniendo en cuenta todas las consideraciones del análisis del sector D, procedemos a elaborar el flujo de caja de la implementación de paneles fotovoltaicos en todos los sectores del Hospital Regional de Moquegua.

Tabla 49

Flujo de caja SFVCR del año 0 al año 5

Año	0	1	2	3	4	5
Inversión inicial	-308,652.11	-	-	-	-	-
Producción de Energía (KW-h)	0.00	98,204.33	98,204.33	98,204.33	98,204.33	98,204.33
Inflación	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Precio del Kw (ctm. S/./KW-h)	0.37	0.38	0.39	0.40	0.42	0.43
Ingresos						
Ahorro de energía	0.00	37,425.67	38,548.44	39,704.89	40,896.04	42,122.92
Flujo de caja	-308,652.11	37,425.67	38,548.44	39,704.89	40,896.04	42,122.92
Flujo de caja Neto	-308,652.11	-271,226.44	-232,678.00	-192,973.11	-152,077.07	-109,954.14

Nota. Fuente: Elaboración propia

Tabla 50

Flujo de caja SFVCR del año 6 al año 11

Año	6	7	8	9	10	11
Inversión inicial	-	-	-	-	-	-
Producción de Energía (KW-h)	98,204.33	98,204.33	98,204.33	98,204.33	98,204.33	98,204.33
Inflación	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Precio del Kw (ctm. S/./KW-h)	0.44	0.46	0.47	0.48	0.50	0.51
Ingresos						
Ahorro de energía	43,386.61	44,688.21	46,028.85	47,409.72	48,832.01	50,296.97
Egresos						
Cambio de Inversores						-52,935.98
Flujo de caja	43,386.61	44,688.21	46,028.85	47,409.72	48,832.01	-2,639.01
Flujo de caja Neto	-66,567.54	-21,879.33	24,149.53	71,559.25	120,391.26	117,752.25

Nota. Fuente: Elaboración propia

Tabla 51*Flujo de caja SFVCR del año 12 al año 17*

Año	12	13	14	15	16	17
Inversión inicial	-	-	-	-	-	-
Producción de Energía (KW-h)	98,204.33	98,204.33	98,204.33	98,204.33	98,204.33	98,204.33
Inflación	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Precio del Kw (ctm. S/./KW-h)	0.53	0.54	0.56	0.58	0.59	0.61
Ingresos						
Ahorro de energía	51,805.88	53,360.06	54,960.86	56,609.68	58,307.97	60,057.21
Flujo de caja	51,805.88	53,360.06	54,960.86	56,609.68	58,307.97	60,057.21
Flujo de caja Neto	169,558.13	222,918.18	277,879.04	334,488.73	392,796.70	452,853.92

Nota. Fuente: Elaboración propia

Tabla 52*Flujo de caja SFVCR del año 18 al año 23*

Año	18	19	20	21	22	23
Inversión inicial	-	-	-	-	-	-
Producción de Energía (KW-h)	98,204.33	98,204.33	98,204.33	98,204.33	98,204.33	98,204.33
Inflación	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Precio del Kw (ctm. S/./KW-h)	0.63	0.65	0.67	0.69	0.71	0.73
Ingresos						
Ahorro de energía	61,858.93	63,714.70	65,626.14	67,594.92	69,622.77	71,711.45
Egresos						
Cambio de Inversores					-52,935.98	
Flujo de caja	61,858.93	63,714.70	65,626.14	67,594.92	16,686.79	71,711.45
Flujo de caja Neto	514,712.85	578,427.54	644,053.68	711,648.61	728,335.40	800,046.85

Nota. Fuente: Elaboración propia

Tabla 53*Flujo de caja SFVCR del año 24 al año 25*

AÑO	24.00	25.00
Inversión inicial	-	-
Producción de Energía (KW-h)	98,204.33	98,204.33
Inflación	0.03	0.03
Precio del Kw (ctm. S/./KW-h)	0.75	0.77
Ingresos		
Ahorro de energía	73,862.80	76,078.68
Flujo de caja	73,862.80	76,078.68
Flujo de caja Neto	873,909.65	949,988.33

Nota. Fuente: Elaboración propia

Analizando el VAN:

Tabla 54

Comportamiento del VAN para SFVCR

Tasa de Descuento (%)		VAN (S/.)
r1	2	648,312.79
r2	8	178,578.58
r3	10	97,623.46
r4	12	36,379.90
r5	13	11,297.02
r6	14	-10,828.78

Nota. Fuente: Elaboración propia

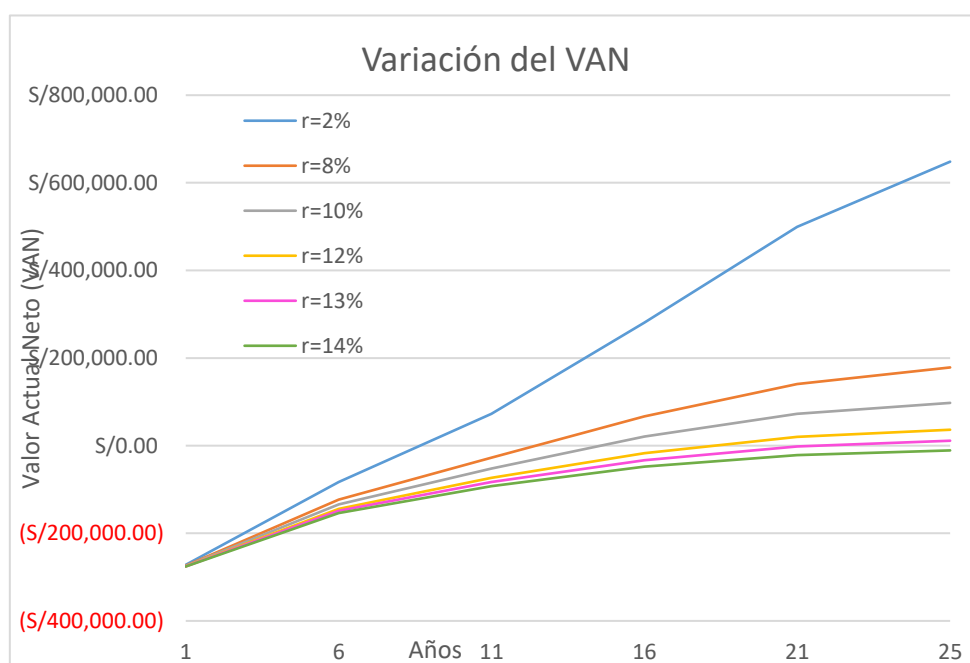


Figura 66. Variación del VAN con respecto a la tasa elegida

Elaboración propia.

La viabilidad del proyecto se daría a partir de 10% cuyo PRA es de 14.06 años y el PRI de 7.48 años. La TIR calculada para el flujo de caja de nuestro proyecto es de 13.50%, con lo cual confirmamos claramente que la inversión sólo será viable para tasas de descuento inferiores a este valor, tal y como se muestra en la figura 66.

Capítulo 6

Discusión de los Resultados

A partir del análisis de resultados presentados en el capítulo anterior, se confirma la hipótesis principal que sostiene que la implementación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo es viable en la formulación de proyectos de gran envergadura como un Hospital.

Estos resultados coinciden con lo que sostiene el Banco Interamericano de Desarrollo (2015), que señala que la implementación de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo en plantas industriales y centros comerciales en Chile son rentables y además satisfacen los requerimientos energéticos del diseño, la misma conclusión a la cual se llega en el presente estudio.

Asimismo, los hallazgos de esta investigación guardan relación con lo que sostienen Rodríguez y Gutiérrez (2017), quienes indican que la implementación de una planta fotovoltaica es una solución viable al impacto directo que genera el negocio hotelero sobre el cambio climático. Esto también se ha demostrado en los resultados presentados sobre el CO₂ equivalente que se deja de liberar a la atmósfera.

Ambos trabajos de investigación, en conjunto, concuerdan con los resultados presentados del presente trabajo que tras ser analizados nos permiten confirmar la viabilidad de la implementación de un sistema fotovoltaico autónomo en una obra pública, en particular en el sector D del Hospital Regional de Moquegua, lo cual a su vez nos permite generalizar el estudio a todas las instalaciones del Hospital, obteniéndose el mismo resultado de viabilidad.

Capítulo 7

Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

- ❖ El diseño del Sistema fotovoltaico ha considerado uno de los edificios del Hospital Regional de Moquegua para cubrir la demanda de extractores de baja potencia, pero de uso continuo, la proyección del generador se hizo sobre el espacio muerto del techo del sector D. Se ha comprobado la viabilidad del sistema fotovoltaico con conexión a red, este puede ser replicado en diferentes edificios del hospital y obtener mayores beneficios por ahorro energético lo cual se ha verificado generalizando los resultados para todos los equipos de ventilación tipo helicocentrífugos instalados en el Hospital.
- ❖ Energéticamente se ha demostrado que Moquegua tiene potencial para la utilización del recurso solar para la implementación del sistema fotovoltaico propuesto, el cual cubre la demanda de los ventiladores helicocentrífugos del sector D del Hospital. Se concluye que la implementación del sistema fotovoltaico es energéticamente viable.
- ❖ En el aspecto económico, comprobamos que un SFV con acumuladores electroquímicos resulta mucho menos rentable que un sistema con conexión a red debido principalmente al costo de los acumuladores, incluso cuándo se considera en el flujo de caja los ingresos por bonos de carbono en el caso de que pueda certificarse como MDL.

- ❖ En el aspecto ambiental, se ha calculado el total de CO₂ evitados por generación de energía con el recurso solar, considerando positiva la formulación de proyectos sostenibles de este tipo ante la situación actual del planeta en la cual estamos luchando a nivel mundial por reducir el calentamiento global. Por lo expuesto se concluye que la implementación del sistema fotovoltaico es ambientalmente viable.
- ❖ La solución técnica para un SFV con acumuladores electroquímicos es mucho más compleja a la hora de diseñar un regulador con la capacidad del banco, por lo que se optó por utilizar dos inversores – reguladores alimentados por dos generadores. Un SFV con conexión a red simplifica la solución técnica con la instalación de un solo inversor y la toma de energía comercial cuando los paneles no están generando energía.
- ❖ El uso de los registros de radiación solar del Atlas de Energía Solar del Perú resultó clave en el diseño del sistema fotovoltaico, así como los datos meteorológicos a la hora de decidir por el tipo de tecnología a usar para los módulos fotovoltaicos y demás componentes.
- ❖ En esta tesis se hizo la evaluación de un sistema fotovoltaico para autoconsumo en dos escenarios: con acumuladores electroquímicos y con conexión a red, basada en la medida de lo posible en Reglamentos Técnicos aprobados por Resolución Directoral para aplicaciones de SFV para electrificación rural. Ante indefiniciones de estos reglamentos esta investigación ha consultado legislaciones y experiencias de otros países en los cuáles el uso del recurso solar para aplicaciones fotovoltaicas está más consolidado.
- ❖ Finalmente, como se ha demostrado en el presente trabajo, es posible implementar sistemas fotovoltaicos en entidades públicas, más aún promover el diseño de

nuevas infraestructuras considerando el uso de estos sistemas, combinando además diferentes tecnologías para la selección de módulos fotovoltaicos y en un posible escenario de la promulgación del decreto supremo que aprueba el Reglamento de Generación Distribuida hasta podrían convertirse incluso en Generadores Distribuidos. De esta manera el estado haría frente a problemas de demanda energética, ambientales y obtendría beneficios económicos por ahorro de energía y posibles bonos de carbonos si además promueven de igual forma la certificación de sus proyectos con MDL.

6.2. Recomendaciones

- ❖ En virtud a la disponibilidad del recurso energético solar del Perú y la creciente demanda de energía eléctrica, es recomendable que se priorice la revisión del Reglamento de Generación Distribuida con subsecuente promulgación del decreto supremo que lo apruebe. Este reglamento tiene una pre publicación cuyos lineamientos por ahora no son tan alentadores para los prosumidores en comparación con otros países de la región.
- ❖ En base al análisis de rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos estudiados, se recomienda la implementación de sistemas con acumuladores sólo en lugares donde no se cuenta con red comercial.
- ❖ El estado, además de promover el uso de energías renovables, puede participar activamente mediante sus entidades competentes en la formulación de proyectos de infraestructuras que incluyan sistemas fotovoltaicos para diversas aplicaciones y usando diversas tecnologías.

Referencias Bibliográficas

- Méndez, J., Cuervo, R. *Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid, España: Fundación Confemetal.
- Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF). (2006). *Energía Solar Fotovoltaica en la Comunidad de Madrid*. Madrid, España. Recuperado de:
<https://www.fenercom.com/publicacion/energia-solar-fotovoltaica-en-la-comunidad-de-madrid-2006/>
- Perpiñán, O. (2018). *Energía Solar Fotovoltaica*. Recuperado de:
<http://oscarperpinan.github.io/esf/>.
- Perú. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF). (2011). Dirección General de Política de Inversiones. *Electrificación Rural: Guía para la formulación de proyectos de inversión exitosos*. Recuperado de:
https://www.mef.gob.pe/contenidos/inv_publica/docs/instrumentos_metod/energia/Diseno_ELECTRIFICACION_RURAL_corregido.pdf
- Friedlander, M. (2017). *Plan Nacional de Riego: la chance de ahorra con el bombeo solar de agua*. Recuperado de: <https://www.infocampo.com.ar/plan-nacional-de-riego-la-chance-de-ahorrar-con-el-bombeo-solar-de-agua/>
- Sánchez, A., Martínez, D., Santos, R., Ortega, J., Sánchez P. (2017). *Aplicaciones Fotovoltaicas de la Energía Solar en los Sectores Residencial, Servicio e Industrial*. Ciudad de México, México: Universidad Nacional Autónoma de México.

- Baselga, M. (2019). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Madrid, España: Editorial Editex, S.A.
- Castejón, O., Santamaría, G. (2011). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Madrid, España: Editorial Editex, S.A.
- Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI). Ministerio de Energía y Minas (2003). *Atlas de Energía Solar en el Perú*. Lima, Perú.
- Gobierno Regional de Moquegua (GRMOQ). (2009). *Plan de Desarrollo Regional Concentrado 2003 – 2021*. Moquegua, Perú.
- Sun Path Chart Program (2007) [Software]. (2019). University of Oregon. Recuperado de: <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>
- NOAA Solar Calculation [Software]. (2019). Department of Commerce, USA. Recuperado de: <https://www.esrl.noaa.gov/gmd/grad/solcalc/index.html>
- Kiwitt-López, U. (2009). *Guía para la elaboración de proyectos en el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio en el Perú*. Lima, Perú. Recuperado de: [http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con4_uibd.nsf/C702A84CCED616B405257C93006A23C7/\\$FILE/1_pdfsam_Gu%C3%ADa_elaboraci%C3%B3n_MDL_en_el_Per%C3%BA.pdf](http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con4_uibd.nsf/C702A84CCED616B405257C93006A23C7/$FILE/1_pdfsam_Gu%C3%ADa_elaboraci%C3%B3n_MDL_en_el_Per%C3%BA.pdf)
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). (2020). *Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad: Pliego Moquegua*. Recuperado de: <https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario.aspx?Id=180000>

ABB (2011). *Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10: Plantas fotovoltaicas*.

Recuperado de:

https://library.e.abb.com/public/e703d99268365a43c125791f002ce826/1TXA007109G0701_CT10.pdf

Ministerio del Ambiente (MINAM). (2011). *Guía Práctica para Desarrolladores de*

Proyectos MDL. Lima, Perú. Recuperado de:

<https://fonamperu.org.pe/download/guia-practica-para-desarrolladores-de-proyectos-mdl/>

Banco Interamericano de Desarrollo (2015). *Energía Fotovoltaica de Autoconsumo*.

Estudios de Viabilidad Técnica – Económica. Chile.

Rodríguez y Gutiérrez (2017). *Reducción de la huella de carbono por medio de la implementación de un sistema fotovoltaico en el sector hotelero. caso de estudio Anaira Hostel (Leticia-Amazonas - Colombia)*. Bogotá, Colombia: Revista de Tecnología Volumen 16 Número 1 (2017) - Universidad El Bosque.

Anexo 1: Matriz de Consistencia Metodológica

PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS
Problema General	Objetivo General	Hipótesis General
¿De qué manera se puede viabilizar la implementación de un sistema fotovoltaico en el sector D del Hospital Regional de Moquegua?	Analizar la viabilidad de un sistema de paneles fotovoltaicos para la alimentación de extractores helicocentrífugos del sector D del Hospital Regional de Moquegua.	La implementación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en el sector D del Hospital Regional de Moquegua es viable.
Problemas Específicos	Objetivos Específicos	Hipótesis Específicas
a) ¿Qué parte del consumo que demandan los equipos helicocentrífugos del sector D del Hospital Regional de Moquegua podría ser suministrado por un sistema fotovoltaico de autoconsumo? b) ¿En qué medida la implementación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en el Hospital Regional de Moquegua puede reducir las emisiones de CO₂ hacia la atmósfera? c) ¿Cuáles serían los beneficios económicos tras la implementación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en el Hospital Regional de Moquegua?	a) Evaluar la viabilidad energética de la implementación de un sistema fotovoltaico en el Hospital Regional de Moquegua. b) Evaluar la viabilidad ambiental de la implementación de un sistema fotovoltaico en el Hospital Regional de Moquegua. c) Evaluar la viabilidad económica de la implementación de un sistema fotovoltaico en el Hospital Regional de Moquegua.	a) Un sistema fotovoltaico de autoconsumo es capaz de generar energía suficiente para alimentar a los equipos helicocentrífugos del sector D del Hospital Regional de Moquegua. b) La implementación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en el Hospital Regional de Moquegua reducirá las emisiones de CO₂ en comparación con otro tipo de generación de energía eléctrica. c) La implementación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en el Hospital Regional de Moquegua resulta rentable.

Presupuesto

Presupuesto	01 SFVA HOSPITAL REGIONAL DE MOQUEGUA SECTOR D				
Cliente	HOSPITAL REGIONAL DE MOQUEGUA				Costo al
Lugar	MOQUEGUA - MARISCAL NIETO - MOQUEGUA				30/05/2020
Item	Descripción	Und.	Metrado	Precio S/.	Parcial S/.
01	SUB SISTEMA DE GENERACIÓN				19,817.04
01.01	GENERADOR FOTOVOLTAICO 01 (AFV 1)				9,908.52
01.01.01	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 300 WP	und	12.00	597.86	7,174.32
01.01.02	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE CAJA DE CONEXIONADO AFV 1	und	1.00	700.92	700.92
01.01.03	ESTRUCTURA DE SOPORTE AFV	und	12.00	169.44	2,033.28
01.02	GENERADOR FOTOVOLTAICO 02 (AFV 2)				9,908.52
01.02.01	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 300 WP	und	12.00	597.86	7,174.32
01.02.02	SUMINISTRO E INSTALACIÓN CAJA DE CONEXIONADO AFV 1	und	1.00	700.92	700.92
01.02.03	ESTRUCTURA DE SOPORTE AFV	und	12.00	169.44	2,033.28
02	SUB SISTEMA DE REGULACIÓN - ADAPTACIÓN				7,581.52
02.01	SUB SISTEMA DE REGULACIÓN - ADAPTACIÓN 1				3,790.76
02.01.01	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE INVERSOR - REGULADOR 1	und	1.00	3,790.76	3,790.76
02.02	SUB SISTEMA DE REGULACIÓN - ADAPTACIÓN 2				3,790.76
02.02.01	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE INVERSOR - REGULADOR 2	und	1.00	3,790.76	3,790.76
03	SUB SISTEMA DE ACUMULACIÓN				34,433.34
03.01	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE BANCO DE BATERÍAS	und	1.00	33,981.34	33,981.34
03.02	CAJA DE BARRAS	und	1.00	452.00	452.00
04	TABLEROS ELÉCTRICOS ELÉCTRICOS				4,559.40
04.01	TABLERO ELÉCTRICO GENERAL FV (TG)	und	1.00	1,384.57	1,384.57
04.02	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN FV (TD-01)	und	1.00	1,572.47	1,572.47
04.03	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN FV (TD-02)	und	1.00	1,135.67	1,135.67
04.04	CAJA DE FUSIBLES	und	1.00	466.69	466.69
05	ALAMBRES Y CABLES ALIMENTADORES ELÉCTRICOS				2,414.58
05.01	ALIMENTADOR ELECTRICO 2-1x70mm² N2XH	m	14.00	58.17	814.38
05.02	ALIMENTADOR ELECTRICO 2-1x50mm² N2XH	m	10.00	41.37	413.70
05.03	ALIMENTADOR ELECTRICO 2-1x25mm² N2XH	m	3.50	25.73	90.06
05.04	ALIMENTADOR ELECTRICO 2-1x10mm² N2XH+1x6mm² (T)	m	44.00	16.14	710.16
05.05	ALIMENTADOR ELECTRICO 2-1x6mm² N2XH+1x6mm² (T)	m	29.00	13.32	386.28
06	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA				2,969.47
06.01	POZO DE PUESTA A TIERRA (15 OHMS C/BENTONITA)	und	1.00	1,206.32	1,206.32
06.02	CABLE DE PROTECCIÓN PARA ATERRAMIENTO DEL SISTEMA 35mm2	m	35.00	31.01	1,085.35
06.03	CABLE DEPROTECCIÓN DE Cu DESNUDO PARA ATERRAMIENTO DE MÓDULOS FV 6mm2	m	20.00	21.47	429.40
06.04	CAJA EQUIPOTENCIAL DE PUESTA A TIERRA	und	1.00	248.40	248.40
07	CANALIZACIONES ELÉCTRICAS				1,011.53
07.01	TUBERIA CONDUIT DE 25 mm Ø	m	59.00	12.05	710.95
07.02	TUBERIA CONDUIT DE 40 mm Ø	m	14.00	21.47	300.58
	COSTO DIRECTO				72,786.88
	GASTOS GENERALES Y UTILIDAD 5%				3,639.34
	SUB TOTAL				76,426.22
	IGV 18%				13,756.72
	PRESUPUESTO TOTAL				90,182.94
	SON : NOVENTA MIL CIENTO OCHENTA Y DOS CON 94/100 SOLES				

Anexo 3: Presupuesto SFVCR

S10						Página	1
Presupuesto							
Presupuesto	01 SFVCR HOSPITAL REGIONAL DE MOQUEGUA SECTOR D						
Cliente	HOSPITAL REGIONAL DE MOQUEGUA					Costo al	30/05/2020
Lugar	MOQUEGUA - MARISCAL NIETO - MOQUEGUA						
Item	Descripción	Und.	Metrado	Precio S/.	Parcial S/.		
01	SUB SISTEMA DE GENERACIÓN				17,994.72		
01.01	CADENA 01				8,997.36		
01.01.01	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 300 WP	und	12.00	580.34	6,964.08		
01.01.02	ESTRUCTURA DE SOPORTE AFV	und	12.00	169.44	2,033.28		
01.02	CADENA 02				8,997.36		
01.02.01	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 300 WP	und	12.00	580.34	6,964.08		
01.02.02	ESTRUCTURA DE SOPORTE AFV	und	12.00	169.44	2,033.28		
02	SUB SISTEMA ADAPTACIÓN				7,201.02		
2.01	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE INVERSOR C/RED FRONIUS SYMO 3.7-3-M 3.7kW	und	1.00	7,201.02	7,201.02		
03	TABLEROS ELÉCTRICOS ELÉCTRICOS				5,154.91		
03.01	TABLERO ELÉCTRICO GENERAL FV (TG)	und	1.00	1,610.57	1,610.57		
03.02	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN FV (TD-01)	und	1.00	1,572.47	1,572.47		
03.03	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN FV (TD-02)	und	1.00	1,135.67	1,135.67		
03.04	CAJA DE PROTECCIONES	und	1.00	836.20	836.20		
04	ALAMBRES Y CABLES ALIMENTADORES ELÉCTRICOS				3,146.90		
04.01	ALIMENTADOR ELECTRICO 3-1x16mm² N2XH+1-1x16mm² N2XH(N)+1x10mm² (T)	m	58.50	34.27	2,004.80		
04.02	ALIMENTADOR ELECTRICO 3-1x10mm² N2XH+1-1x10mm² N2XH(N)+1x10mm² (T)	m	30.00	25.49	764.70		
04.03	ALIMENTADOR ELECTRICO 3-1x6mm² N2XH+1-1x6mm² N2XH(N)+1x6mm² (T)	m	20.00	18.87	377.40		
05	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA				2,969.47		
05.01	POZO DE PUESTA A TIERRA (15 OHMS C/BENTONITA)	und	1.00	1,206.32	1,206.32		
05.02	CABLE DE PROTECCIÓN PARA ATERRAMIENTO DE ESTRUCTURA 35mm2	m	35.00	31.01	1,085.35		
05.03	CABLE DEPROTECCIÓN DE Cu DESNUDO PARA ATERRAMIENTO DE MÓDULOS FV 6mm2	m	20.00	21.47	429.40		
	CAJA EQUIPOTENCIAL DE PUESTA A TIERRA	und	1.00	248.40	248.40		
06	CANALIZACIONES ELÉCTRICAS				1,614.94		
06.01	TUBERIA CONDUIT DE 25 mm Ø	m	116.00	12.05	1,397.80		
06.02	TUBERIA CONDUIT DE 35 mm Ø	m	14.00	15.51	217.14		
	COSTO DIRECTO				38,081.96		
	GASTOS GENERALES Y UTILIDAD 5%				1,904.10		
	SUB TOTAL				39,986.05		
	IGV 18%				7,197.49		
	PRESUPUESTO TOTAL				47,183.54		
	SON : CUARENTA Y SEIS MIL OCHOCIENTOS SETENTA Y CINCO CON 77/100 SOLES						

Anexo 4: Análisis de Costos Unitarios SFVA

Análisis de precios unitarios

Presupuesto	001 SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO SECTOR "D" HOSPITAL REGIONAL DE MOQUEGUA				Fecha presupuesto	13/05/2020
Partida	01.01.01 MÓDULO FOTOVOLTAICO POLICRISTALINO 300 WP, 24 VDC					
Rendimiento	und/DIA	12.0000	EQ. 12.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	597.86
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0667	21.89	1.46
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.6667	18.24	12.16
0101010005	PEON	hh	1.0000	0.6667	13.74	9.16
						22.78
	Materiales					
262130004	MÓDULO FV POLICRIST AE SOLAR 300 WP, 24 VDC	und		1.0000	491.53	491.53
0241020001	CONECTOR MC4 WEIDMULER PV	und		1.0000	28.32	28.32
02620900070010	CABLE FOTOVOLT N2X 10mm2 ROJO	m		2.9200	9.34	27.27
262130003	CABLE FOTOVOLT N2X 10mm2 AZUL	m		2.9200	9.34	27.27
						574.40
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		3.0000	22.78	0.68
						0.68
Partida	02.01.01 SUMINISTRO E INSTALACION DE INVERSOR - REGULADOR					
Rendimiento	und/DIA	1.0000	EQ. 1.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	3,790.76
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.8000	21.89	17.51
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	8.0000	18.24	145.92
0101010005	PEON	hh	1.0000	8.0000	13.74	109.92
						273.35
	Materiales					
262130005	INVERSOR - CARGADOR 48 VDC 80 A MPPT MUST SOLAR	und		1.0000	3,509.21	3,509.21
						3,509.21
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		3.0000	273.35	8.20
						8.20
Partida	03.01 SUMINISTRO E INSTALACION DE BANCO DE BATERÍAS					
Rendimiento	und/DIA	1.0000	EQ. 1.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	33,981.34
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.8000	21.89	17.51
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	8.0000	18.24	145.92
0101010005	PEON	hh	1.0000	8.0000	13.74	109.92
						273.35
	Materiales					
262130006	BATERÍA ESTACIONARIA OPZ 2V, 1400 AMP-H	und		24.0000	1,380.47	33,131.28
262130007	CABLE 50 MM2 CONEXIÓN BATERÍAS INCLUYE TERMINALES	und		3.0000	20.00	60.00
262130008	PUENTE DE CONEXIÓN BATERÍAS	und		20.0000	15.00	300.00
262130009	DESCONECTOR DE BATERÍA 300 A	und		1.0000	208.51	208.51
						33,699.79
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		3.0000	273.35	8.20
						8.20

Partida	06.01 POZO DE PUESTA A TIERRA (15 OHMS C/BENTONITA)					
Rendimiento	und/DIA	1.0000	EQ. 1.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	1,206.32
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.8000	21.89	17.51
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	8.0000	18.24	145.92
0101010005	PEON	hh	2.0000	16.0000	13.74	219.84
						383.27
	Materiales					
0204110031	TIERRA FINA COMUN - SUELTA	m3		2.5000	85.00	212.50
0206500001	CONECTOR BARRA DE 5/8"-3/4"	und		1.0000	24.68	24.68
0206710002	ELECTRODO DE COBRE DURO DE 3/4" x 2.40 m	und		1.0000	299.09	299.09
0210600004	CAJA DE REGISTRO CON TAPA DE 0.40x0.40	und		1.0000	58.36	58.36
0211100005	BENTONITA SODICA (SACO DE 30 Kg.)	sac		3.3333	45.24	150.80
0230290001	AGUA	m3		0.5000	8.38	4.19
0230290004	SAL INDUSTRIAL	kg		75.0000	0.61	45.75
0272600003	TUBERIA PVC SAP (ELEC) 25 MM, 3M	pza		2.0000	8.09	16.18
						811.55
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		3.0000	383.27	11.50
						11.50

Partida	05.01 ALIMENTADOR ELECTRICO 2-1x70mm² NZXH					
Rendimiento	m/DIA	75.0000	EQ. 75.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	58.17
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0107	21.89	0.23
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.1067	18.24	1.95
0101010005	PEON	hh	3.0000	0.3200	13.74	4.40
						6.58
	Materiales					
0241020004	CINTA AISLANTE VULCANIZADA	rlf		0.0200	38.90	0.78
0270240013	CABLE NZXOH 70mm² NEGRO	m		2.2000	22.49	49.48
0272060016	TERMINAL DE COMPRESION DE 70 mm²	und		0.0806	6.69	0.54
						50.80
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		4.0000	6.58	0.26
0301450003	HERRAMIENTAS PARA TENDIDO DE CABLE	hm	0.5000	0.0533	10.00	0.53
						0.80

Partida	05.02 ALIMENTADOR ELECTRICO 2-1x50mm² NZXH					
Rendimiento	m/DIA	100.0000	EQ. 100.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	41.37
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0080	21.89	0.18
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.0800	18.24	1.46
0101010005	PEON	hh	3.0000	0.2400	13.74	3.30
						4.93
	Materiales					
0241020004	CINTA AISLANTE VULCANIZADA	rlf		0.0200	38.90	0.78
0270240014	CABLE NZXOH 50mm² NEGRO	m		2.2000	15.78	34.72
0272060017	TERMINAL DE COMPRESION DE 50 mm²	und		0.0508	5.88	0.30
0272060018	TERMINAL DE COMPRESION DE 35 mm²	und		0.0127	3.92	0.05
						35.84
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		4.0000	4.93	0.20
0301450003	HERRAMIENTAS PARA TENDIDO DE CABLE	hm	0.5000	0.0400	10.00	0.40
						0.60

Partida	05.03 ALIMENTADOR ELECTRICO 2-1x25mm²						
Rendimiento	m/DIA	100.0000	EQ. 100.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : plo		25.73
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
	Mano de Obra						
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0080	21.89	0.18	
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.0800	18.24	1.46	
0101010005	PEON	hh	3.0000	0.2400	13.74	3.30	
						4.93	
	Materiales						
0241020004	CINTA AISLANTE VULCANIZADA	rl		0.0200	38.90	0.78	
0270240015	CABLE N2XOH 25mm2 NEGRO	m		2.2000	8.89	19.56	
0272060019	TERMINAL DE COMPRESION DE 25 mm2	und		0.0726	3.03	0.22	
0272060022	TERMINAL DE COMPRESION 16 mm²	und		0.0182	2.14	0.04	
						20.59	
	Equipos						
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		4.0000	4.93	0.20	
						0.20	

Partida	05.04 ALIMENTADOR ELECTRICO 2-1x10mm² N2XH+1x6mm² (T)						
Rendimiento	m/DIA	100.0000	EQ. 100.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : plo		16.14
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
	Mano de Obra						
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0080	21.89	0.18	
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.0800	18.24	1.46	
0101010005	PEON	hh	2.0000	0.1600	13.74	2.20	
						3.83	
	Materiales						
0241020004	CINTA AISLANTE VULCANIZADA	rl		0.0200	38.90	0.78	
0270240004	CABLE N2XOH 10mm2 NEGRO	m		2.2000	3.76	8.27	
0270230008	CABLE NH-90 6mm2 AMARILLO	m		1.1000	2.42	2.66	
0272060020	TERMINAL DE COMPRESION DE 10 mm2	und		0.2376	1.87	0.44	
						12.16	
	Equipos						
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		4.0000	3.83	0.15	
						0.15	

Partida	05.05 ALIMENTADOR ELECTRICO 2-1x6mm² N2XH+1x6mm² (T)						
Rendimiento	m/DIA	100.0000	EQ. 100.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : plo		13.32
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
	Mano de Obra						
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0080	21.89	0.18	
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.0800	18.24	1.46	
0101010005	PEON	hh	2.0000	0.1600	13.74	2.20	
						3.83	
	Materiales						
0241020004	CINTA AISLANTE VULCANIZADA	rl		0.0200	38.90	0.78	
0270230008	CABLE NH-90 6mm2 AMARILLO	m		1.1000	2.42	2.66	
0270240017	CABLE N2XOH 6mm2 NEGRO	m		2.2000	2.52	5.54	
0272060021	TERMINAL DE COMPRESION DE 6 mm2	und		0.2206	1.60	0.35	
						9.34	
	Equipos						
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		4.0000	3.83	0.15	
						0.15	

Partida	06.02 CABLE DE PROTECCIÓN PARA ATERRAMIENTO DEL SISTEMA 35mm2					
Rendimiento	m/DIA	60.0000	EQ. 60.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	31.01
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0133	21.89	0.29
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.1333	18.24	2.43
0101010005	PEON	hh	1.0000	0.1333	13.74	1.83
						4.56
	Materiales					
0270010293	TERMINAL DE CONEXIÓN DE ALUMINIO P/ESTRUCTURA	und		0.5000	28.48	14.24
0272040067	CABLE N2XOH 35mm2 AMARILLO	m		1.0200	11.75	11.99
						26.23
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		5.0000	4.56	0.23
						0.23

Partida	06.03 CABLE DE PROTECCIÓN DE Cu DESNUDO PARA ATERRAMIENTO DE MÓDULOS FV 6mm2					
Rendimiento	m/DIA	60.0000	EQ. 60.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	21.47
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0133	21.89	0.29
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.1333	18.24	2.43
0101010005	PEON	hh	1.0000	0.1333	13.74	1.83
						4.56
	Materiales					
0270010293	TERMINAL DE CONEXIÓN DE ALUMINIO P/ESTRUCTURA	und		0.5000	28.48	14.24
0272040067	CABLE N2XOH 35mm2 AMARILLO	m		1.0200	2.40	2.45
						16.69
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		5.0000	4.56	0.23
						0.23

Partida	04.01 TABLERO GENERAL FV TG					
Rendimiento	und/DIA	1.0000	EQ. 1.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	1,384.57
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101050001	MONTAJE E INSTALACION DE TABLEROS ELECTRICOS	%mt		8.0000	1,225.28	98.02
						98.02
	Materiales					
02740100010045	TABLERO GENERAL FV TG	und		1.0000	1,225.28	1,225.28
						1,225.28
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mt		5.0000	1,225.28	61.26
						61.26

Partida	04.02 TABLERO DE DISTRIBUCIÓN TD-01					
Rendimiento	und/DIA	1.0000	EQ. 1.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	1,572.47
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101050001	MONTAJE E INSTALACION DE TABLEROS ELECTRICOS	%mt		8.0000	1,391.57	111.33
						111.33
	Materiales					
02740100010045	TABLERO TD-01	und		1.0000	1,391.57	1,391.57
						1,391.57
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mt		5.0000	1,391.57	69.58
						69.58

Partida	04.03 TABLERO DE DISTRIBUCIÓN TD-02					
Rendimiento	und/DIA	1.0000	EQ. 1.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	1,135.67
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101050001	MONTAJE E INSTALACION DE TABLEROS ELECTRICOS	%mt		8.0000	1,005.02	80.40
	Materiales					80.40
02740100010045	TABLERO TD-02	und		1.0000	1,005.02	1,005.02
	Equipos					1,005.02
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mt		5.0000	1,005.02	50.25
						50.25

Partida	01.01.02 CAJA DE CONEXIONES FV					
Rendimiento	und/DIA	1.0000	EQ. 1.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	733.37
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101050001	CAJA DE CONEXIONES AFV	%mt		8.0000	649.00	51.92
	Materiales					51.92
02740100010045	TABLERO TN112(TOP)	und		1.0000	649.00	649.00
	Equipos					649.00
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mt		5.0000	649.00	32.45
						32.45

Partida	03.02 CAJA DE BARRAS					
Rendimiento	und/DIA	1.0000	EQ. 1.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	452.00
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101050001	MONTAJE E INSTALACION DE TABLEROS ELECTRICOS	%mt		8.0000	400.00	32.00
	Materiales					32.00
02740100010045	CAJA DE BARRAS	und		1.0000	400.00	400.00
	Equipos					400.00
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mt		5.0000	400.00	20.00
						20.00

Partida	8.04 CAJA EQUIPOTENCIAL DE PUESTA A TIERRA					
Rendimiento	und/DIA	1.0000	EQ. 1.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	259.90
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101050001	MONTAJE E INSTALACION DE TABLEROS ELECTRICOS	%mt		8.0000	230.00	18.40
	Materiales					18.40
02740100010045	CAJA EQUIPOTENCIAL DE PUESTA A TIERRA	und		1.0000	230.00	230.00
	Equipos					230.00
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mt		5.0000	230.00	11.50
						11.50

Partida	04.04CAJA DE FUSIBLES						
Rendimiento	und/DIA	1.0000	EQ. 1.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto		466.69
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
Mano de Obra							
0101050001	MONTAJE E INSTALACION DE TABLEROS ELECTRICOS	%mt		8.0000	413.00	33.04	33.04
Materiales							
02740100010045	CAJA DE FUSIBLES	und		1.0000	413.00	413.00	413.00
Equipos							
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mt		5.0000	413.00	20.65	20.65
Partida	07.01TUBERIA EMT 25 mm						
Rendimiento	m/DIA	40.0000	EQ. 40.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto		12.05
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
Mano de Obra							
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0200	21.89	0.44	0.44
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.2000	18.24	3.65	3.65
0101010005	PEON	hh	1.0000	0.2000	13.74	2.75	2.75
Materiales							
0270010293	TUBO CONDUIT DE 25 mm Ø GALV.	und		0.3433	12.90	4.43	4.43
0272040067	ACCESORIOS PITUBERIA CONDUIT	%mt		10.0000	4.43	0.44	0.44
Equipos							
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		5.0000	6.83	0.34	0.34
Partida	07.02TUBERIA EMT DE 40 mm Ø						
Rendimiento	m/DIA	30.0000	EQ. 30.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto		17.25
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
Mano de Obra							
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0267	21.89	0.58	0.58
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.2667	18.24	4.86	4.86
0101010005	PEON	hh	1.0000	0.2667	13.74	3.66	3.66
Materiales							
0270010293	TUBO CONDUIT DE 25 mm Ø GALV.	und		0.3433	20.34	6.98	6.98
0272040067	ACCESORIOS PITUBERIA CONDUIT	%mt		10.0000	6.98	0.70	0.70
Equipos							
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		5.0000	9.11	0.46	0.46
Partida	01.01.03ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA MÓDULOS FV						
Rendimiento	und/DIA	24.0000	EQ. 24.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto		169.44
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
Mano de Obra							
0101050001	MONTAJE E INSTALACION DE TABLEROS ELECTRICOS	%mt		8.0000	149.95	12.00	12.00
Materiales							
02740100010045	ESTRUCTURA PARA CUBIERTA PLANA 15"	und		1.0000	149.95	149.95	149.95
Equipos							
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mt		5.0000	149.95	7.50	7.50

Anexo 5: Análisis de Costos Unitarios SFVCR

Análisis de precios unitarios

Presupuesto		001 SISTEMA FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED SECTOR "D" HOSPITAL REGIONAL DE MOQUEGUA				Fecha presupuesto 13/05/2020	
Partida	01.01.01 MÓDULO FOTOVOLTAICO POLICRISTALINO 300 WP, 24 VCD						
Rendimiento	und/DIA	12.0000	EQ. 12.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto		580.34
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
	Mano de Obra						
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0667	21.89	1.46	
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.6667	18.24	12.16	
0101010005	PEON	hh	1.0000	0.6667	13.74	9.16	
						22.78	
	Materiales						
0241020001	MÓDULO FV POLICRIST AE SOLAR 300 WP, 24 VDC	und		1.0000	491.53	491.53	
0262090007/0010	CONECTOR MC4 WEIDMULER PV	und		1.0000	28.32	28.32	
0262130003	CABLE FOTOVOLT N2X 4mm2 ROJO	m		2.9200	6.34	18.51	
	CABLE FOTOVOLT N2X 4mm2 AZUL	m		2.9200	6.34	18.51	
						558.88	
	Equipos						
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		3.0000	22.78	0.68	
						0.68	
Partida	02.01 SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE INVERSOR DE CONEXIÓN A RED						
Rendimiento	und/DIA	1.0000	EQ. 1.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto		7,201.02
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
	Mano de Obra						
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.8000	21.89	17.51	
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	8.0000	18.24	145.92	
0101010005	PEON	hh	1.0000	8.0000	13.74	109.92	
						273.35	
	Materiales						
	Inversor C/Red FRONIUS Symo 3.7-3-M 3.7KW	und		1.0000	6,919.47	6,919.47	
						6,919.47	
	Equipos						
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		3.0000	273.35	8.20	
						8.20	
Partida	05.01 POZO DE PUESTA A TIERRA (15 OHMS C/BENTONITA)						
Rendimiento	und/DIA	1.0000	EQ. 1.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto		1,206.32
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
	Mano de Obra						
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.8000	21.89	17.51	
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	8.0000	18.24	145.92	
0101010005	PEON	hh	2.0000	16.0000	13.74	219.84	
						383.27	
	Materiales						
0204110031	TIERRA FINA COMUN - SUELTA	m3		2.5000	85.00	212.50	
0206500001	CONECTOR BARRA DE 5/8"-3/4"	und		1.0000	24.68	24.68	
0206710002	ELECTRODO DE COBRE DURO DE 3/4" x 2.40 m	und		1.0000	299.09	299.09	
0210600004	CAJA DE REGISTRO CON TAPA DE 0.40x0.40	und		1.0000	58.36	58.36	
0211100005	BENTONITA SODICA (SACO DE 30 Kg.)	sac		3.3333	45.24	150.80	
0230290001	AGUA	m3		0.5000	8.38	4.19	
0230290004	SAL INDUSTRIAL	kg		75.0000	0.61	45.75	
0272600003	TUBERIA PVC SAP (ELEC) 25 MM. 3M	pza		2.0000	8.09	16.18	
						811.55	
	Equipos						
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		3.0000	383.27	11.50	
						11.50	

Partida	04.02 ALIMENTADOR ELECTRICO 3-1x10mm² N2XH+1-1x10mm² N2XH(N)+1x10mm² (T)					
Rendimiento	m/DIA	100.0000	EQ. 100.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	25.49
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0080	21.89	0.18
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.0800	18.24	1.46
0101010005	PEON	hh	2.0000	0.1600	13.74	2.20
						3.83
	Materiales					
0241020004	CINTA AISLANTE VULCANIZADA	rl		0.0200	38.90	0.78
0270240015	CABLE N2XOH 10mm2 NEGRO	m		4.4000	3.76	16.54
0272060019	CABLE NH-90 10mm2 AMARILLO	m		1.1000	3.40	3.74
0272060022	TERMINAL DE COMPRESION DE 10 mm2	und		0.2376	1.87	0.44
						21.51
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		4.0000	3.83	0.15
						0.15

Partida	04.01 ALIMENTADOR ELECTRICO 3-1x16mm² N2XH+1-1x16mm² N2XH(N)+1x10mm² (T)					
Rendimiento	m/DIA	100.0000	EQ. 100.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	34.27
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0080	21.89	0.18
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.0800	18.24	1.46
0101010005	PEON	hh	2.0000	0.1600	13.74	2.20
						3.83
	Materiales					
0241020004	CINTA AISLANTE VULCANIZADA	rl		0.0200	38.90	0.78
0270240004	CABLE N2XOH 16mm2 NEGRO	m		4.4000	5.77	25.39
0270230008	CABLE NH-90 10mm2 AMARILLO	m		1.1000	3.40	3.74
0272060020	TERMINAL DE COMPRESION DE 10 mm2	und		0.0364	1.87	0.07
	TERMINAL DE COMPRESION 16 mm²	und		0.1457	2.14	0.31
						30.29
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		4.0000	3.83	0.15
						0.15

Partida	04.03 ALIMENTADOR ELECTRICO 3-1x6mm² N2XH+1-1x6mm² N2XH(N)+1x6mm² (T)					
Rendimiento	m/DIA	100.0000	EQ. 100.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	18.87
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0080	21.89	0.18
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.0800	18.24	1.46
0101010005	PEON	hh	2.0000	0.1600	13.74	2.20
						3.83
	Materiales					
0241020004	CINTA AISLANTE VULCANIZADA	rl		0.0200	38.90	0.78
0270230008	CABLE NH-90 6mm2 AMARILLO	m		1.1000	2.42	2.66
0270240017	CABLE N2XOH 6mm2 NEGRO	m		4.4000	2.52	11.09
0272060021	TERMINAL DE COMPRESION DE 6 mm2	und		0.2206	1.60	0.35
						14.88
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		4.0000	3.83	0.15
						0.15

Partida	05.02 CABLE DE PROTECCIÓN PARA ATERRAMIENTO DEL SISTEMA 35mm2					
Rendimiento	m/DIA	60.0000	EQ. 60.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	31.01
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0133	21.89	0.29
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.1333	18.24	2.43
0101010005	PEON	hh	1.0000	0.1333	13.74	1.83
						4.56
	Materiales					
0270010293	TERMINAL DE CONEXION DE ALUMINIO PIESTRUCTURA	und		0.5000	28.48	14.24
0272040067	CABLE NZXOH 35mm2 AMARILLO	m		1.0200	11.75	11.99
						26.23
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		5.0000	4.56	0.23
						0.23

Partida	05.03 CABLE DE PROTECCIÓN DE Cú DESNUDO PARA ATERRAMIENTO DE MÓDULOS FV 6mm2					
Rendimiento	m/DIA	60.0000	EQ. 60.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	21.47
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0133	21.89	0.29
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.1333	18.24	2.43
0101010005	PEON	hh	1.0000	0.1333	13.74	1.83
						4.56
	Materiales					
0270010293	TERMINAL DE CONEXION DE ALUMINIO PIESTRUCTURA	und		0.5000	28.48	14.24
0272040067	CABLE NZXOH 35mm2 AMARILLO	m		1.0200	2.40	2.45
						16.69
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		5.0000	4.56	0.23
						0.23

Partida	03.01 TABLERO GENERAL FV TG					
Rendimiento	und/DIA	1.0000	EQ. 1.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	1,610.57
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101050001	MONTAJE E INSTALACION DE TABLEROS ELECTRICOS	%mt		8.0000	1,425.28	114.02
						114.02
	Materiales					
02740100010045	TABLERO GENERAL FV TG	und		1.0000	1,425.28	1,425.28
						1,425.28
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mt		5.0000	1,425.28	71.26
						71.26

Partida	03.02 TABLERO DE DISTRIBUCIÓN TD-01					
Rendimiento	und/DIA	1.0000	EQ. 1.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	1,572.47
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101050001	MONTAJE E INSTALACION DE TABLEROS ELECTRICOS	%mt		8.0000	1,391.57	111.33
						111.33
	Materiales					
02740100010045	TABLERO TD-01	und		1.0000	1,391.57	1,391.57
						1,391.57
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mt		5.0000	1,391.57	69.58
						69.58

Partida	03.03 TABLERO DE DISTRIBUCIÓN TD-02					
Rendimiento	und/DIA	1.0000	EQ. 1.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	1,135.67
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101050001	MONTAJE E INSTALACION DE TABLEROS ELECTRICOS	%mt		8.0000	1,005.02	80.40
						80.40
	Materiales					
02740100010045	TABLERO TD-02	und		1.0000	1,005.02	1,005.02
						1,005.02
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mt		5.0000	1,005.02	50.25
						50.25
Partida	03.04 CAJA DE PROTECCIONES					
Rendimiento	und/DIA	1.0000	EQ. 1.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	836.20
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101050001	MONTAJE E INSTALACION DE TABLEROS ELECTRICOS	%mt		8.0000	740.00	59.20
						59.20
	Materiales					
02740100010045	CAJA DE PROTECCIONES	und		1.0000	740.00	740.00
						740.00
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mt		5.0000	740.00	37.00
						37.00
Partida	06.01 TUBERÍA EMT 25 mm					
Rendimiento	m/DIA	40.0000	EQ. 40.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	12.05
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0200	21.89	0.44
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.2000	18.24	3.65
0101010005	PEON	hh	1.0000	0.2000	13.74	2.75
						6.83
	Materiales					
0270010293	TUBO CONDUIT DE 25 mm Ø GALV.	und		0.3433	12.90	4.43
0272040067	ACCESORIOS P/TUBERIA CONDUIT	%mt		10.0000	4.43	0.44
						4.87
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		5.0000	6.83	0.34
						0.34
Partida	06.02 TUBERIA EMT DE 35 mm Ø					
Rendimiento	m/DIA	30.0000	EQ. 30.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	15.51
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101010002	CAPATAZ	hh	0.1000	0.0267	21.89	0.58
0101010003	OPERARIO	hh	1.0000	0.2667	18.24	4.86
0101010005	PEON	hh	1.0000	0.2667	13.74	3.66
						9.11
	Materiales					
0270010293	TUBO CONDUIT DE 25 mm Ø GALV.	und		0.3433	15.75	5.41
0272040067	ACCESORIOS P/TUBERIA CONDUIT	%mt		10.0000	5.41	0.54
						5.95
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mo		5.0000	9.11	0.46
						0.46
Partida	01.02.02 ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA MÓDULOS FV					
Rendimiento	und/DIA	24.0000	EQ. 24.0000	NH 8.0000	Costo unitario directo por : pto	169.44
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
	Mano de Obra					
0101050001	MONTAJE E INSTALACION DE TABLEROS ELECTRICOS	%mt		8.0000	149.95	12.00
						12.00
	Materiales					
02740100010045	ESTRUCTURA PARA CUBIERTA PLANA 15"	und		1.0000	149.95	149.95
						149.95
	Equipos					
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES	%mt		5.0000	149.95	7.50
						7.50

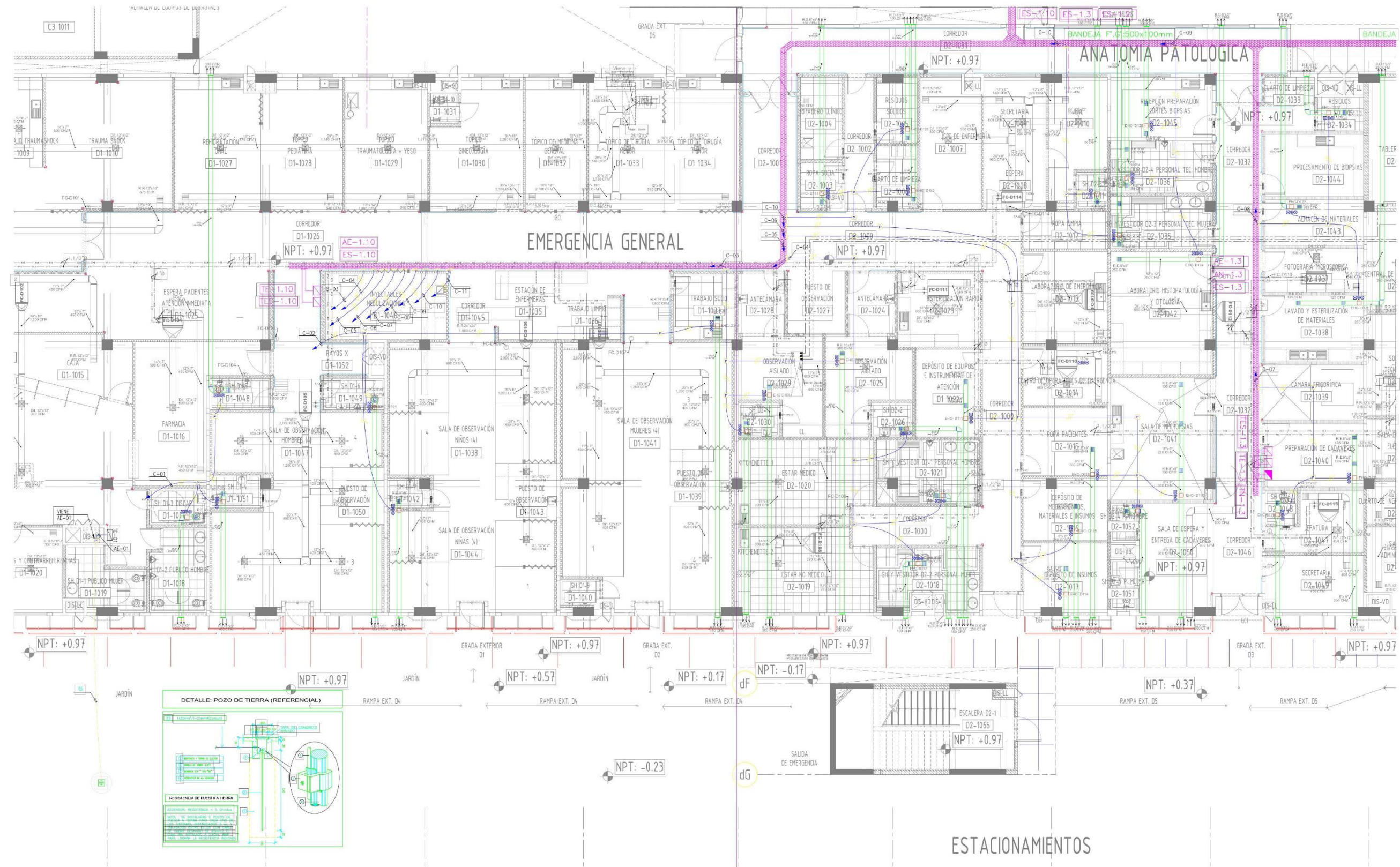
Anexo 6: Tabulación del VAN para el SFVA

Tiempo	Flujo de	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN
Operación	Caja	2.00%	4.00%	6.00%	8.00%	9.00%	10.00%
0	-90182.94						
1	6942.7905	-S/83,376.28	-S/83,507.18	-S/83,633.14	-S/83,754.43	-S/83,813.41	-S/83,871.31
2	7113.6984	-S/76,538.82	-S/76,930.17	-S/77,301.97	-S/77,655.58	-S/77,825.95	-S/77,992.22
3	7289.7336	-S/69,669.54	-S/70,449.62	-S/71,181.37	-S/71,868.75	-S/72,196.94	-S/72,515.34
4	7471.0498	-S/62,767.44	-S/64,063.33	-S/65,263.60	-S/66,377.31	-S/66,904.26	-S/67,412.51
5	7657.8055	-S/55,831.53	-S/57,769.18	-S/59,541.24	-S/61,165.54	-S/61,927.21	-S/62,657.62
6	7850.1638	-S/48,860.81	-S/51,565.08	-S/54,007.19	-S/56,218.60	-S/57,246.41	-S/58,226.40
7	8048.293	-S/41,854.29	-S/45,449.04	-S/48,654.61	-S/51,522.50	-S/52,843.72	-S/54,096.36
8	8252.366	-S/34,810.97	-S/39,419.11	-S/43,476.97	-S/47,064.00	-S/48,702.14	-S/50,246.57
9	8462.5611	-S/27,729.88	-S/33,473.43	-S/38,468.00	-S/42,830.62	-S/44,805.74	-S/46,657.61
10	8679.0622	-S/20,610.03	-S/27,610.17	-S/33,621.65	-S/38,810.53	-S/41,139.61	-S/43,311.46
11	620.32323	-S/20,111.12	-S/27,207.22	-S/33,294.88	-S/38,544.48	-S/40,899.21	-S/43,094.04
12	9131.7442	-S/12,910.81	-S/21,503.56	-S/28,756.68	-S/34,918.14	-S/37,652.56	-S/40,184.39
13	9368.3207	-S/5,668.79	-S/15,877.19	-S/24,364.44	-S/31,473.43	-S/34,596.82	-S/37,470.72
14	9611.9945	S/1,615.90	-S/10,326.50	-S/20,113.05	-S/28,200.92	-S/31,720.46	-S/34,939.58
15	9862.9786	S/8,944.24	-S/4,849.94	-S/15,997.57	-S/25,091.70	-S/29,012.70	-S/32,578.46
16	10121.492	S/16,317.20	S/554.01	-S/12,013.29	-S/22,137.33	-S/26,463.40	-S/30,375.73
17	10387.761	S/23,735.75	S/5,886.81	-S/8,155.64	-S/19,329.84	-S/24,063.07	-S/28,320.56
18	10662.018	S/31,200.86	S/11,149.88	-S/4,420.27	-S/16,661.68	-S/21,802.79	-S/26,402.91
19	10944.503	S/38,713.50	S/16,344.61	-S/802.97	-S/14,125.71	-S/19,674.19	-S/24,613.39
20	11235.462	S/46,274.65	S/21,472.32	S/2,700.30	-S/11,715.16	-S/17,669.44	-S/22,943.31
21	11535.15	S/53,885.26	S/26,534.34	S/6,093.43	-S/9,423.64	-S/15,781.16	-S/21,384.56
22	3562.0939	S/56,189.36	S/28,037.38	S/7,081.93	-S/8,768.42	-S/15,246.20	-S/20,946.97
23	12161.768	S/63,901.82	S/32,971.73	S/10,265.84	-S/6,697.09	-S/13,570.53	-S/19,588.77
24	12489.245	S/71,666.65	S/37,844.05	S/13,350.42	-S/4,727.54	-S/11,991.83	-S/18,320.79
25	12826.547	S/79,484.83	S/42,655.51	S/16,338.99	-S/2,854.64	-S/10,504.36	-S/17,136.95

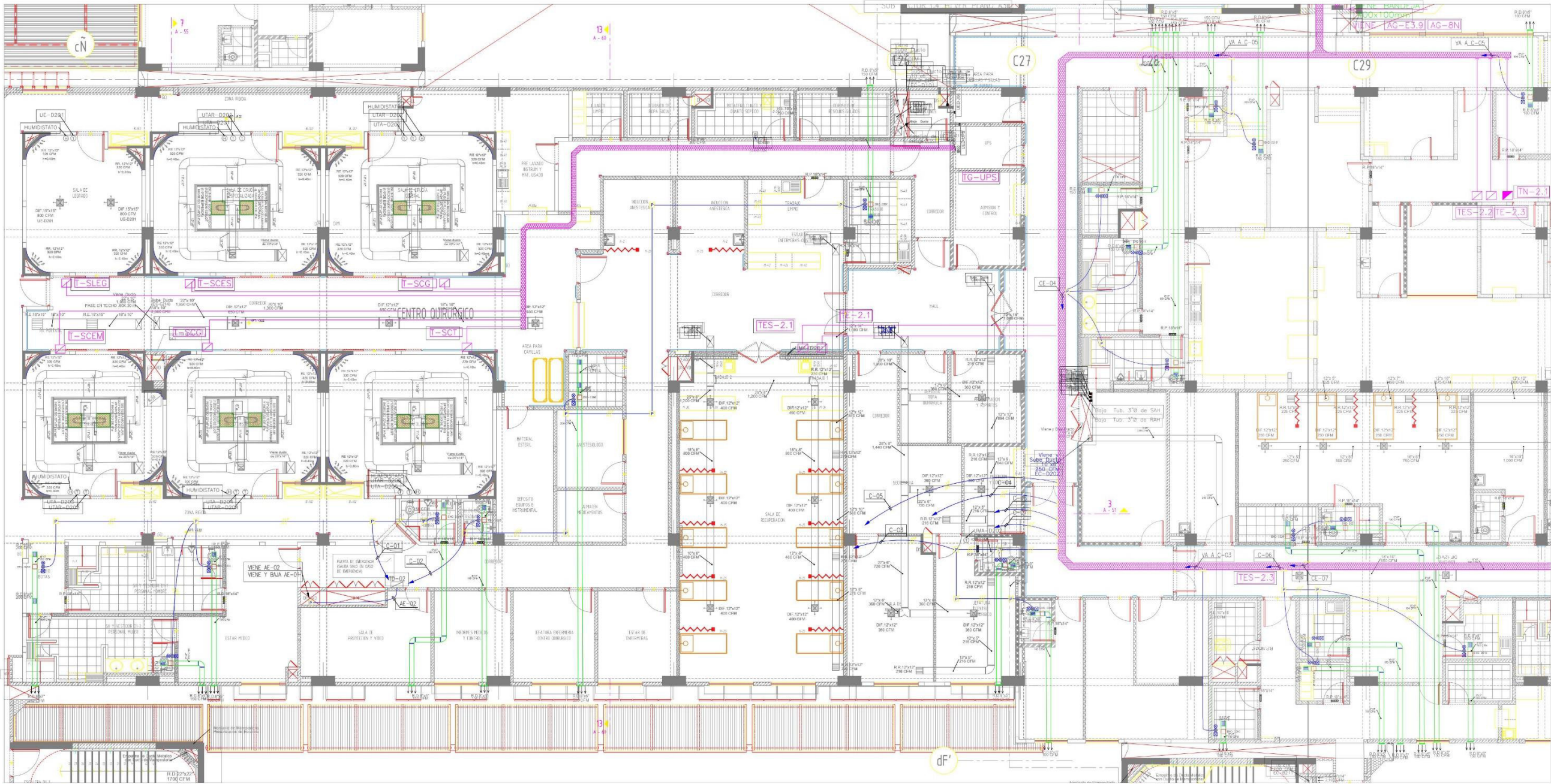
Anexo 7: Tabulación del VAN para el SFVCR

Tiempo Operación	Flujo de Caja	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN
		2.00%	8.00%	10.00%	12.00%	13.00%	14.00%
0	-47183.54						
1	5696.93	-S/41,598.31	-S/41,908.60	-S/42,004.51	-S/42,096.99	-S/42,142.01	-S/42,186.23
2	5867.84	-S/35,958.33	-S/36,877.88	-S/37,155.06	-S/37,419.19	-S/37,546.63	-S/37,671.12
3	6043.87	-S/30,263.05	-S/32,080.06	-S/32,614.21	-S/33,117.28	-S/33,357.92	-S/33,591.68
4	6225.19	-S/24,511.94	-S/27,504.36	-S/28,362.32	-S/29,161.06	-S/29,539.90	-S/29,905.87
5	6411.95	-S/18,704.44	-S/23,140.49	-S/24,381.01	-S/25,522.75	-S/26,059.75	-S/26,575.70
6	6604.30	-S/12,840.01	-S/18,978.66	-S/20,653.05	-S/22,176.80	-S/22,887.58	-S/23,566.87
7	6802.43	-S/6,918.08	-S/15,009.51	-S/17,162.32	-S/19,099.73	-S/19,996.13	-S/20,848.37
8	7006.51	-S/938.10	-S/11,224.11	-S/13,893.74	-S/16,269.92	-S/17,360.57	-S/18,392.17
9	7216.70	S/5,100.51	-S/7,613.96	-S/10,833.15	-S/13,667.50	-S/14,958.24	-S/16,172.98
10	7433.20	S/11,198.33	-S/4,170.95	-S/7,967.33	-S/11,274.21	-S/12,768.50	-S/14,167.92
11	-508.77	S/10,789.14	-S/4,389.16	-S/8,145.65	-S/11,420.47	-S/12,901.14	-S/14,288.30
12	7885.88	S/17,007.11	-S/1,257.56	-S/5,632.97	-S/9,396.36	-S/11,081.82	-S/12,651.52
13	8122.46	S/23,286.03	S/1,729.05	-S/3,280.18	-S/7,534.90	-S/9,423.50	-S/11,172.66
14	8366.13	S/29,626.52	S/4,577.39	-S/1,077.11	-S/5,823.03	-S/7,911.94	-S/9,836.51
15	8617.12	S/36,029.17	S/7,293.87	S/985.76	-S/4,248.71	-S/6,534.14	-S/8,629.28
16	8875.63	S/42,494.58	S/9,884.58	S/2,917.35	-S/2,800.90	-S/5,278.27	-S/7,538.54
17	9141.90	S/49,023.39	S/12,355.35	S/4,726.03	-S/1,469.44	-S/4,133.54	-S/6,553.05
18	9416.16	S/55,616.20	S/14,711.74	S/6,419.61	-S/244.96	-S/3,090.11	-S/5,662.64
19	9698.64	S/62,273.64	S/16,959.03	S/8,005.41	S/881.12	-S/2,139.03	-S/4,858.16
20	9989.60	S/68,996.36	S/19,102.28	S/9,490.30	S/1,916.70	-S/1,272.11	-S/4,131.30
21	10289.29	S/75,784.98	S/21,146.31	S/10,880.70	S/2,869.08	-S/481.90	-S/3,474.57
22	2432.99	S/77,358.74	S/21,593.83	S/11,179.58	S/3,070.15	-S/316.55	-S/3,338.35
23	10915.91	S/84,281.13	S/23,452.98	S/12,398.65	S/3,875.61	S/339.98	-S/2,802.25
24	11243.39	S/91,271.38	S/25,226.05	S/13,540.14	S/4,616.35	S/938.41	-S/2,317.88
25	11580.69	S/98,330.17	S/26,917.04	S/14,609.00	S/5,297.56	S/1,483.89	-S/1,880.24

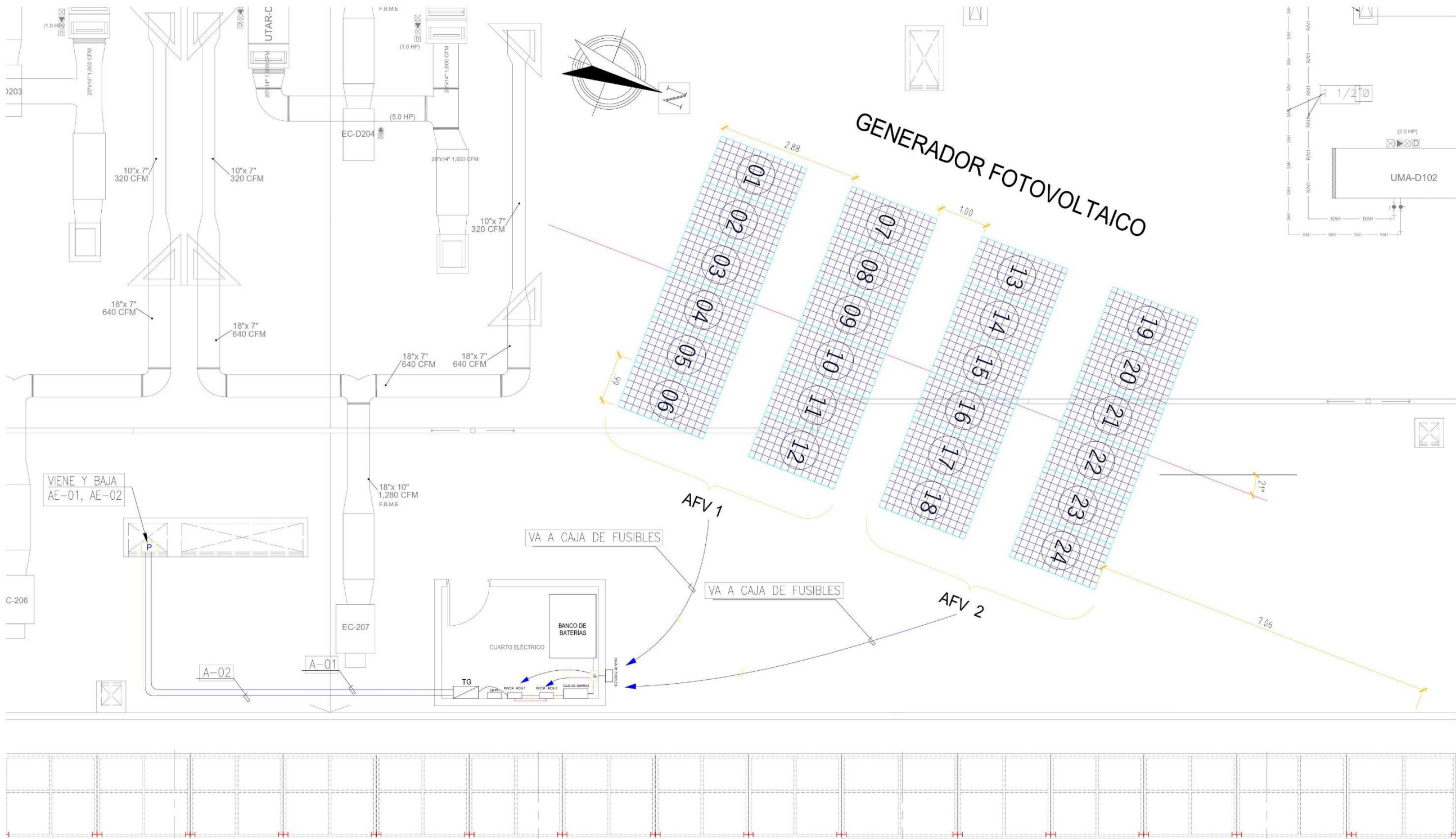
Anexo 8: Plano de Planta 1° Piso (Sector D), Extractores Helicocentrífugos



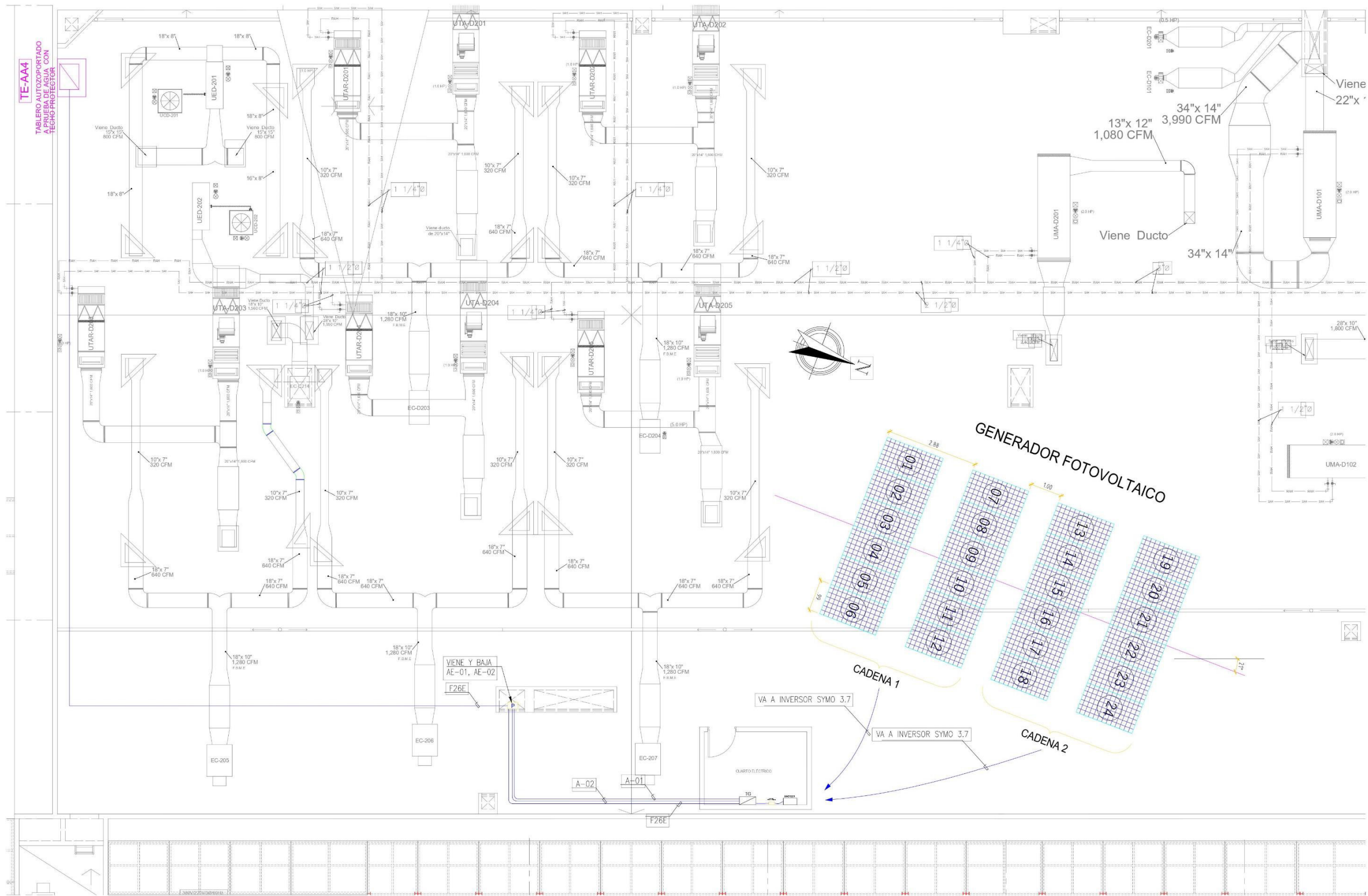
Anexo 9: Plano de Planta 1° Piso (Sector D), Extractores Helicocentrífugos



Anexo 10: Plano de Planta Techo (Sector D), SFVA



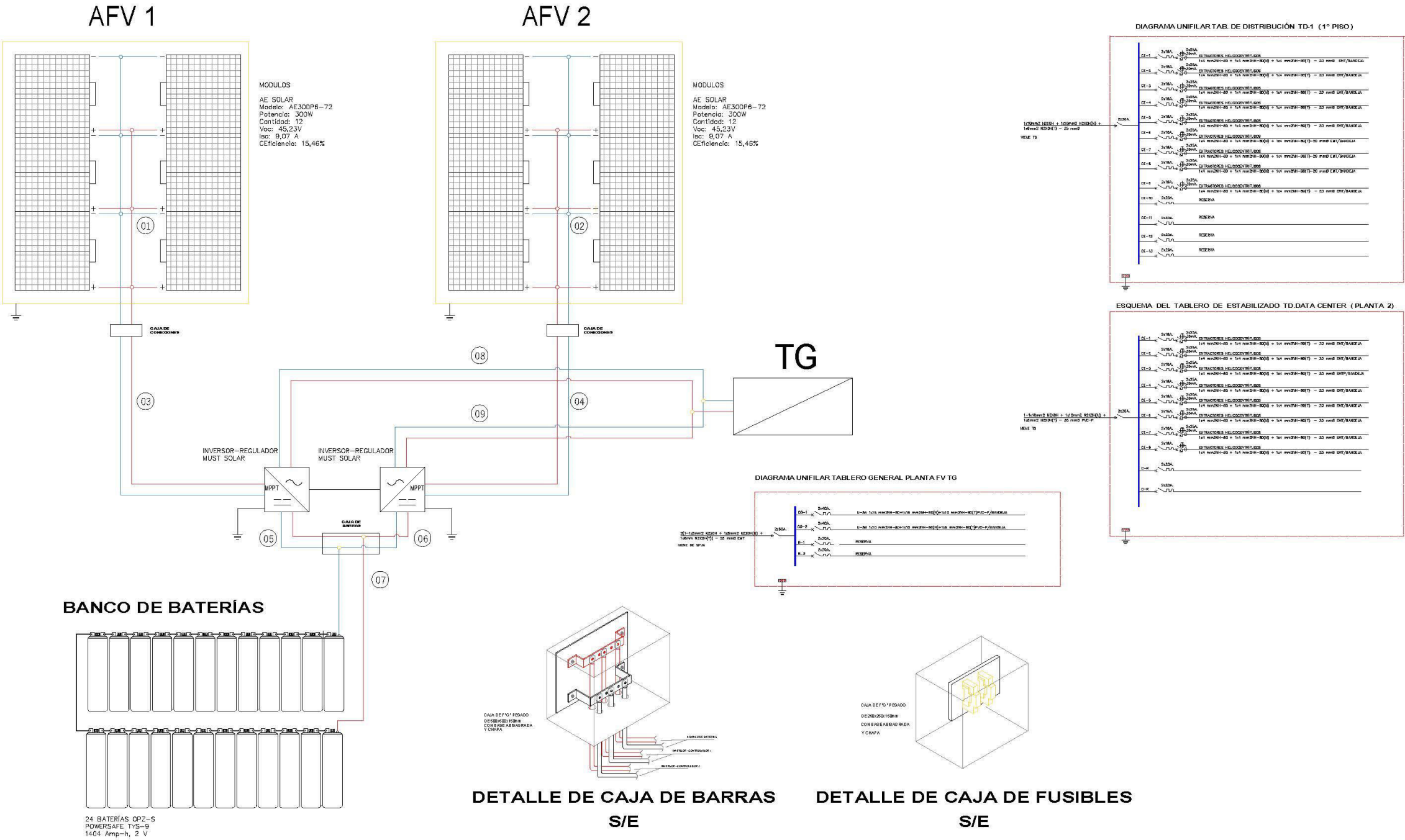
Anexo11: Plano de Planta Techo (Sector D), SFVCR



Anexo 12: Diagrama Bifilar del SFVA y Diagramas Unifilares de Tableros Eléctricos

DIAGRAMA BIFILAR DEL SFVA

DIAGRAMA UNIFILAR TABLEROS ELÉCTRICOS



Anexo 13: Diagrama Unifilar del SFVCR y Diagramas Unifilares de Tableros Eléctricos

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SFVCR

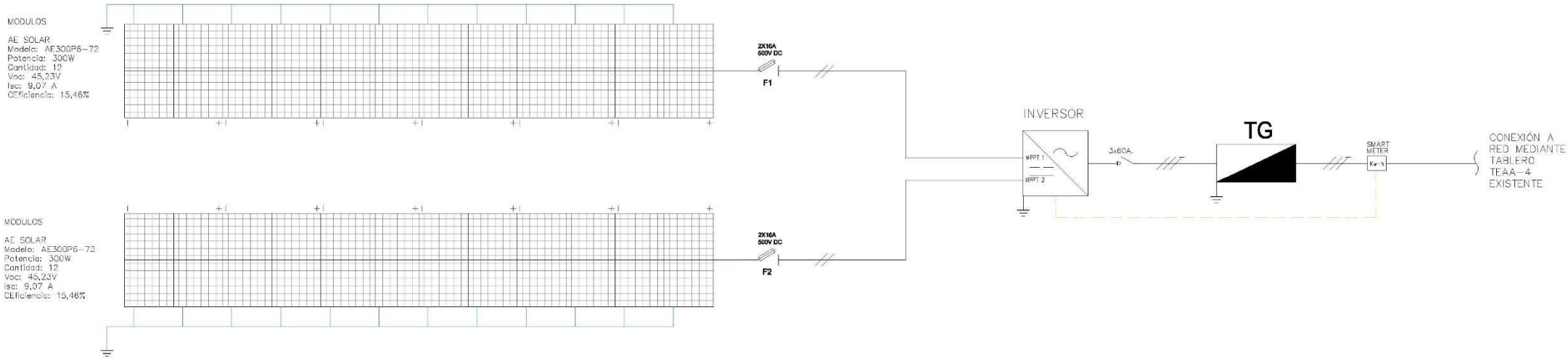
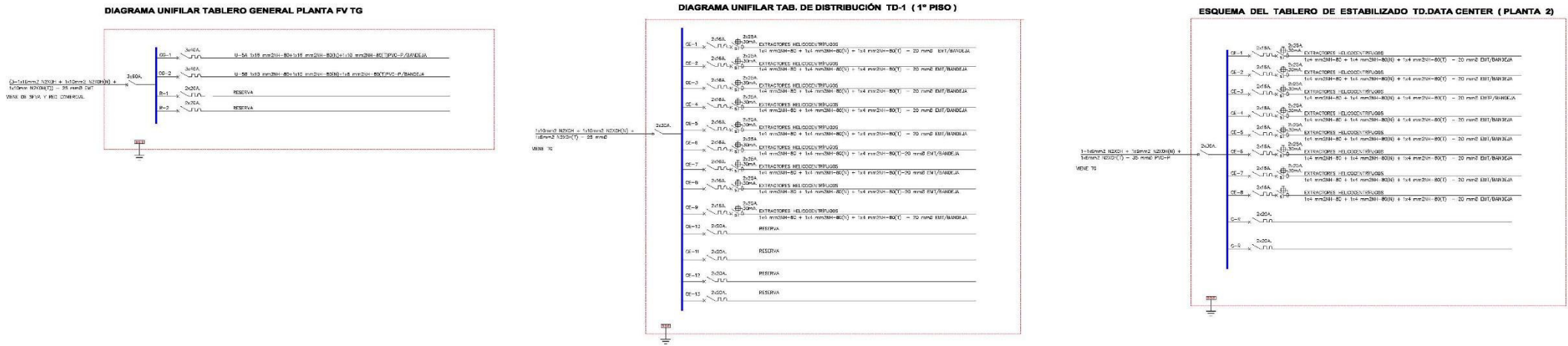


DIAGRAMA UNIFILAR TABLEROS ELÉCTRICOS



Apéndice A: Ficha Técnica MFV AE Solar 300 W



TECHNICAL DATA

AE P6-72 Series 300W-325W

ELECTRICAL DATA		AE300P6-72	AE305P6-72	AE310P6-72	AE315P6-72	AE320P6-72	AE325P6-72
Nominal power	Pm (Wp)	300	305	310	315	320	325
Open circuit voltage	Voc (V)	45.23	45.38	44.47	45.59	45.72	45.83
Short-circuit current	Isc (A)	9.07	9.13	9.17	9.24	9.28	9.33
Voltage at max power	Vmp (V)	36.43	36.51	36.60	36.66	36.75	36.83
Current at max power	Imp (A)	8.23	8.35	8.47	8.59	8.71	8.82
Filling Factor	(%)	73.13	73.61	74.35	74.78	75.42	76.00
Module Efficiency	(%)	15.46	15.72	15.98	16.23	16.49	16.75
System Voltage	(V)	1000					
Temp. coefficient Voc	(%/°C)	-0.35					
Temp. coefficient Isc	(%/°C)	0.06					
Temp. coefficient Pm	(%/°C)	-0.42					
Operating temp.	(°C)	-40 to +85					
NOCT	(°C)	45±2					

The electrical data apply to standard test conditions (STC): Irradiance of 1000 W/m² with spectrum AM 1.5 and a cell temperature of 25°C.

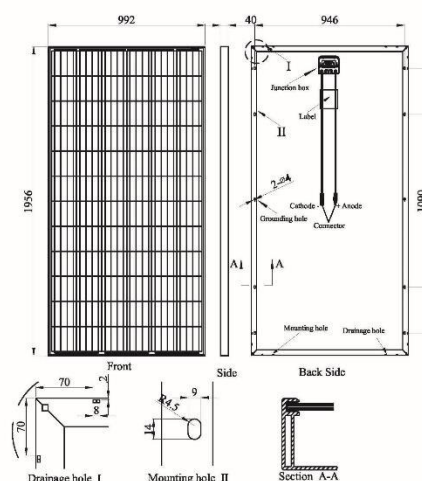
TECHNICAL DATA

Junction box	3 bypass diodes, IP 67
Wire cross section (Ø, mm ²)	4.0
Cable length (mm)	900 or 1100
Connector type	MC 4 / MC 4 compatible
Dimensions (L x W x H, mm)	1956 x 992 x 40
Weight (kg)	23.5
Specification (mm)	Poly 156 / 6 x 12
Hail resistance	Max. Ø 28 mm, at 23 m/s
Wind load	2400Pa / 244kg / m ²
Mechanical load	5400Pa / 550kg / m ²

PACKAGING INFORMATION

Packing configuration	54pcs / pallet
Loading Capacity	648pcs / 40HQ
Size / pallet (mm)	1990 x 1120 x 2335
Weight	1380kg / pallet

SCALE



AE SOLAR
Messerschmittstr. 54
86343 Königsbrunn
Germany

Tel.: +49 8231 97 82 68 0
Fax: +49 8231 97 82 68 9

E-Mail: info@ae-solar.com
Web: www.ae-solar.com

Apéndice B: Ficha Técnica Inversor – Regulador Must SFVA



PV1800 VHM Series

Inversor de Alta Frecuencia

Características

- Potencia nominal de 2KW/3KW/4KW/5KW
- Onda senoidal pura
- Configurable desde la pantalla LCD (modos de trabajo, estado de carga, voltaje de baterías, etc.)
- Con regulador de carga solar MPPT de 60A/80A incorporado
- Nuevo modo de trabajo SUB (Solar-Utility Battery, Batería-Utilidad-Solar) para los modelos de 4K-5K 48V
- Modo de trabajo combinando la carga solar y desde generador o de red eléctrica simultánea manteniendo la potencia de salida
- Protección contra sobretensión, sobrecarga y des carga profunda
- Operación en paralelo con hasta 3 unidades (disponible para los modelos de 4KW-5KW)
- Función de arranque en frío
- Soporte USB, función de monitorización RS485 con CD gratis
- Monitorización remota por WIFI (opcional)
- Compatible con generadores de gasolina o diésel

Especificaciones

MODELO		PV18-2024 VHM	PV18-3024 VHM	PV18-3048 VHM	PV18-4048 VHM	PV18-5048 VHM	PV18-5548 VHM
Voltaje de baterías del sistema		24VDC		48VDC			
SALIDA INVERSOR	Potencia del inversor	2000W	3000W	3000W	4000W	5000W	5500W
	Pico de potencia	4000W	6000W	6000W	8000W	10000W	11000W
	Tipo de onda	Onda senoidal pura					
	Regulación de voltaje AC (modo baterías)	(220VAC~240VAC)±5%					
	Eficiencia del inversor	93%					
	Tiempo de transferencia	10ms (para PCs) 20ms (para electrodomésticos)					
ENTRADA AC	Voltaje	230VAC					
	Rango de voltaje de salida (seleccionable)	170~280VAC (para PCs) \ 90~280VAC (para electrodomésticos) \ 184~253VAC (VDE4105)					
	Rango de frecuencia	50Hz/60Hz(Auto programado)					
BATERÍA	Voltaje nominal	24VDC		48VDC			
	Voltaje carga flotación	27VDC		54VDC			
	Protección sobrevoltaje	31VDC		60VDC			
CARGADOR SOLAR & CARGADOR AC	Voltaje máximo FV circuito abierto	145VDC					
	Voltaje FV Rango MPPT	30~130VDC		64~130VDC			
	Consumo en stand by	2W					
	Potencia entrada PV	1440W/1920W		2880W/3840W			
	Corriente máxima de carga solar	60A/60A					
	Eficiencia máxima	98%					
	Corriente carga máxima AC	20A/30A		60A			
	Corriente carga máxima	80A		120A/140A			
ESPECIF. MECÁNICAS	Dimensiones (W*H*D)(mm)	272*355*100			297.5*468*125		
	Dimensiones caja (W*H*D)(mm)	540*395*241			638*395*241		
	Peso neto (kg)	10	11	12.5			
	Peso paquete (kg)	11.7	12	13.5			
OTROS	Humedad	5% a 95% Humedad relativa (sin condensación)					
	Temperatura funcionamiento	0°C ~55°C					
	Temperatura almacenamiento	-15°C ~60°C					

Apéndice C: Ficha Técnica Inversor Fronius Symo SFVCR

/ Perfect Welding / **Solar Energy** / Perfect Charging



SHIFTING THE LIMITS

FRONIUS SYMO

/ Máxima flexibilidad para las aplicaciones del futuro



/ Tecnología SnapInverter



/ Comunicación de datos integrada



/ Diseño Super1flex



/ Seguimiento inteligente GMPPT



/ Smart Grid Ready



/ Inyección cero



/ Con un rango de potencia nominal entre 3,0 y 20,0 kW, el Fronius Symo es el inversor trifásico sin transformador para todo tipo de instalaciones. Gracias a su flexible diseño, el Fronius Symo es perfecto para instalaciones en superficies irregulares o para tejados con varias orientaciones. La conexión a Internet a través de WLAN o Ethernet y la facilidad de integración de componentes de otros fabricantes hacen del Fronius Symo uno de los inversores con mayor flexibilidad en comunicaciones en el mercado. El inversor Fronius Symo puede completarse de manera opcional con un Fronius Smart Meter, que es un equipo que envía la información más completa al sistema de monitorización, consiguiendo además, que el inversor no incluya energía a la red eléctrica.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ max.1}$ / $I_{dc\ max.2}^{(1)}$)				16 A / 16 A		
Máx. corriente de cortocircuito por serie FV (MPP1/MPP2 ⁽¹⁾)				24 A / 24 A		
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ min.}$)				150 V		
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)				200 V		
Tensión de entrada nominal ($U_{dc\ n.}$)				595 V		
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ max.}$)				1.000 V		
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ min.}$ - $U_{mpp\ max.}$)	200 - 800 V	250 - 800 V	300 - 800 V	150 - 800 V		
Número de seguidores MPP	1			2		
Número de entradas CC	3			2+2		
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ max.}$)	6,0 kW pico	7,1 kW pico	9,0 kW pico	6,0 kW pico	7,1 kW pico	9,0 kW pico

DATOS DE SALIDA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac\ n.}$)	3.000 W	3.700 W	4.500 W	3.000 W	3.700 W	4.500 W
Máxima potencia de salida	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ max.}$)	4,3 A	5,3 A	6,5 A	4,3 A	5,3 A	6,5 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)					
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)					
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3 %					
Factor de potencia ($\cos \phi_{ac}$)	0,70 - 1 ind. / cap.			0,85 - 1 ind. / cap.		

DATOS GENERALES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	645 x 431 x 204 mm					
Peso	16,0 kg			19,9 kg		
Tipo de protección	IP 65					
Clase de protección	1					
Categoría de sobretensión (CC / CA) ⁽²⁾	2 / 3					
Consumo nocturno	< 1 W					
Concepto de inversor	Sin Transformador					
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada					
Instalación	Instalación interior y exterior					
Margen de temperatura ambiente	-25° - +60 °C					
Humedad de aire admisible	0 - 100 %					
Máxima altitud	2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)					
Tecnología de conexión CC	3 x CC+ y 3 x CC bornes roscados 2,5 - 16 mm ²			4 x CC+ y 4 x CC bornes roscados 2,5 - 16 mm ² ⁽³⁾		
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²			5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ² ⁽¹⁾		
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126 1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 1777 2, AS 1777 3, CER 06 190, G83/2, UNE 206007 1, SI 4777 ⁽⁴⁾ , CEI 0 21 ⁽⁵⁾ , NRS 097					

⁽¹⁾ Esto se aplica a Fronius Symo 3.0-3-M, 3.7-3-M y 4.5-3-M.
⁽²⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.
⁽³⁾ 16 mm² sin necesidad de terminales de conexión. Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

Apéndice D: Ficha Técnica Acumuladores OPZ-S

Resumen de gama > PowerSafe® TS <

2

Especificaciones generales			Capacidad nominal (Ah)		Dimensiones nominales													
Tipo	Tensión nominal (V)	Número de terminales	Régimen de 10h a 1.80V/pc @20°C	Régimen de 120h a 1.85V/pc @25°C	Longitud mm pulg		Anchura mm pulg		Altura mm pulg		Peso típico carga seca kg lbs		Peso típico carga llena kg lbs		Volumen de electrolito litros US Gal		Corriente de corto-circuito (A)	Resistencia interna (mΩ)
TLS 4	2	2	220	300	103	4.06	206	8.12	389	15.33	13.0	28.6	18.0	39.8	3.9	1.0	2059	1.02
TLS 5	2	2	270	367	124	4.89	206	8.12	389	15.33	15.5	34.2	21.9	48.2	4.9	1.3	2625	0.8
TLS 6	2	2	323	440	145	5.71	206	8.12	389	15.33	18.1	39.8	25.6	56.5	5.8	1.5	3000	0.7
TVS 4	2	2	340	460	124	4.89	206	8.12	505	19.9	18.4	40.6	27.3	60.3	6.9	1.8	2838	0.74
TVS 5	2	2	390	530	124	4.89	206	8.12	505	19.9	21.5	47.3	30.0	66.2	6.6	1.7	3281	0.64
TVS 6	2	2	470	640	145	5.71	206	8.12	505	19.9	25.1	55.3	35.4	78.0	7.9	2.1	3750	0.56
TVS 7	2	2	550	745	166	6.54	206	8.12	505	19.9	28.7	63.2	40.7	89.7	9.2	2.4	4200	0.5
TYS 5	2	2	590	802	145	5.71	206	8.12	684	26.95	29.8	65.8	44.6	98.3	11.3	3.0	3621	0.58
TYS 6	2	2	670	912	145	5.71	206	8.12	684	26.95	34.0	75.0	48.4	106.7	11.0	2.9	4200	0.5
TYS 7	2	2	816	1120	191	7.53	210	8.27	684	26.95	40.5	89.2	59.6	131.3	14.8	3.9	5147	0.41
TYS 8	2	2	900	1220	191	7.53	210	8.27	684	26.95	44.6	98.4	63.2	139.4	14.5	3.8	5676	0.37
TYS 9	2	2	1040	1415	233	9.18	210	8.27	684	26.95	50.2	110.8	73.9	163.0	18.3	4.8	6625	0.32
TYS 10	2	2	1120	1523	233	9.18	210	8.27	684	26.95	54.4	119.9	77.8	171.6	18.0	4.8	7000	0.3
TYS 11	2	2	1260	1714	275	10.84	210	8.27	684	26.95	60.0	132.2	88.4	194.8	21.9	5.8	8108	0.26
TYS 12	2	2	1340	1825	275	10.84	210	8.27	684	26.95	64.1	141.4	92.3	203.5	21.6	5.7	8824	0.24
TYS 11	2	4	1560	2130	275	10.84	210	8.27	829	32.66	76.5	168.6	112.3	247.6	27.5	7.3	7554	0.28
TZS 12	2	4	1710	2335	275	10.84	210	8.27	829	32.66	81.7	180.0	117.0	257.9	27.1	7.2	8400	0.25
TZS 13	2	6	1940	2640	399	15.72	214	8.43	813	32.03	94.9	209.2	146.6	323.2	39.7	10.5	8936	0.24
TZS 14	2	6	2040	2775	399	15.72	214	8.43	813	32.03	101.8	224.5	153.4	338.2	39.6	10.5	9589	0.22
TZS 15	2	6	2150	2925	399	15.72	214	8.43	813	32.03	105.4	232.4	158.0	343.9	38.9	10.3	10294	0.2
TZS 16	2	6	2240	3050	399	15.72	214	8.43	813	32.03	110.3	243.2	160.9	354.7	38.9	10.3	11053	0.19
TZS 17	2	8	2430	3310	487	19.19	212	8.35	813	32.03	122.0	269.0	182.2	401.6	48.5	12.8	11667	0.18
TZS 18	2	8	2555	3480	487	19.19	212	8.35	813	32.03	127.6	281.3	186.7	411.7	47.8	12.6	12353	0.17
TZS 20	2	8	2800	3810	487	19.19	212	8.35	813	32.03	137.8	303.8	199.8	440.5	47.6	12.6	14000	0.15
TZS 22	2	8	3090	4210	576	22.69	212	8.35	813	32.03	151.9	335.0	223.5	492.7	57.7	15.2	11053	0.14
TZS 24	2	8	3360	4580	576	22.69	212	8.35	813	32.03	162.6	358.4	235.8	519.9	56.3	14.9	16154	0.13

Notas: Los valores eléctricos mostrados en la tabla hacen referencia al rendimiento a plena carga y temperatura ambiente de + 25°C.
La altura mostrada es la altura total, incluidos conectores y recubrimientos

Instalación y funcionamiento

- Rango de temperatura recomendado: 10°C/+50°F a +40°C/+86°F (valor preferido: 25°C/68°F)
- Se puede instalar en racks de acero o madera.

Normas

- Conforme con la norma internacional IEC 60896-11
- Conforme con la norma internacional IEC 61427:2005.
- Fabricada en plantas de producción EnerSys® con certificado ISO 9001.

Apéndice E: Soportes Paneles Solares SUNFER ENERGY STRUCTURES

SUNFER ENERGY STRUCTURES



Instalación en cubierta o suelo

Instalación 1 línea

Artículo n° CVE915

Soporte diseñado para instalar 1 fila de módulos fotovoltaicos en vertical sobre cubiertas modificando la inclinación. Inclinación 30°.

Artículo	Capacidad	Tamaño de módulo	Materiales
CVE915 [1x4]	4 Módulos Fotovoltaicos Disponibles de 1 a 20 módulos.	1650x1000x[35,40,45,50]	Aluminio EN AW 6005A T6



Montaje:

Estructura atornillada, regulable..



Guía módulos



Presor lateral



Presor intermedio



Unión guía módulos

Este soporte está disponible en dos versiones:

CVE915. 15 °

CVE915. 30 °

Condiciones de diseño:

UNE-EN 1991-1-3:2004 Cargas de nieve. 200 N/m²

UNE-EN 1991-1-4:2007 Cargas de viento. V_b: 29 m/s

Consultar la normativa vigente en el punto de instalación.

Nota:

Previamente, se tiene que comprobar que la subestructura de la cubierta es suficientemente rígida para soportar los paneles fotovoltaicos.

Apéndice F: Conductores Fotovolt N2X INDECO

FOTOVOLT N2X 2 kV; mm2

FOTOVOLT N2X 2 kV 10 mm2

Contacto

Ventas Local
ventas.peru@nexans.com
exportaciones.peru@nexans.com

Ref. Nexans: P00028845-0

Para la interconexión de sistemas de energía fotovoltaicos.

DESCRIPCIÓN

Aplicación:

Para la interconexión de sistemas de energía fotovoltaicos. Temperatura máxima de operación 90°C, en ambientes secos o húmedos.

Construcción:

1. Conductor: Cobre blando, clase 2.
2. Aislamiento: Polietileno reticulado XLPE antillama.

Principales características:

Resistente a la abrasión, humedad y calor, alta resistencia de aislamiento. Resistencia a los rayos solares. Resistente a la propagación vertical de la llama FT1 y VW-1. Resistente a la propagación horizontal de la llama FT2. Se utiliza para el cableado de interconexión de un sistema de energía fotovoltaica con toma de tierra y sin conexión a tierra descrito en la sección 690.31(A) y otras partes aplicables del Código eléctrico nacional (NEC), NFPA 70. El cable está construido de acuerdo con el último estándar para cable fotovoltaico, UL 4703.

Sección:

Desde 4 mm² hasta 10 mm².

Marcación:

E501952(UL) INDECO S.A. (Sección) FOTOVOLT N2X PV WIRE 90° DRY AND WET 2000 V SUN RES - VW 1- Año - Metrado secuencial.

Embalaje:

En carretes de madera no retornables.

Color:

Negro.

Normas nacionales

NTP-IEC 60228: Conductores para cables aislados.



NORMA

Internacional IEC 60228;
UL 4703

Nacional NTP-IEC 60228;
UL 2556



Ope. volt.
2 kV



Resist. Radiación UV
UL 2556 - Resistencia a los rayos solares



No propagación de la llama
UL VW1



Temperatura máxima operación
90 °C



Resistente al fuego
FT2, VW-1, UL1581

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son puramente indicativos, y no serán contractuales para Nexans, ni podrán ser consideradas como que constituyen una representación de la parte de Nexans.

Generado 13/05/20 www.nexans.pe Página 1 / 3

INDECO
empresa Nexans

Apéndice G: Cotización Suministros SFVA



Cotización

Autosolar Energía del Perú S.A.C
Carretera Panamericana Sur KM 29.5 Megacentro, Unidad I-6, Lurín
Referencia: Frente a Campomar, entrada al Megacentro altura Puente VIDU
Teléfono: 017154357 Móvil: 993943927
autosolar@autosolar.pe
R.U.C: 20602492118

EDVER POCLIN ALVIS

EDVER POCLIN ALVIS

DOCUMENTO	NÚMERO	PÁGINA	FECHA
Presupuesto	1 003678	1	13/05/2020

CLIENTE	R.U.C.	AGENTE	FORMA DE PAGO	VALIDEZ DE LA OFERTA
8384	17	Jean Gómez		1 Mes, salvo cambio de tarifa

GARANTÍA DE UN AÑO EN LOS EQUIPOS OFERTADOS

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UD.	SUBTOTAL	DTO.	TOTAL
3004092	Inversor Cargador 5000W 48V MPPT 80A Must Solar	2	3.509,21	7.018,42		7.018,42
3001010	Kit Conexión Paralelo Inversor MUST	2	109,32	218,64		218,64
5504022	Desconector de Baterías 300A	1	208,51	208,51		208,51
5504025	Portafusible 22x58 (63, 80 y 100A) 690V	2	63,23	126,46		126,46
5504034	Fusible 80A Paneles 22x58 500V	2	53,70	107,40		107,40
5502011	Repartidor-Repartidor Bipolar ERIFLEX 125A	2	116,28	232,56		232,56
1931015	Batería Estacionaria 2V 1700Ah U-Power UP-GC42-2RE	24	1.380,47	33.131,28		33.131,28

TIPO	IMPORTE	DESCUENTO	PRONTO PAGO	PORTES	FINANCIACIÓN	BASE	I.G.V	R.E.
18,00 10,00 4,00	41.043,27					41.043,27	7.387,79	

Firmado Autosolar



TOTAL: 48.431,06 S/.

TIPO DE MONEDA: SOLES

PAGO EN DOLARES: TIPO DE CAMBIO S/. 3,33

NO SE INCLUYE EL ENVÍO, SALVO SE ESPECIFIQUE EN LA COTIZACIÓN
EMPRESAS DE TRANSPORTE DE CONFIANZA PARA ENVÍO A PROVINCIAS:
MARVISUR - SHALOM - OLVA COURIER - SPC COURIER - TRANSZAVALA

DATOS BANCARIOS EN SOLES

INTERBANK: 6373001500225 / CCI: 00363700300150022563
BCP: 1942448005022 / CCI: 00219400244800502298
BBVA: 001103970100013290-70 / CCI: 011397000100013290-70

DATOS BANCARIOS EN DÓLARES

INTERBANK: 2003108749061 / CCI: 00320001310874906134
BCP: 1942552861183 / CCI: 00219400255286118390
BBVA: 001103970100013304-79 / CCI: 011397000100013304-79

CUENTA DE DETRACCIONES

BANCO DE LA NACIÓN - Cuenta N°: 00-010-065666



Cotización

Autosolar Energía del Perú S.A.C
Carretera Panamericana Sur KM 29.5 Megacentro, Unidad I-6, Lurín
Referencia: Frente a Campomar, entrada al Megacentro altura Puente VIDU
Teléfono: 017154357 Móvil: 993943927
autosolar@autosolar.pe
R.U.C: 20602492118

EDVER POCLIN ALVIS

EDVER POCLIN ALVIS

DOCUMENTO	NÚMERO	PÁGINA	FECHA
Presupuesto	1 003867	1	19/05/2020

CLIENTE	R.U.C.	AGENTE	FORMA DE PAGO	VALIDEZ DE LA OFERTA
8384	17	Jean Gómez		1 Mes, salvo cambio de tarifa

GARANTÍA DE UN AÑO EN LOS EQUIPOS OFERTADOS

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UD.	SUBTOTAL	DTO.	TOTAL
1501021	Estructura Cubierta Metálica 12 Panel KH915	2	1.102,46	2.204,92		2.204,92

TIPO	IMPORTE	DESCUENTO	PRONTO PAGO	PORTES	FINANCIACIÓN	BASE	I.G.V	R.E.
18,00 10,00 4,00	2.204,92					2.204,92	396,89	

Firmado Autosolar

TOTAL: 2.601,81 S/.


NO SE INCLUYE EL ENVÍO, SALVO SE ESPECIFIQUE EN LA COTIZACIÓN
EMPRESAS DE TRANSPORTE DE CONFIANZA PARA ENVÍO A PROVINCIAS:
MARVISUR - SHALOM - OLVA COURIER - SPC COURIER - TRANSZAVALA

TIPO DE MONEDA: SOLES

PAGO EN DOLARES: TIPO DE CAMBIO S/. 3,33

DATOS BANCARIOS EN SOLES

INTERBANK: 6373001500225 / CCI: 00363700300150022563
BCP: 1942448005022 / CCI: 00219400244800502298
BBVA: 001103970100013290-70 / CCI: 011397000100013290-70

DATOS BANCARIOS EN DÓLARES

INTERBANK: 2003108749061 / CCI: 00320001310874906134
BCP: 1942552861183 / CCI: 00219400255286118390
BBVA: 001103970100013304-79 / CCI: 011397000100013304-79

CUENTA DE DETRACCIONES

BANCO DE LA NACIÓN - Cuenta N°: 00-010-065666



Alternative Energy ●●●

PORTA SOLAR S.A.C

IMPORTADORES DE RESPUESTOS ELECTRONICOS

OF. PRINCIPAL: JR. PARURO 1359 INT. 234 LIMA

EMAIL: PORTA.SOLAR26@GMAIL.COM

TEL: (01) 3867081 – CEL: 991258922

ERIKA AGUIRRE VARGAS – ASESOR COMERCIAL

R.U.C. 20563787822

PROFORMA

CANTIDAD	GARANTIA	DESCRIPCION (DETALLE DE LOS PRODUCTOS)	P.U S/.	TOTAL S/.
24	2 años	PANEL SOLAR DE 300WP/24V POLICRISTALINO AE SOLAR	580.00	13,920.00
TOTAL S/.			13,920.00	

CONDICIONES COMERCIALES:

Moneda: El precio está Soles e incluye IGV

Forma de pago: Contra entrega al contado

Tiempo de entrega: 5 días luego de recibida la orden de compra

Validez de la oferta: 20 días o sujeto a stock

Lugar de recepción: Los equipos serán entregados en nuestras instalaciones.

Garantía: 2 años por defectos de fabricación.

JR. PARURO N° 1359 INT. 234 LIMA "GALERIA PARURO" – TELÉFONO: 013867081 - CELULAR: 991258922
CTA. BCP AHORROS SOLES: 19131746540010 – CTA. BANCO DE LA NACIÓN AHORRO SOLES: 04059916195



CLIENTE	:	EDVER POCLIN ALVIS
UBICACIÓN	:	LIMA
RUC	:	
OBRA	:	SISTEMA FV HOSPITAL DE MOQUEGUA
ATENCIÓN	:	EDVER POCLIN
FECHA	:	05/15/20

COTIZACIÓN: 20012

PROPUESTA ECONÓMICA

PART. N°	DESCRIPCION	METRADO			COSTOS	
		Cantidad	Unidad	Unitaria	Parcial	Total
1.00	TABLERO GENERAL (T0)	1.00	UND	1,225.28		1,225.28
	GABINETE ADOSABLE 1000X60X160	1.00	und			-
	ROTULO DE CIRCUITOS E INTERRUPTOR GENERAL	1.00	gib			-
	ELABORACION DE LEYENDA DE CIRCUITOS ELECTRICOS	1.00	und			-
	INT TERMOMAGNETICO CAJA MOLDEADA 2X63 AMP A1N/P 125 TMF 63-400 2p F.F. MARCA ABB	1.00	und			-
	INT TERMOMAGNETICO CAJA MOLDEADA 2X60 AMP A1N/P 125 TMF 40-400 2p F.F. MARCA ABB	2.00	und			-
	SPD "OVR T2 1N 40-275 P G5, MARCA ABB	1.00	und			-
2.00	TABLERO DE DISTRIBUCION (TD-01)	1.00	UND	1,391.57		1,391.57
	GABINETE ADOSABLE/EMPOTRABLE 1100X540X160	1.00	und			-
	ROTULO DE CIRCUITOS E INTERRUPTOR GENERAL	1.00	gib			-
	ELABORACION DE LEYENDA DE CIRCUITOS ELECTRICOS	1.00	und			-
	INT TERMOMAGNETICO CAJA MOLDEADA 2X32 AMP A1N/P 125 TMF 32-400 2p F.F. MARCA ABB	1.00	und			-
	INT TERMOMAGNETICO RIEL DIN 2X36 AMP SH262, MARCA ABB	11.00	und			-
	INTERRUPTOR DIFERENCIAL 2X25 AMP, 30 MA FH202 AC-25/03, MARCA ABB	11.00	und			-
3.00	TABLERO DE DISTRIBUCION (TD-02)	1.00	UND	1,005.02		1,005.02
	GABINETE ADOSABLE/EMPOTRABLE 1100X540X160	1.00	und			-
	ROTULO DE CIRCUITOS E INTERRUPTOR GENERAL	1.00	gib			-
	ELABORACION DE LEYENDA DE CIRCUITOS ELECTRICOS	1.00	und			-
	INT TERMOMAGNETICO CAJA MOLDEADA 2X30 AMP CB1255 STM80, MARCA GENERAL ELECTRIC	1.00	und			-
	INT TERMOMAGNETICO RIEL DIN 2X36 AMP SH262, MARCA ABB	7.00	und			-
	INTERRUPTOR DIFERENCIAL 2X25 AMP, 30 MA FH202 AC-25/03, MARCA ABB	7.00	und			-
4.00	CAJA DE CONEXIONES	2.00	UND	647.69		1,295.39
	GABINETE ADOSABLE/EMPOTRABLE 400X300X150	1.00	und			-
	BARRAS DE COBRE 50X18 mm	1.00	gib			-
	REPARTIDOR DE CORRIENTE 125 AMP	1.00	und			-
	SPD "OVR T2 1N 40-275 P G5, MARCA ABB	1.00	und			-
5.00	CAJA DE BARRAS REGULADORES - BATERIAS	1.00	UND	400.00		400.00
	GABINETE ADOSABLE/EMPOTRABLE 600X500X150	1.00	und			-
	BARRAS DE COBRE 50X18 mm	1.00	gib			-
6.00	CAJA EQUIPOTENCIAL DE PUESTA A TIERRA	1.00	UND	230.00		230.00
	GABINETE ADOSABLE/EMPOTRABLE 400X300X150	1.00	und			-
	BARRAS DE COBRE 50X18 mm	1.00	gib			-
6.00	CAJA DE FUSIBLES	1.00	UND	413.00		413.00
	GABINETE ADOSABLE 400X300X150	1.00	und			-
	FISIBLES Y PORTAFISIBLES 80 AMP PARA LINEA DE POLARIDAD POSITIVA	2.00	und			-
	PORNERA PARA LINEA DE POLARIDAD NEGATIVA	2.00	und			-
	COSTO DIRECTO (S/.)					S/ 5,968.07
	IGV 18% (S/.)					S/ 1,072.81
	TOTAL(S/.)					S/ 7,032.87

CARACTERÍSTICAS GABINETES

FABRICADOS BAJO NORMA IBC-60529

FABRICACIÓN NACIONAL POR BIPSESAC. INCLUYE SOPORTERÍA INTERNA Y MANDIL ABISAGRADO

FABRICACION NACIONAL POR BISSAC, INCLUTE SOPORTERIA IN
BARRAS DE DISTRIBUCION PRINCIPAL Y SECUNDARIAS DE COBRE

PINTURA ELECTROSTÁTICA EPOXICA EN POLVO COLOR GRIS RAL 7035 PREVIO TRATAMIENTO ANTICORROSIVO MEDIANTE PROCESO DE FOSFATIZADO POR INMERSIÓN

CONDICIONES COMERCIALES

ESTRIPPIO INCLINE RI LIGV

Forma de pago: 50% adelantado, saldo contra entrega.

Tiempo de entrega: 4 días hábiles

Tiempo de entrega: 4 días
Validez de la oferta: 5 días

CONSIDERACIONES PARA ORDEN DE COMPRA

RAZON SOCIAL: BIR SERVICIOS GENERALES S.A.C

RUC: 20563751712

Nº CUENTA CORRIENTE: 007000460520 (BANBIF)

CÓDIGO INTERBANCARIO: 038-205-107000460520-12 (BANBIF)

SON : SIETE MIL TREINTA Y DOS CON 88/100 SOLES

Apéndice H: Cotización Suministros SFVCR



Cotización

Autosolar Energía del Perú S.A.C
Carretera Panamericana Sur KM 29.5 Megacentro, Unidad I-6, Lurin
Referencia: Frente a Campomar, entrada al Megacentro altura Puente VIDU
Teléfono: 017154357 Móvil: 993943927
autosolar@autosolar.pe
R.U.C: 20602492118

EDVER POCLIN ALVIS

EDVER POCLIN ALVIS

DOCUMENTO	NÚMERO	PÁGINA	FECHA
Presupuesto	1 004629	1	04/06/2020

CLIENTE	R.U.C.	AGENTE	FORMA DE PAGO	VALEZ DE LA OFERTA
8847		4 Ivan Alberto		1 Mes, salvo cambio de tarifa

GARANTÍA DE UN AÑO EN LOS EQUIPOS OFERTADOS

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UD.	SUBTOTAL	DTO.	TOTAL
	REQUERIMIENTOS	1				
3208014	Inversor C/Red FRONIUS Symo 3.7-3-M 3.7kW	1	6.919,47	6.919,47		6.919,47
3208088	Fronius Smart Meter 63A Trifásico 43kW	1	1.151,97	1.151,97		1.151,97
1003022	Panel Solar ERA 270W 60cel ESPMC270 Policristalino	27	400,00	10.800,00		10.800,00
5504028	Fusible 16A Paneles	4	58,60	234,40		234,40
5504024	Portafusible 10x38 (10, 16, 20, 25 y 32A) 500V	4	17,40	69,60		69,60

TIPO	IMPORTE	DESCUENTO	PRONTO PAGO	PORTES	FINANCIACIÓN	BASE	I.G.V	R.E.
18,00 10,00 4,00	19.175,44					19.175,44	3.451,58	

Firmado Autosolar

TOTAL: 22.627,02 S/.



NO SE INCLUYE EL ENVÍO, SALVO SE ESPECIFIQUE EN LA COTIZACIÓN
PAGO EN DOLARES: TIPO DE MONEDA: SOLES
EMPRESAS DE TRANSPORTE DE CONFIANZA PARA ENVÍO A PROVINCIAS:
MARVISUR - SHALOM - OLVA COURIER - SPC COURIER - TRANSAVALA

DATOS BANCARIOS EN SOLES

INTERBANK: 6373001500225 / CCI: 00363700300150022563
BCP: 1942448005022 / CCI: 00219400244800502298
BBVA: 001103970100013290 / CCI: 011397000100013290-70

DATOS BANCARIOS EN DÓLARES

INTERBANK: 2003108749061 / CCI: 00320001310874906134
BCP: 1942552861183 / CCI: 00219400255286118390
BBVA: 001103970100013304 / CCI: 011397000100013304-79

CUENTA DE DETRACCIONES

BANCO DE LA NACIÓN - Cuenta N°: 00-010-065666



CLIENTE : EDVIR POCUIN ALVÍS
 UBICACIÓN : LIMA
 RUC :
 OBRA : SISTEMA IV HOSPITAL DE MOQUEGUA
 ATENCIÓN : EDVIR POCUIN
 FECHA : 05/18/20

COTIZACIÓN: 20013

PROPUESTA ECONÓMICA

PART. N°	DESCRIPCIÓN	METRIDADO		COSTOS	
		Cantidad	Unidad	Unitario	Total
1.00	TABLERO GENERAL (1G)	1.00	UND	1,425.28	1,425.28
	GABINETE ACOAB.E 100X60X1.60	1.00	und		
	ROTULO DE CIRCUITOS E INTERRUPTOR GENERAL	1.00	glt		
	ELABORACIÓN DE LEYENDA DE CIRCUITOS ELÉCTRICOS	1.00	und		
	INT. TERMOMAGNETICO CAJA VOLDEADA 2X63 AMP A1/N/P 125 TM/ 63-630 2p F.F, MARCA ABB	1.00	und		
	INT. TERMOMAGNETICO CAJA VOLDEADA 2X40 AMP A1/N/P 125 TM/ 40-400 2p F.F, MARCA ABB	2.00	und		
	SPD "OVR T2 1N 40-275 P QS, VARCA ABB	1.00	und		
2.00	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN (1D-01)	1.00	UND	1,391.57	1,391.57
	GABINETE ACOAB.E/EMPOTRABLE 110X540X1.60	1.00	und		
	ROTULO DE CIRCUITOS E INTERRUPTOR GENERAL	1.00	glt		
	ELABORACIÓN DE LEYENDA DE CIRCUITOS ELÉCTRICOS	1.00	und		
	INT. TERMOMAGNETICO CAJA VOLDEADA 2X32 AMP A1/N/P 125 TM/ 32-400 2p F.F, MARCA ABB	1.00	und		
	INT. TERMOMAGNETICO R.E. DIN 2X16 AMP 54002, MARCA ABB	11.00	und		
	INTERRUPTOR DIFERENCIAL 2X25 AMP, 30 Ma THD02 AC-25/C.D3, MARCA ABB	11.00	und		
3.00	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN (1D-02)	1.00	UND	1,005.02	1,005.02
	GABINETE ACOAB.E/EMPOTRABLE 110X540X1.60	1.00	und		
	ROTULO DE CIRCUITOS E INTERRUPTOR GENERAL	1.00	glt		
	ELABORACIÓN DE LEYENDA DE CIRCUITOS ELÉCTRICOS	1.00	und		
	INT. TERMOMAGNETICO CAJA VOLDEADA 2X30 AMP CA1/25531N/80, VARCA GENERAL ELÉCTRIC	1.00	und		
	INT. TERMOMAGNETICO R.E. DIN 2X16 AMP 54002, MARCA ABB	7.00	und		
	INTERRUPTOR DIFERENCIAL 2X25 AMP, 30 Ma THD02 AC-25/C.D3, MARCA ABB	7.00	und		
4.00	CAJA DE PROTECCIONES	1.00	UND	740.00	740.00
	GABINETE ACOAB.E 400X300X1.50	1.00	und		
	PCS. ES Y PORTA-USB. ES 80 AMP PARA LÍNEA DE POLARIDAD POSITIVA	4.00	und		
	INT. TERMOMAGNETICO CAJA VOLDEADA 2X63 AMP A1/N/P 125 TM/ 63-630 2p F.F, MARCA ABB	2.00	und		
	COSTO DIRECTO (S/.)				S/ 4,561.87
	IGV 18% (S/.)				S/ 821.14
	TOTAL(S/.)				S/ 5,383.01

SON : CINCO MIL TRESCIENTOS OCHENTA Y TRES CON 01/100 SOLES

CARACTERÍSTICAS GABINETES

FABRICADOS BAJO NORMA IEC-60529

FABRICACIÓN NACIONAL POR BIRSEAG, INCLUYE SOPORTE PARA INTERNA Y MANDIL ARISAGRADO

BARRAS DE DISTRIBUCIÓN PRINCIPAL Y SECUNDARIAS DE COBRE

PINTURA ELECTROSTÁTICA EPOXICA EN POLVO COLOR GRIS BAL 7035 PREVIO TRATAMIENTO ANTICORROSIVO MEDIANTE PROCESO DE POSFATIZADO POR INMERSIÓN

CONDICIONES COMERCIALES

ESTE PRECIO INCLUYE EL IGV

Forma de pago: 50% adelantado, saldo contra entrega.

Tiempo de entrega: 4 días útiles

Validez de la oferta: 5 días

CONSIDERACIONES PARA ORDEN DE COMPRA

RAZÓN SOCIAL: BIR SERVICIOS GENERALES S.A.C

RUC: 20563751712

Nº CUENTA CORRIENTE: 007000460520 (BANBIF)

CÓDIGO INTERBANCARIO: 018-705-107000460520-12 (BANBIF)

Apéndice I: Mapas de Radiación Solar del Perú



