

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA



TESIS

**“ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE LOS SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED PÚBLICA EN
LA CIUDAD DE PUNO”**

PRESENTADO POR:

DELBERT OMAR CCAMA AOUN

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

PUNO – PERÚ

2017

Universidad Nacional del Altiplano

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
SISTEMAS**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

**“ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS A LA RED PÚBLICA EN LA CIUDAD DE PUNO”**

Fecha de sustentación: 13/12/2017

TESIS PRESENTADA POR:

DELBERT OMAR CCAMA AOUN

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

APROBADA POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:



PRESIDENTE

:
ING. LEONEL MARINO CASTILLO ENRIQUEZ

PRIMER MIEMBRO

:
M.SC. ING. ANGEL MARIO HURTADO CHAVEZ

SEGUNDO MIEMBRO

:
M.SC. MARCOS JOSÉ VILLANUEVA CORNEJO

DIRECTOR DE TESIS

:
M.SC. JUAN RENZO ILLACUTIPA MAMANI

ÁREA: Energías Renovables.

TEMA: Energía Solar Fotovoltaica.

AGRADECIMIENTO

Agradezco con todo el amor a nuestro "Dios Todopoderoso", por ser el dador de vida y protector, quien me ha guiado en cada paso por el sendero de la sabiduría, dándome la fortaleza y la perseverancia en mi formación profesional.

Agradezco a mi alma mater "UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO - PUNO" la cual me abrió las puertas para darme la oportunidad de forjarme y moldearme profesionalmente.

A todos los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la facultad de FIMEES – UNA PUNO, por sus enseñanzas y orientaciones impartidas para seguir adelante en el campo profesional.

A mis padres y hermanos, como soportes principales y su constante e infatigable apoyo a lo largo de mi vida como estudiante.

A todos mis compañeros y amigos de estudio con quienes he compartido muchas experiencias dentro de las aulas, y sobre todo por la amistad que me brindaron en mi vida como estudiante universitario.

Delbert Omar, CCAMA AOUN

DEDICATORIA

Dedico esta tesis con mucho cariño a mis padres: Carlos Enrique Ccama Flores y María Isabel Aoun Olave por sus palabras de aliento y apoyo incondicional en la parte moral y económica a la vez brindándome todo su amor y apoyo durante mi carrera universitaria.

De igual manera les dedico a mis hermanos Carlos Gustavo y José Obed por el apoyo, que me brindaron y dieron gran parte de su tiempo para poder realizar uno de mis primeros sueños.

A mis tías Haydee y Ruth Ccama Flores y todos mis amigos a quienes me dieron sus apoyos morales y sus ejemplos significantes de optimismo en cada momento para seguir con mi objetivo de mi formación profesional.

Delbert Omar, Ccama Aoun

ÍNDICE

AGRADECIMIENTO	2
DEDICATORIA.....	4
ÍNDICE DE TABLAS.....	10
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	14
ÍNDICE DE FIGURAS.....	17
ÍNDICE DE ACRÓNIMOS	19
ÍNDICE DE ANEXOS	21
RESUMEN.....	21
ABSTRACT.....	22
INTRODUCCIÓN	23
CAPÍTULO I.....	25
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	25
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	25
1.1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	26
1.2 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	26
1.3 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN	27
1.3.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	27
CAPÍTULO II	28
MARCO TEÓRICO	28
2.1 ANTECEDENTES NACIONALES.....	28
2.2 ANTECEDENTES INTERNACIONALES	30
2.3 SUSTENTO TEÓRICO.....	33
2.3.1 LAS ENERGÍAS RENOVABLES	33
2.3.2 GESTIÓN AMBIENTAL DE LOS SFCR.....	34
2.3.3 LA ENERGÍA SOLAR	37
2.3.4 EL USO PASIVO Y ACTIVO DEL SOL PARA LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.	38
2.3.5 LAS PROPIEDADES Y LA CONVERSIÓN DE LA LUZ SOLAR	38
2.3.6 LA DISTRIBUCIÓN ESPECTRAL DE LA RADIACIÓN SOLAR	42
2.3.7 EFECTOS ATMOSFÉRICOS DE LA RADIACIÓN SOLAR	44
2.3.8 GEOMETRÍA DEL MOVIMIENTO APARENTE DEL SOL	49

2.3.9	COORDENADAS ECUATORIALES.....	55
2.2.10	ÁNGULO DE ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS SFCR	56
2.2.11	PRODUCCIÓN ANUAL SOLAR POR CADA SUPERFICIE DEL GFV.....	58
2.2.10	LA POTENCIA INCIDENTE EN UN MÓDULO FOTOVOLTAICO	59
2.2.11	ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA.....	60
2.2.12	CARTAS DE POSICIÓN SOLAR (SUN-PATH).....	64
2.2.13	LA LOCALIZACIÓN DEL SFCR EN LA POSICIÓN DEL SOL	67
2.2.14	EL SOMBREADO EN LOS SFCR	70
2.2.15	DISTANCIA ENTRE FILAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	74
2.2.16	LA CÉLULA FOTOVOLTAICA	76
2.2.17	ANÁLISIS DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (MPP).....	85
2.2.18	LAS TECNOLOGÍAS DE LAS CÉLULAS SOLARES.....	87
2.2.19	LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	91
2.2.20	LA SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	93
2.2.22	PRUEBA DE SEGUIMIENTO DEL MPPT	96
2.2.23	EL INCREMENTO DE LA EFICIENCIA ELÉCTRICA DEL SFCR.....	100
2.2.24	DIMENSIONAMIENTO Y CONFIGURACIÓN DE LOS DIODOS DE BLOQUEO Y BYPASS.....	103
2.2.25	CONFIGURACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	106
2.2.26	LOS CONDUCTORES Y ALAMBRES PARA LOS SFCR	112
2.2.27	EL INVERSOR DE RED FOTOVOLTAICO CC-CA.....	113
2.2.28	PARTES Y PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE LOS INVERSORES FOTOVOLTAICOS.....	120
2.2.29	EL DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE UN INVERSOR	123
2.2.30	MONTAJE Y UBICACIÓN DE LOS INVERSORES.....	128
2.2.31	LA EFICIENCIA Y EVALUACIÓN DEL INVERSOR CC-CA	131
2.2.32	MONITORIZACIÓN Y CONTROL DEL DISEÑO DEL INVERSOR.....	137
2.2.33	TUBOS PROTECTORES.....	156
2.2.34	MEDIDAS EN REDUCIR RIESGO DE UN CHOQUE ELÉCTRICO	156
2.2.35	EL USO DE BATERÍAS DE RESPALDO EN LOS SFCR.....	159
2.2.36	EL USO DE GENERADORES DE RESERVA COMO RESPALDO	165
2.2.37	MONITORIZACIÓN Y ANÁLISIS DEL SFCR	165
2.2.38	EL RENDIMIENTO Y LA EFICIENCIA GLOBAL DEL SFCR	166
2.2.39	ÍNDICES DEL COMPORTAMIENTO DEL SFCR	168
2.2.40	PÉRDIDAS POR PERFORMANCE RATIO (PR)	169
2.2.41	PRODUCCIÓN ANUAL ENERGÉTICA DEL SFCR	171

2.2.42	LA VIDA ÚTIL DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO (GFV).....	172
2.2.43	EL FACTOR DE CAPACIDAD ANUAL DE LOS SFCR	173
2.2.44	DIMENSIONAMIENTO EN SOFTWARE DE LOS SFCR.....	173
2.2.45	LA IMPLANTACIÓN DE LOS SFCR DISTRIBUIDOS	175
2.2.46	EL BALANCE DEL SISTEMA (BOS).....	179
2.2.47	METROLOGÍA Y FORMAS DE CONECTARSE A LA RED (ON GRID)	181
2.2.48	VENTAJAS DE LA CONEXIÓN DE UN (SFCR).....	187
2.2.49	PERFILES DE CARGA Y FORMAS DE CONSUMO	188
2.2.50	LAS PÉRDIDAS Y FALLAS DE LA TENSIÓN DESDE LA RED ELÉCTRICA ...	191
2.2.51	SEGURIDAD EN LOS SFCR	192
2.2.52	APARATOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES	194
2.2.53	PROTECCIÓN CONTRA EL EFECTO ISLANDING.....	195
2.2.54	SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	197
2.2.55	LA PROTECCIÓN CONTRA LA SOBRECORRIENTE.....	204
2.2.56	INTERRUPTORES O DISYUNTORES DIFERENCIALES	209
2.2.57	INTERRUPTORES AUTOMÁTICO TERMOMAGNÉTICOS	210
2.2.58	INSTALACIÓN DE LOS PARARRAYOS EN LOS SFCR.....	211
2.2.59	LAS PUESTAS A TIERRA DE LOS SFCR	217
2.2.61	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS SFCR	222
2.2.62	INSTALACIÓN DE LAS PLANTAS FV	226
2.2.63	PLANIFICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE LOS SFCR	227
2.2.64	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS EN EDIFICIOS (BIPV).....	228
2.2.65	IMPACTO ECONÓMICO DE LA ENERGÍA SOLAR	233
2.2.66	EL COSTO NIVELADO DE LA ELECTRICIDAD (LCOE).....	235
2.2.67	LOS COSTOS DE LA CONEXIÓN DE LOS SFCR	238
2.2.68	LOS INDICADORES DEL MERCADO FOTOVOLTAICO MUNDIAL	241
2.2.69	EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO	244
2.2.70	LAS LIMITACIONES Y BARRERAS	246
2.2.71	EL DESARROLLO DE LOS MERCADOS EN LOS SFVA Y LOS SFCR	247
2.2.72	LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA A PARTIR DE LOS SFCR	248
2.2.74	LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO O&M DE UN SFCR.....	250
2.2.75	EL MANTENIMIENTO Y EL PLAN DE FUNCIONAMIENTO	252
2.2.76	PUESTA EN MARCHA DEL SFCR	255
2.2.77	AMORTIZACIÓN Y VALORACIÓN DE COSTOS DE UN SFCR	255
2.2.78	EL SISTEMA DE TARIFAS DE ALIMENTACIÓN (FEED IN TARIFF)	257
2.2.79	LA VENTA DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA A LA RED.....	259

2.2.80	LA INVERSIÓN FINAL DE LOS SFCR.....	260
2.2.81	EL MARCO LEGAL DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	261
2.2.82	MARCO LEGAL DE INVERSIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL PERÚ.....	262
2.2.83	EPÍLOGO.....	263
2.3	HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN	264
2.3.1	HIPÓTESIS GENERAL	264
2.4	OPERACIONALIZACIÓN DEL TIPO DE VARIABLES SEGÚN SU FUNCIÓN.....	264
	CAPITULO III.....	267
3.1	TIPOLOGÍA Y NIVEL DE INVESTIGACIÓN.....	268
3.1.1	TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	268
3.1.2	NIVEL DE INVESTIGACIÓN.....	269
3.1.3	MÉTODO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	269
3.1.4	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	270
3.1.5	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA RECOLECCIÓN DE DATOS.....	271
	CAPITULO IV	272
4.1	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	272
4.1.1	ÁMBITO GEOGRÁFICO Y DEMOGRÁFICO DE LA REGIÓN PUNO.....	272
4.1.2	ÁMBITO GEOGRÁFICO Y DEMOGRÁFICO DE LA CIUDAD DE PUNO	272
4.1.3	EMPLAZAMIENTO DE LOS SFCR EN LA CIUDAD DE PUNO.....	273
4.1.4	DETERMINACIÓN DEL MODELO DE BRISTOW-CAMPBELL.....	276
4.1.5	DETERMINACIÓN DE UNA SUPERFICIE FV INCLINADA	279
4.1.6	DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANUAL SOLAR.....	281
4.1.7	DETERMINACIÓN DE CARGAS POR CONSUMIDORES	282
4.1.8	DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS EN LOS MÓDULOS FV.....	282
4.1.9	DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS FUNCIONAL DE LOS MÓDULOS FV.....	283
4.1.10	DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS EN LOS INVERSORES FV	285
4.1.11	DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS FUNCIONAL DEL INVERSOR FV	285
4.1.12	DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS FUNCIONAL DEL GENERADOR FV	286
4.1.13	DETERMINACIÓN DE INTERCONEXIÓN POR INVERSOR.....	287
4.1.14	DETERMINACIÓN DE LA INTERCONEXION DEL SFCR.....	289
4.1.15	DETERMINACIÓN DEL CRITERIO DE MAXIMA INTENSIDAD.....	290
4.1.16	DISPOSITIVOS DE MANIOBRA Y SECCIONAMIENTO.....	291
4.1.17	DISPOSITIVOS DE MEDICIÓN FOTOVOLTAICA	291
4.1.18	CUADROS DE PROTECCIÓN CGP.....	292
4.1.19	DISPOSITIVOS CONTRA CORRIENTES INVERSAS.....	292

4.1.20	DISPOSITIVOS CONTRA SOBRETENSIONES TRANSITORIAS	293
4.1.21	DISPOSITIVOS CONTRA CORRIENTES INVERSAS EN CA.....	294
4.1.22	DISPOSITIVOS DE CAPTACIÓN Y DE INTERCEPTACIÓN.....	295
4.1.23	DISPOSITIVOS DE CONEXIÓN Y PUESTA A TIERRA.....	296
4.1.24	DETERMINACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE	296
4.1.25	DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DEL SFCR.....	297
4.1.26	GRÁFICOS ANUALES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED	304
4.1.27	DETERMINACIÓN DEL BALANCE DEL SISTEMA (BOS).....	304
4.1.28	DETERMINACIÓN DE LOS INDICES DE COMPORTAMIENTO	306
4.1.29	ANÁLISIS DE COSTES DE ENERGÍA INTERCONECTADA	307
4.1.30	ANÁLISIS DE EMISIONES DE CONTAMINANTES EVITADAS	311
	CONCLUSIONES.....	320
	SUGERENCIAS.....	321
	BIBLIOGRAFÍA.....	322
	ANEXOS.....	334

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla N° 2.1: Emisiones GEI evitadas por el uso del SFCR y la red convencional.....</i>	36
<i>Tabla N° 2.2: Inclinaciones óptimas en función del período de máxima captación.....</i>	61
<i>Tabla N° 2.3: Etapas tecnológicas de las células fotovoltaica.....</i>	87
<i>Tabla N° 2.4: Determinación de la densidad del material celular.....</i>	88
<i>Tabla N° 2.5: Determinación visual de la tecnología fotovoltaica.....</i>	89
<i>Tabla N° 2.6: Las eficiencias (%) en células FV (IEC 60904-3:2008; ASTM G-173-03).....</i>	90
<i>Tabla N° 2.7: Selección de módulos FV (IEC 61730-1-2; IEC 61215 Ed.2).</i>	94
<i>Tabla N° 2.8: Materiales de células FV en áreas con grados de eficiencias.</i>	96
<i>Tabla N° 2.9: Inversores monofásicos $\leq 230V$, asignados para los SFCR.....</i>	125
<i>Tabla N° 2.12: Inversores trifásicos $\geq 230V$ asignados para los SFCR.....</i>	126
<i>Tabla N° 2.11: Rendimiento de potencia η_P y del factor η_C para distintas formas de onda... </i>	136
<i>Tabla N° 2.12: Categoría de compatibilidad de ondas en los inversores FV.</i>	144
<i>Tabla N° 2.13: Tipos de integración de los inversores compatibles a los GFV.....</i>	145
<i>Tabla N° 2.14: Conductores solares especiales para protección contra rayos UV.</i>	149
<i>Tabla N° 2.15: Tipos de cables y conductores utilizados en los SFCR.</i>	151
<i>Tabla N° 2.16: Criterio de la carga mayor de una batería desde una tensión mayor.....</i>	160
<i>Tabla N° 2.17: Dimensionamiento del banco de baterías para el SFCR.</i>	161
<i>Tabla N° 2.18: Lista de definiciones de rendimiento y pérdidas del SFCR.....</i>	169
<i>Tabla N° 2.19: Pérdidas típicas en GFV, utilizada para calcular el (PR).</i>	170
<i>Tabla N° 2.22: Clasificación de tensiones de instalación de los inversores en los SFCR.</i>	177
<i>Tabla N° 2.21: Simbología de un contador y medidor FV.</i>	184
<i>Tabla N° 2.22: Perfiles de cargas para instalaciones FV conectadas y aisladas de la red.</i>	188
<i>Tabla N° 2.23: Simbología de un CGP en CA.</i>	199
<i>Tabla N° 2.24: Simbología de un fusible V_{CC}.....</i>	206
<i>Tabla N° 2.25: Simbología de un interruptor seccionador V_{CC}.....</i>	207
<i>Tabla N° 2.26: Simbología de un descargador V_{CC}, V_{CA} (SPD).....</i>	209
<i>Tabla N° 2.27: Simbología de un disyuntor V_{CA} (RCD tipo A, B)</i>	210
<i>Tabla N° 2.28: Simbología de los interruptores automáticos termomagnéticos V_{CA}.</i>	210
<i>Tabla N° 2.29: Clases de protección para instalaciones de protección contra rayos.....</i>	215
<i>Tabla N° 2.30: Simbología de un pararrayo.</i>	216
<i>Tabla N° 2.31: Simbología de una barra de unión equipotencial PAS y HPAS.....</i>	219
<i>Tabla N° 2.32: Simbología de un electrodo o varilla de puesta a tierra.</i>	221
<i>Tabla N° 2.33: Tarifas de conexiones postpago de BT 220V/380V.....</i>	241
<i>Tabla N° 2.34: Organización del mantenimiento del SFCR.....</i>	254

<i>Tabla N° 2.35: Operacionalización de variables Independientes.</i>	266
<i>Tabla N° 2.36: Operacionalización de variables dependientes.</i>	266
<i>Tabla N° 4.1: La latitud y longitud geográfica de los cuatro puntos cardinales en la ciudad de Puno.</i>	274
<i>Tabla N° 4.2.: Determinación de la declinación y Angulo Solar ($0^\circ \pm 10^\circ$).</i>	276
<i>Tabla N° 4.3: Determinación del ángulo horario a la salida del sol.</i>	277
<i>Tabla N° 4.4: Tablas Meteorológicas de Energía solar del SENAHMI.</i>	278
<i>Tabla N° 4.5: Determinación óptima $G\alpha, \beta$ en torno a la inclinación y orientación.</i>	280
<i>Tabla N° 4.6: Producción anual solar desde un GFV.</i>	281
<i>Tabla N° 4.7: Insolación y posición de los módulos FV en el día 21 de junio.</i>	281
<i>Tabla N° 4.8: Insolación y posición de los módulos FV en el día 21 de diciembre.</i>	281
<i>Tabla N° 4.9: Determinación de las cargas eléctricas por consumidores.</i>	282
<i>Tabla N° 4.10: Punto de trabajo en los módulos bajo las condiciones (STC).</i>	282
<i>Tabla N° 4.11: Determinación del FF y las eficiencias (%) en módulos FV.</i>	283
<i>Tabla N° 4.12: Determinación de las resistencias serie (Shunt) y las corrientes los diodos. ..</i>	283
<i>Tabla N° 4.13: Determinación de los coeficientes de temperatura en módulos FV.</i>	284
<i>Tabla N° 4.14: Coeficientes del modelo dinámico de diferentes módulos FV.</i>	284
<i>Tabla N° 4.15: Valores de interconexión con el GFV.</i>	285
<i>Tabla N° 4.16: Valores experimentales de eficiencias (η) en los inversores.</i>	285
<i>Tabla N° 4.17: Valores de las potencias resultantes e instalada en los inversores FV.</i>	286
<i>Tabla N° 4.18: Valores de tensión por temperatura de los diferentes módulos FV.</i>	286
<i>Tabla N° 4.19: Valores de tensión MPP, por cada inversor en el rango de (-10° a 70°C).</i>	287
<i>Tabla N° 4.20: Valores de verificación de las tensiones MPP, min y máx.</i>	287
<i>Tabla N° 4.21: Valores de verificación de la potencia tensiones y corriente de entrada.</i>	288
<i>Tabla N° 4.22: Configuración y dimensionado de los GFV.</i>	288
<i>Tabla N° 4.23: Dimensionamiento de los conductores FV en el tramo 1.</i>	289
<i>Tabla N° 4.24: Dimensionamiento de los conductores FV en el tramo 2.</i>	289
<i>Tabla N° 4.25: Dimensionamiento de los conductores FV en el tramo 3.</i>	290
<i>Tabla N° 4.26: Dimensionamiento de los conductores FV en el tramo 4.</i>	290
<i>Tabla N° 4.27: Soporte y criterio de la máxima intensidad admisible por cable.</i>	290
<i>Tabla N° 4.28: Dimensionamiento del interruptor seccionador V_{CC}.</i>	291
<i>Tabla N° 4.29: Clasificación de los contadores CC en el lado de los SFV.</i>	291
<i>Tabla N° 4.30: Clasificación de los medidores CA en el lado de la red.</i>	291
<i>Tabla N° 4.31: Designación de un CGP en CA.</i>	292
<i>Tabla N° 4.32: Evaluación general de los fusibles para los SFV.</i>	292
<i>Tabla N° 4.33: Determinación del varistor descargador SPD Tipo II ($2P+N$) en CC.</i>	293
<i>Tabla N° 4.34: Determinación del varistor descargador SPD Tipo II y III ($1P+N$) en CA.</i>	293

<i>Tabla N° 4.35: Determinación del varistor y/o descargador SPD Tipo III (3P+N) en CA.</i>	293
<i>Tabla N° 4.36: Determinación del interruptor diferencial bipolar V_{CA} (1P+N).</i>	294
<i>Tabla N° 4.37: Determinación del interruptor diferencial tetrapolar V_{CA} (3P+N).</i>	294
<i>Tabla N° 4.38: Determinación del interruptor termomagnético bipolar V_{CA} (1P+N).</i>	294
<i>Tabla N° 4.39: Determinación del interruptor termomagnético tetrapolar V_{CA} (3P+N).</i>	294
<i>Tabla N° 4.40: Determinación del interruptor manual termomagnético V_{CA} (1P+N).</i>	295
<i>Tabla N° 4.41: Determinación manual termomagnético V_{CA} (1P+N).</i>	295
<i>Tabla N° 4.42: Designación de los pararrayos en los SFCR.</i>	295
<i>Tabla N° 4.43: Designación de una barra de unión equipotencial PAS.</i>	295
<i>Tabla N° 4.44: Designación de una barra de unión equipotencial HPAS.</i>	295
<i>Tabla N° 4.45: Designación de un electrodo de puesta a tierra.</i>	296
<i>Tabla N° 4.46: Determinación del electrodo y conductor de (Cu) de puesta a tierra.</i>	296
<i>Tabla N° 4.47: Determinación de las estructuras metálicas de los sistemas fotovoltaicos.</i>	296
<i>Tabla N° 4.48: Producción anual de un subgenerador de 1kW.</i>	297
<i>Tabla N° 4.49: Producción anual de un subgenerador 1 de 2kW.</i>	297
<i>Tabla N° 4.50: Producción anual de un subgenerador 2 de 2kW.</i>	298
<i>Tabla N° 4.51: Producción anual de un subgenerador de 3kW.</i>	298
<i>Tabla N° 4.52: Producción anual de un subgenerador 1 de 5kW.</i>	299
<i>Tabla N° 4.53: Producción anual de un subgenerador 2 de 5kW.</i>	299
<i>Tabla N° 4.54: Producción anual de un subgenerador 3 de 5kW.</i>	300
<i>Tabla N° 4.55: Producción anual de un subgenerador 4 de 5kW.</i>	300
<i>Tabla N° 4.56: Producción anual esperada de un generador de 5kW.</i>	301
<i>Tabla N° 4.57: Producción anual de un subgenerador 1 de 10kW.</i>	301
<i>Tabla N° 4.58: Producción anual de un subgenerador 2 de 10kW.</i>	302
<i>Tabla N° 4.59: Producción anual de un subgenerador de 15kW.</i>	302
<i>Tabla N° 4.60: Producción anual de un subgenerador 1 de 30kW.</i>	303
<i>Tabla N° 4.61: Producción anual de un subgenerador 2 de 30kW.</i>	303
<i>Tabla N° 4.62: Energía producida por el SFCR.</i>	304
<i>Tabla N° 4.63: Energía producida en entradas y salidas.</i>	305
<i>Tabla N° 4.64: Eficiencia de la energía producida en los SFCR.</i>	305
<i>Tabla N° 4.65: Resultados de la productividad de los SFCR.</i>	306
<i>Tabla N° 4.66: Resultados del rendimiento y performance ratio de los SFCR.</i>	306
<i>Tabla N° 4.67: Resultado de las tarifas domésticas en un SFCR de 1kW.</i>	307
<i>Tabla N° 4.68: Resultado de las tarifas domésticas en un SFCR de 2kW.</i>	307
<i>Tabla N° 4.69: Resultado de las tarifas domésticas en un SFCR de 3kW.</i>	308
<i>Tabla N° 4.70: Resultado de las tarifas domésticas en un SFCR de 5kW.</i>	308
<i>Tabla N° 4.71: Resultado de las tarifas domésticas en un SFCR de 5kW.</i>	309

<i>Tabla N° 4.72: Resultado de las tarifas domésticas en un SFCR de 10kW.</i>	<i>309</i>
<i>Tabla N° 4.73: Resultado de las tarifas domésticas en un SFCR de 15kW.</i>	<i>310</i>
<i>Tabla N° 4.74: Resultado de las tarifas domésticas en un SFCR de 30kW.</i>	<i>310</i>
<i>Tabla N° 4.75: Emisiones en (kg/año) de la red suministrada a los consumidores.</i>	<i>311</i>
<i>Tabla N° 4.76: Emisiones en (kg/año) de contaminantes por el uso de los (SFCR).</i>	<i>311</i>

ÍNDICE DE GRÁFICOS

<i>Gráfico N° 2.1: Anomalías globales de temperatura en la superficie de la tierra.</i>	35
<i>Gráfico N° 2.2: Espectro de la radiación solar en la ciudad de Puno.</i>	42
<i>Gráfico N° 2.3: Irradiación sobre una superficie inclinada.</i>	56
<i>Gráfico N° 2.4: Coordenadas de la instalación de un SFCR de 1KW.</i>	58
<i>Gráfico N° 2.5: Irradiación sobre una superficie inclinada.</i>	60
<i>Gráfico N° 2.6: Interpretación de las HSP anual.</i>	64
<i>Gráfico N° 2.7: Diagrama cilíndrico de la trayectoria solar.</i>	66
<i>Gráfico N° 2.8: Diagrama estereográfico de la trayectoria solar.</i>	66
<i>Gráfico N° 2.9: Proyección del sol en Puno desde 21 de junio y diciembre.</i>	67
<i>Gráfico N° 2.10: Diagramas estereográficos de la posición solar.</i>	72
<i>Gráfico N° 2.11: Determinación de la curva I-V del módulo FV.</i>	79
<i>Gráfico N° 2.12: Rendimiento de la célula bajo condiciones STC y NOCT.</i>	82
<i>Gráfico N° 2.13: La curva I-V en función de 1000 W/m², AM 1,5 y 25°C.</i>	85
<i>Gráfico N° 2.14: Determinación de la curva P-V con (P&O).</i>	99
<i>Gráfico N° 2.15: Transformador de distribución solar (DPV-GT).</i>	119
<i>Gráfico N° 2.16: Método para determinar el dimensionado del inversor.</i>	123
<i>Gráfico N° 2.17: Modelo de la eficiencia y medida de un inversor de 1kW.</i>	132
<i>Gráfico N° 2.18: Ejemplo de nivel irradiancia con respecto a la duración.</i>	135
<i>Gráfico N° 2.19: Determinación del grado de eficiencia europea en inversores.</i>	137
<i>Gráfico N° 2.20: Formas de ondas producidas por los inversores.</i>	141
<i>Gráfico N° 2.21: Salida de potencia FV, con el uso de las baterías.</i>	164
<i>Gráfico N° 2.22: Etapas del ciclo de vida del sistema fotovoltaico.</i>	172
<i>Gráfico N° 2.23: Degradación de los módulos FV en regresión lineal y exponencial.</i>	173
<i>Gráfico N° 2.24: Flujo multidireccional de producción y Consumo.</i>	184
<i>Gráfico N° 2.25: El flujo efectivo en positivo y negativo de un (SFCR).</i>	235
<i>Gráfico N° 2.26: Análisis del precio frente a la producción de los módulos FV.</i>	244
<i>Gráfico N° 2.27: Curva de (€/kWh) con respecto a la valoración útil del GFV.</i>	247
<i>Gráfico N° 2.28: Costo de la electricidad con respecto a los SFCR.</i>	257
<i>Gráfico N° 2.29: Balance neto de la energía vertida a la red.</i>	259
<i>Gráfico N° 4.1: Meteorológico anual en la ciudad de Puno.</i>	275
<i>Gráfico N° 4.2: Variación de la declinación del sol durante un año.</i>	276
<i>Gráfico N° 4.3: Variación de la ecuación del tiempo.</i>	277
<i>Gráfico N° 4.4: Variación de la temperatura ambiente en (°C).</i>	278
<i>Gráfico N° 4.5: Resultados de la producción anual en los SFCR.</i>	304

ÍNDICE DE ESQUEMAS

<i>Esquema N° 2.1: Diagrama de modelos de circuitos de la célula FV.</i>	80
<i>Esquema N° 2.2: Diagrama de flujo algorítmico de seguimiento del MPPT del SFCR.</i>	97
<i>Esquema N° 2.3: Configuración de diodos conectadas en serie y en paralelo.</i>	106
<i>Esquema N° 2.4: Asociación de módulos FV, conectados en serie.</i>	110
<i>Esquema N° 2.5: Asociación de módulos FV, conectados en paralelo.</i>	111
<i>Esquema N° 2.6: Asociación de módulos FV, conectados en serie y el paralelo.</i>	112
<i>Esquema N° 2.7: Configuración básica de un inversor (1 Ø),</i>	115
<i>Esquema N° 2.8: Configuración básica de un inversor 3 Ø.</i>	115
<i>Esquema N° 2.9: La utilización de un transformador con aislamiento galvánico.</i>	120
<i>Esquema N° 2.10: Determinación de la eficiencia general del inversor de red.</i>	134
<i>Esquema N° 2.11: Estructura del control y monitorización TSO/DSO.</i>	138
<i>Esquema N° 2.12: Estructura topológica de control en secciones de un inversor FV.</i>	139
<i>Esquema N° 2.13: Topología de las conexiones de los inversores fotovoltaicos.</i>	145
<i>Esquema N° 2.14: Conexión M en serie y N en paralelo de CC de salida.</i>	147
<i>Esquema N° 2.15: Instalación unifilar de conductores en tramos en los SFCR.</i>	153
<i>Esquema N° 2.16: Instalación del banco de baterías con cargador y/o convertidor.</i>	159
<i>Esquema N° 2.17: Rendimientos específicos de una planta fotovoltaica.</i>	168
<i>Esquema N° 2.18: Esquema unifilar del sistema de distribución interconectada a los SFCR.</i>	176
<i>Esquema N° 2.19: Diagrama unifilar del sistema eléctrico ELECTROPUNO.</i>	178
<i>Esquema N° 2.20: Circuito equivalente de Thevenin de la red eléctrica.</i>	178
<i>Esquema N° 2.21. Detalles del contador monofásico y trifásico del SFCR.</i>	184
<i>Esquema N° 2.22: Conexión de medidores y cuadros de protecciones (CGP).</i>	185
<i>Esquema N° 2.23: Configuración de los medidores para los (SFCR).</i>	186
<i>Esquema N° 2.24: Red con rotura de fase neutro.</i>	191
<i>Esquema N° 2.25: Los SFCR conectados a un alimentador de cargas RLC.</i>	196
<i>Esquema N° 2.26: Esquemas de conexión a tierra (ECT).</i>	197
<i>Esquema N° 2.27: Cortocircuito del cable y representación de una sola línea.</i>	201
<i>Esquema N° 2.28: Esquema general de 01 arreglo FV a una caja (Junction Box).</i>	203
<i>Esquema N° 2.29: Esquema general de 02 arreglos FV, a 02 cajas (Junction Box).</i>	203
<i>Esquema N° 2.30: Diagrama de la caja de conexión CC de diodos y fusibles.</i>	206
<i>Esquema N° 2.31: Configuración de descargadores CC según DIN VDE 0100-712.</i>	208
<i>Esquema N° 2.32: Instalación de interruptores diferenciales y termomagnéticos V_{CA}.</i>	211
<i>Esquema N° 2.33: Diseño de las barras de captura para los GFV.</i>	212

<i>Esquema N° 2.34: Influencias en la interacción en el dimensionamiento de los SFCR.</i>	227
<i>Esquema N° 2.35: Operacionalización de las variables dependientes e independientes.....</i>	265
<i>Esquema N° 3.1: Metodología algorítmica de los SFCR.....</i>	268
<i>Esquema N° 3.2: Método del diseño de investigación.</i>	269
<i>Esquema N° 3.3: Método en la recolección de datos de los SFCR.....</i>	270

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura N° 2.1: Distancia entre la tierra y el sol.....</i>	39
<i>Figura N° 2.2: Determinación de la masa de aire (AM) para diferentes ángulos Zenit.....</i>	41
<i>Figura N° 2.3: Mapa de radiación solar en el Perú (kWh/m).....</i>	44
<i>Figura N° 2.4: Balance simplificado del flujo de energía solar en la superficie atmosférica. ..</i>	45
<i>Figura N° 2.5: La radiación solar se compone de la directa, difusa y reflejada.</i>	47
<i>Figura N° 2.6: Ángulos utilizados en los cálculos de potencia para los paneles FV.....</i>	50
<i>Figura N° 2.7: Orientación de los módulos FV.....</i>	52
<i>Figura N° 2.8: Rendimiento de un GFV, en función de la orientación e inclinación.</i>	59
<i>Figura N° 2.9: Incidencia solar en la superficie inclinada del módulo FV.</i>	59
<i>Figura N° 2.10: Superficies variables de insolación porcentual orientado de forma óptima....</i>	62
<i>Figura N° 2.11: Trayectoria del sol en el hemisferio norte y sur.....</i>	65
<i>Figura N° 2.12: Carga de nieve típica en un generador con ángulo de inclinación (β).....</i>	69
<i>Figura N° 2.13: Distribución de la presión de vientos en soportes de la matriz FV.....</i>	70
<i>Figura N° 2.14: Determinación del ángulo de elevación y la altura de un objeto.....</i>	71
<i>Figura N° 2.15: Posición óptima del sol (21 de junio a las 12:00hrs 0° 360° y azimut, $50,7^{\circ}$..</i>	72
<i>Figura N° 2.16: Posición del sol (21 de junio a las 7:300hrs $60, 5^{\circ}$ y azimut, $13, 2^{\circ}$).....</i>	72
<i>Figura N° 2.17: Posición del sol (21 de junio a las 16:30hrs $299, 5^{\circ}$ y azimut, $13,2^{\circ}$).....</i>	73
<i>Figura N° 2.18: Frecuencia de irradiación solar en matices porcentuales (%).</i>	73
<i>Figura N° 2.19: Asignación de color con respecto a la frecuencia de distribución.</i>	74
<i>Figura N° 2.20: Parámetros de la distancia entre filas de módulos solares.....</i>	75
<i>Figura N° 2.21: Configuración del arreglo FV, en distancias y bordes.</i>	76
<i>Figura N° 2.22: Tipos de células fotovoltaicas de silicio cristalino (c-Si).....</i>	77
<i>Figura N° 2.23: Sección transversal de una célula solar (sc-Si) y (mc-Si).....</i>	78
<i>Figura N° 2.24: Módulos de silicio monocristalino (sc-Si) y policristalino (mc-Si).....</i>	92
<i>Figura N° 2.25: Constitución de los sistemas fotovoltaicos.....</i>	93
<i>Figura N° 2.26: Conexión del diodo de bloqueo con Multi-contact, MC3 y MC4.....</i>	104
<i>Figura N° 2.27: Conexión de diodos de By-Pass en modo adyacente.</i>	105
<i>Figura N° 2.28: Conexión del inversor trifásico SUN 2000-20KTL.</i>	124
<i>Figura N° 2.29: Prueba de conexión y del FDIInv. del inversor SUN 2000-20KTL.</i>	127
<i>Figura N° 2.30. Prueba de parámetros del inversor SUN 2000-20KTL.</i>	127
<i>Figura N° 2.31: Dimensionamiento y opciones de cableado en los SFCR.</i>	146
<i>Figura N° 2.32: Parámetros de medición en tiempo real de los SFCR.....</i>	166
<i>Figura N° 2.33: Diseño en software de un SFCR de 30kW.....</i>	174
<i>Figura N° 2.34: Definición de cargas eléctricas por consumidores individuales.....</i>	190

<i>Figura N° 2.35: Definición de cargas individuales en horarios de funcionamiento.</i>	190
<i>Figura N° 2.36: Medidas de pérdidas en reposo de tipo conectado a la red.</i>	192
<i>Figura N° 2.37: Caja de conexión del generador fotovoltaico CCGFV.</i>	200
<i>Figura N° 2.38: Sistemas de pararrayos de 1 a 1,5m con puesta a tierra.</i>	213
<i>Figura N° 2.39: Instalación de un sistema de pararrayos en una vivienda.</i>	217
<i>Figura N° 2.40: Detalles de la instalación de un sistema de puesta a tierra.</i>	221
<i>Figura N° 2.41: Disposición de un (SFCR), montado en un edificio o residencia.</i>	223
<i>Figura N° 2.42: Planta solar fotovoltaica.</i>	225
<i>Figura N° 2.43: Electrificación rural descentralizada.</i>	225
<i>Figura N° 2.44: Montaje de estructuras de soporte sobre el suelo.</i>	231
<i>Figura N° 2.45: Montaje de estructuras de soporte en tejados y azoteas.</i>	231
<i>Figura N° 2.46: Edición del sistema de montaje.</i>	232
<i>Figura N° 2.47: Edición y configuración de filas de módulos FV.</i>	232
<i>Figura N° 4.1: Mapa de la Región de Puno con zona de ubicación del proyecto.</i>	273
<i>Figura N° 4.2: Ubicación no adecuados para la obtención de la radiación solar.</i>	274
<i>Figura N° 4.3: Ubicación del punto en coord. de Lat. (-15.83211) y Long. (-70.03406).</i>	274
<i>Figura N° 4.4: Generación de datos climáticos de radiación solar de la Ciudad de Puno.</i>	275
<i>Figura N° 4.5: Determinación de la orientación relativa.</i>	280

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

ALCC	: Costo Anual del Ciclo de Vida
AM	: Masa de Aire
AP	: Acondicionador de Potencia
AST	: Tiempo Solar Aparente
ASTM	: Sociedad Americana de Ensayos y Materiales
BIPV-BIPVS	: Sistemas fotovoltaicos Integrados en Edificios
BNE	: Balance Nacional de Electricidad
BOS	: Balance del Sistema
BT	: Baja Tensión
CA-CC	: Corriente Alterna, Corriente Continua
CCGFV	: Caja de Conexiones del Generador Fotovoltáico
CEA	: Condiciones de Ensayo de Aceptación
CER-UNI	: Centro de Energías Renovables y Uso Racional de la Energía
CGP	: Cuadro General de Protección
CRF	: Factor de Recuperación del Capital
CSI	: Inversor de Corriente Actual
CTE	: Código Técnico de Edificación
DCF	: Flujo de Caja Descontado
DER	: Recursos de Energía Distribuida
ECT	: Esquema de Conexión a Tierra
EE_{FV}	: Producción Anual de Energía Esperada
EOL	: Final de la Vida Útil
EOT	: Ecuación del Tiempo
EPS - SEP	: Electric Power System ó Sistemas Electricos de Potencia
ERC- ERNC	: Energías Renovables Convencionales y No Convencionales
ETI	: Espectro Electromagnético Integrado
EUCE	: Costo Unitario Estimado de la Electricidad
FDI	: Factor de Dimensionamiento del Inversor
FF	: Factor de Forma
FI	: Factor de Irradiación
FIT	: Tarifa de Alimentación (Feed In Tariff)
FP	: Factor de potencia
FV	: Fotovoltáico(a)
GEI	: Gases de Efecto Invernadero
GFV	: Generador Fotovoltáico
HF-LF	: Alta Frecuencia, Baja Frecuencia
HSP	: Horas de Sol Pico
IDEA	: Investigación y Desarrollo en Energía <i>Solar</i>
IDAE	: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red
IEC-CEI	: Comisión Electrotécnica Internacional
IEA-PVPS	: Sistemas Fotovoltáicos de la Agencia Internacional de Energía
IEEE	: Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
IP	: Grado de Protección
ISC	: Constante Solar de Irradiación
ISO	: Organización Internacional de Estandarización

IVA	: Impuesto al Valor Agregado
LCA	: Análisis de Ciclo de Vida
LCC	: Costo Total del Ciclo de Vida
LCL	: Filtro
LCOE	: Costo Nivelado de la Electricidad
LGA	: Línea General de Alimentación
MDDOD	: Máxima Profundidad de Descarga Diaria Permitida
MDOD	: Máxima Profundidad de Descarga
MPP	: Punto de Máxima Potencia
MPPT	: Movimiento de Máximo Punto de Potencia
MT	: Media Tensión
NASA	: Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio
NEC	: Código Eléctrico Nacional
NOCT	: Temperatura de Operación Nominal de la Célula
NREL	: Laboratorio Nacional de Energía Renovable
OCDE-OECD	: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OSINERGMIN	: Organismo de la Supervisión de la Inversión en Energía y Minería
OVC	: Cielo Completamente Nublado
O&M	: Operación y Mantenimiento
P&O	: Perturbación y Observación
PCU	: Unidad de Control Primario
PNER	: Plan Nacional de Electrificación Rural
PPM	: Pulsaciones por Minuto
PR	: Performance Ratio
PRS	: Método de Recuperación Simple
PWM	: Modulación por Ancho de Pulsos
RCD	: Dispositivo de Corriente Residual
RD	: Resolución Directoral
REBT	: Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión
SCT	: parcialmente nublado
SENAMHI	: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología
SFCR	: Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red
SFV	: Sistemas Fotovoltaicos
SFVA	: Sistemas Fotovoltaicos Autónomos
SPD	: Dispositivo de Protección Contra Sobretensiones
STC - CEM	: Condiciones Estándar de Medida
THD	: Distorsión Armónica Total
TIR	: Tasa Interna de Retorno
TSI	: Irradiación Solar Total
UNE	: Una Norma Española
VSI	: Inversor de Fuente de Voltaje
VAN	: Valor Actual Neto
CF	: Factor de Capacidad
EoT	: Ecuación del Tiempo
LST	: Hora Solar Local
LSTM	: Longitud del Meridiano del Tiempo Estándar
THD	: Distorsión Armónica Total
TMY	: Año Meteorológico Típico

ÍNDICE DE ANEXOS

- ANEXO A:** COMPOSICIÓN DEL ESPECTRO DE RADIACIÓN SOLAR EN LA CIUDAD DE PUNO
- ANEXO B – 1:** DIAGRAMA DE PROYECCIÓN ESTEREOGRÁFICA
- ANEXO B – 2:** DIAGRAMA DE PROYECCIÓN ESTEREOGRÁFICA
- ANEXO C:** DIAGRAMA DE PROYECCIÓN CILÍNDRICA
- ANEXO D:** DATOS SOLARES DIARIOS TABULADOS
- ANEXO E:** SALDO ANUAL DE ENERGÍA DEL SFCR
- ANEXO F:** CONSUMO ENERGÉTICO ANUAL DEL SFCR
- ANEXO G – 1:** PUESTA EN SERVICIO DEL SFCR DE 1KW – MONOFÁSICO
- ANEXO G – 2:** PUESTA EN SERVICIO DEL SFCR DE 2KW – MONOFÁSICO
- ANEXO G – 3:** PUESTA EN SERVICIO DEL SFCR DE 3KW – MONOFÁSICO
- ANEXO G – 4:** PUESTA EN SERVICIO DEL SFCR DE 5KW - MONOFÁSICO
- ANEXO G – 5:** PUESTA EN SERVICIO DEL SFCR DE 5KW – TRIFÁSICO
- ANEXO G – 6:** PUESTA EN SERVICIO DEL SFCR DE 10KW – TRIFÁSICO
- ANEXO G – 7:** PUESTA EN SERVICIO DEL SFCR DE 15KW – TRIFÁSICO
- ANEXO G – 8:** PUESTA EN SERVICIO DEL SFCR DE 30KW – TRIFÁSICO
- ANEXO H – 1:** SECUENCIA DE PAGOS SIN INTERESES PARA EL TIEMPO DE VIDA DEL SFCR DE 1KW – MONOFÁSICO
- ANEXO H – 2:** SECUENCIA DE PAGOS SIN INTERESES PARA EL TIEMPO DE VIDA DEL SFCR DE 2KW – MONOFÁSICO
- ANEXO H – 3:** SECUENCIA DE PAGOS SIN INTERESES PARA EL TIEMPO DE VIDA DEL SFCR DE 3KW – MONOFÁSICO
- ANEXO H – 4:** SECUENCIA DE PAGOS SIN INTERESES PARA EL TIEMPO DE VIDA DEL SFCR DE 5KW – MONOFÁSICO
- ANEXO H – 5:** SECUENCIA DE PAGOS SIN INTERESES PARA EL TIEMPO DE VIDA DEL SFCR DE 5KW – TRIFÁSICO
- ANEXO H – 6:** SECUENCIA DE PAGOS SIN INTERESES PARA EL TIEMPO DE VIDA DEL SFCR DE 10KW – TRIFÁSICO
- ANEXO H – 7:** SECUENCIA DE PAGOS SIN INTERESES PARA EL TIEMPO DE VIDA DEL SFCR DE 15KW – TRIFÁSICO
- ANEXO H – 8:** SECUENCIA DE PAGOS SIN INTERESES PARA EL TIEMPO DE VIDA DEL SFCR DE 30KW – TRIFÁSICO
- ANEXO I – 1:** PLANO DEL SFCR DE 1KW – MONOFÁSICO
- ANEXO I – 2:** PLANO DEL SFCR DE 2KW – MONOFÁSICO
- ANEXO I – 3:** PLANO DEL SFCR DE 3KW – MONOFÁSICO
- ANEXO I – 4:** PLANO DEL SFCR DE 5KW – MONOFÁSICO
- ANEXO I – 5:** PLANO DEL SFCR DE 5KW – TRIFÁSICO
- ANEXO I – 6:** PLANO DEL SFCR DE 10KW – TRIFÁSICO
- ANEXO I – 7:** PLANO DEL SFCR DE 15KW – TRIFÁSICO
- ANEXO I – 8:** PLANO DEL SFCR DE 30KW – TRIFÁSICO

RESUMEN

La presente tesis realiza una investigación titulada “ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED PÚBLICA EN LA CIUDAD DE PUNO”, constituye un aporte para la EPIME de la UNA-PUNO, y para las áreas de estudio de ramas afines con la aplicación de teorías y principios en energías renovables. Es mediante la investigación teórica y práctica donde se tiene como objetivo optar la descripción de cada uno de los componentes y materiales con la utilización respectiva de cálculos paramétricos de radiación solar con ángulos de orientación e inclinación y los parámetros eléctricos de tensión, intensidad y potencia nominal del generador fotovoltaico con la búsqueda de algoritmos para cada una de sus variables de conversión lo cual nos permitirá monitorear el consumo de un generador fotovoltaico. Así mismo se hace énfasis en la necesidad de optar por una estrategia de 08 sistemas fotovoltaicos conectados a la red pública tanto monofásicos y trifásicos como un medio para alcanzar una evaluación y resultados de estudio sobre estructuras y/o soportes en tejados, azoteas, suelos y los factores de consumo eléctrico económicos del modelo como la previsión de cargas para viviendas y/o residencias propiamente mencionadas. Estos indicadores fueron empleados y comparados para mostrar la relación y diferencia entre distintas formas de desempeño de la instalación y evaluación, puesto que permiten observar la diferencia y el interés de instalar ya que hay formas en tomar decisiones entre una instalación normal monofásica y una trifásica conectadas a la red pública.

PALABRAS CLAVE: energía solar, sistemas fotovoltaicos, conectados a la red.

ABSTRACT

This thesis carries out an investigation titled "STUDY OF PREFACTIBILITY OF THE PHOTOVOLTAIC SYSTEMS CONNECTED TO THE PUBLIC NETWORK IN THE CITY OF PUNO", constitutes a contribution for the EPIME of the UNA-PUNO, and for the study areas of branches related to the application of theories and principles in renewable energies. It is through theoretical and practical research where the objective is to choose the description of each of the components and materials with the respective use of parametric calculations of solar radiation with angles of orientation and inclination and electrical parameters of voltage, current and rated power of the photovoltaic generator with the search of algorithms for each of its conversion variables which will allow us to monitor the consumption of a photovoltaic generator. Likewise, emphasis is placed on the need to opt for a strategy of 08 photovoltaic systems connected to the public network both single phase and three phase as a means to achieve an evaluation and study results on structures and/or supports on roofs, roofs, floors and the economic electric consumption factors of the model such as the forecast of charges for homes and/or residences properly mentioned. These indicators were used and compared to show the relationship and difference between different forms of performance of the installation and evaluation, since they allow observing the difference and the interest to install as there are ways to make decisions between a single-phase and a three-phase normal installation connected to the public network.

KEYWORDS: solar energy, photovoltaic systems, connected to the network.

INTRODUCCIÓN

La investigación comienza a desarrollarse sobre la importancia que se tiene en el área eléctrica renovable no convencional donde se tiene estratos de complejidad y profundidad de acuerdo con el nivel de estudio de ingeniería, ya que se tienen actualmente en muchos lugares del mundo. Se están aplicando programas de instalación conectadas a la red como propuestas al margen y la evolución de los avances tecnológicos renovables. Casi todos los aspectos de la vida moderna dependen de la electricidad como lo demuestra la tecnología desde que los usamos en aparatos domésticos, hasta equipos de entretenimiento y de trabajo han sido restaurados para incluir productos electrónicos.

Para la elaboración del estudio de investigación, se ha partido a base de una evaluación de nivel descriptivo ejecutado bajo la presión de la opinión pública por los problemas e inconvenientes del consumo energético domiciliario y residencial lo que nos resulta una investigación de tipo cuantitativo y es a través de cálculos matemáticos, estadísticos y económicos que busca considerar, la información específica de una realidad que se puede identificar y predecir en el que se sostendrán datos aplicativos partiendo de una medición paramétrica de la energía solar con la complementación y sistematización de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red convencional o secundaria de baja tensión.

Finalmente, la información general recopilada, aportará potencialmente con el mayor valor de estudios por medio de textos, normativas, reglamentos y gráficos demostrativos en 2D y 3D por lo que también se dispondrá el uso del software para determinar aspectos del nivel correlativo de sus variables, como varianzas económicas, resultados que se expondrán y se mostrarán en planos, catálogos de materiales empleados

para la instalación, etc. que permitan obtener conclusiones de mayor peso e importancia en nuestra tesis.

A continuación, se desarrolla el trabajo a partir de los siguientes capítulos:

CAPÍTULO I: Menciona dentro del planteamiento del problema de investigación, la descripción del problema en el uso de las tecnologías renovables, la justificación del problema, así como darle solución y los objetivos de la investigación como representación principal de la tesis de investigación. En las que especifica el por qué y los orígenes del problema en base a los antecedentes existentes sobre el tema para luego ser formulados mediante objetivos específicos.

CAPÍTULO II: Comprende el estudio del marco teórico, los antecedentes de los trabajos realizados a nivel nacional e internacional acerca de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la red - SFCR, con sus respectivas variables, el sustento teórico expone aspectos conceptuales de la calidad de las energías renovables, así como el principio de la energía solar, elección de componentes del sistema fotovoltaico y la rentabilidad económica como resultados de la revisión literaria para dar soluciones de aplicación.

CAPÍTULO III: Comprende la metodología empleada en la elaboración del proyecto desde el marco metodológico, como la aplicación del método y diseño de la investigación donde describe acerca de la tipología y nivel de investigación partiendo desde la recolección de datos y diversas variables.

CAPÍTULO IV: Finalmente comprende los análisis e interpretación de resultados y la discusión respectiva de la operación que se logró obtener desde los primeros capítulos anteriores para la realización operacional de los SFCR desde los anexos respectivos.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En la Región PUNO no se tiene previo conocimiento acerca de su potencialidad energética, en especial de aquellas fuentes no tradicionales, como son las energías renovables, la energía solar, eólica, geotérmica, la biomasa y actualmente no se cuenta con energía eléctrica de uso renovable afiliado a la empresa eléctrica. La falta de energía dentro de la región incide de manera negativa en las condiciones de calidad de vida de los habitantes e igualmente dificulta el desarrollo de actividades y labores domésticas. En el 2015 en el Perú, cerca del 65% de la población total tiene beneficio con la capacidad instalada en el mercado eléctrico y aproximadamente el 27% son sectores de zonas rurales aisladas que carecen de servicio de electricidad. Frente a esta dura realidad se presenta la oportunidad de usar fuentes de energías alternativas fuera y/o conectadas a las redes eléctricas tradicionales. Las fuentes de energía que son menos costosas de producir y que no generan impactos negativos con el medio ambiente y en la economía del usuario. Haciendo la consulta de las estadísticas del (MINEM, ANUARIO DE ESTADÍSTICA AMBIENTALES – INEI y la PNUD), desgraciadamente se ven resultados que no prevalecen y no se da mucha prioridad al uso de tecnologías alternativas ya que en el Perú a pesar de que se dispone de fuentes de energía suficientes que puedan abastecer a toda la comunidad nacional y donde se pueda vivir con energías limpias renovables no lo sabemos aprovechar. Y si alguna vez tengamos la crisis energética es solamente por ignorancias e indecisiones del sector energético y el gobierno central.

1.1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.1.1.1 Problema General

- ¿Qué impacto se tendrá la energía SFCR interconectado al suministro de energía eléctrica convencional para reducir los costes de consumo en la ciudad de Puno?

1.1.1.2 Problemas Específicos

- ¿Cómo se puede evaluar la situación actual de la ubicación y el ámbito climático para el desarrollo de la instalación del SFCR en la ciudad de Puno?
- ¿Cómo se plantea la factibilidad de una instalación del SFCR adecuado con la organización detallada de cada uno de los componentes fotovoltaicos?
- ¿Cómo se puede evaluar el balance energético del SFCR con la red eléctrica?
- ¿Cómo se plantea la factibilidad económica del diseño de los SFCR en poder reducir los costes con la energía convencional?

1.2 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

La presente tesis justifica los parámetros adicionales de la tecnologías renovables integrados a una empresa distribuidora donde se han incrementado últimamente en varios países por la sencilla razón de la baja estabilidad de la energía eléctrica, los déficit y los cobros excesivos de parte de la empresa de suministro efectuando un nuevo problema donde existe la necesidad de demostrar la relación entre la energía eléctrica convencional con la energía renovable y una opción más en la recuperación del capital inicial a largo plazo lo que es una prioridad de reducir las tarifas de medición en el consumo de energía eléctrica. Dicha justificación permitirá aportar y profundizar los conocimientos fundamentales teóricos sobre los procesos de la interconexión fotovoltaica a la red pública por lo que cada ciudadano o usuario no se sienten seguros y no están bien informados

acerca de la ventaja incorporada y cada vez es más problemático a medida que disminuyen las reservas convencionales de combustibles fósiles y el peligro de un cambio climático. También es la necesidad urgente de fuentes alternativas de energía sin precedentes y optar con dicha tecnología de la información de competentes fotovoltaicos de adquisición tales como módulos, inversores, cableados, soportes y demás materiales sobre todo en el ámbito actual de gran consideración. Es importante notar que el suministro energético del futuro se basará mucho más que hoy con el tradicional sistema de consumo y aprovechar desde ahora mismo esta oportunidad natural y este pasará progresivamente a que muchas personas puedan generar su propia energía sobre su tejado y/o azotea.

1.3 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN

El objetivo de la tesis es elaborar un estudio de pre factibilidad en la disminución de consumo económico de la electricidad a partir de la instalación fotovoltaica conectada a la red pública en zonas adaptables de energía solar en la ciudad de Puno mediante uso de simulaciones.

1.3.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar la irradiación solar en posición fija con respecto a la orientación e inclinación incidente para cada uno los generadores fotovoltaicos.
- Desarrollar el cálculo en la selección de los componentes de instalación para cada uno de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
- Determinar la energía anual producida y el balance de los sistemas fotovoltaicos tanto en las entradas y salidas.
- Realizar el análisis de una evaluación económica tarifaria del consumo de la energía convencional con la energía renovable desde la base del cálculo.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES NACIONALES

CER-UNI (2016), mencionan que, el proyecto, que arranco en marzo del 2014, ha contado con la financiación de la Agencia Andaluza de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AACID) se ha englobado dentro de las líneas del plan director de la Agencia Española de Cooperación, “Ciencia, tecnología e investigación para el desarrollo humano”. Destaca la reciente puesta en marcha de un SFCR en la UNI en base a módulos de segunda generación de lámina delgada (*Thin Film*), en el futuro laboratorio nacional de energías renovables y la instalación de un eco-cargador fotovoltaico en la UNI-Lima para la promoción de la tecnología diseñado e implementado por estudiantes y personal docente propio de la UNI, con apoyo personal investigador de la UJA.

SENATI (2016), realizaron la instalación de un “*Centro Tecnológico Solar Fotovoltaico*”, con dos plantas solares en su sede central del distrito de Independencia. Con sistemas fotovoltaicos de 95 Wp, 265 Wp monocristalinas, de 310 Wp policristalinas y 90Wp con capas amorfas con gran rendimiento y elevada eficiencia. Una de ellas se construyó en la azotea del auditorio principal, la segunda en el estacionamiento vehicular proyectada para instalar alimentadores con energía eléctrica a los vehículos eléctricos del futuro. Expertos alemanes de la empresa (*SUNSET*) estuvieron a cargo de la instalación de los paneles solares de ambas plantas, las que contarán con un sistema híbrido conectado a la red institucional (tipo ongrid) permitiéndole bajar costos en el consumo de energía eléctrica. Su potencia total es de 25 kWp.

YUBA, S.L., (2015), menciona que, uno de sus trabajos aplicativos elaborados por el programa del (*Centro de Energías Renovables y Uso Racional de la Energía en Lima - CER-UNI*), en el año 2013 se instaló un SFCR con la configuración técnica de FVCR3K-UNI-1 que comprende de 3kWp de 15 módulos fotovoltaicos SW215 c/u, que conforman un total de 3,225 Wp, a base de 1° generación (sc-Si) monocristalino y 2° generación (a-Si) amorfo flexible con inversor StekaGrid 3000 de 3kW, cables de conexión Panel-FV tablero de comando CTIC y estructuras metálicas de soporte, conectado a la red eléctrica de la UNI, a través de un programa de cómputo que son instalados a un servidor monitoreados desde el laboratorio de Ingeniería Física. Donde forma parte del proyecto *EMERGIENDO CON EL SOL*, que se realiza dentro de un convenio de cooperación sobre transferencia tecnológica en energía FV, con el grupo de (*Investigación y Desarrollo en Energía Solar - IDEA*) de la *Universidad de Jaen UJA-España*.

Tinajeros, Portugal, Palo, & Morante (2015), presentaron resultados obtenidos en el “*XXII Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente (XXII-SPES)*”, realizado en la ciudad de Arequipa en el 2015, la evaluación del desempeño de un SFCR con la configuración técnica FVCR3K-UNSAA que comprende de 3.3kW, de 12 módulos fotovoltaicos marca SOLARWORLD, modelo SW275 Wp monocristalinas c/u, con inversor marca Steca modelo Colcept-x 3010x, 3kW, con tensión de entrada 270 Voltios en CC y tensión de salida 230 V en CA de IP65, con una estructura metálica sobre el techo del edificio de la Escuela Profesional de Física de la Universidad Nacional de San Agustín con el apoyo de la Universidad de Jaén, a través del grupo de investigación y (*Investigación y Desarrollo en Energía Solar – IDEA*), (*CER-UNI*) y la (*Agencia Andalucía de Cooperación Internacional para el Desarrollo – AACID*). Dicho Sistema fue monitoreado de diciembre del 2014 a octubre del 2015.

Polo & Coaquira (2016), realizaron el trabajo de investigación experimental en el “*XXIII Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente (XXIII-SPES)*” bajo el convenio de cooperación académica entre la “*Universidad de Jaén – UJA España, Universidad Nacional de Ingeniería y la Universidad Nacional Jorge Basadre Grohmann*”, en el marco específico del proyecto de investigación (*EMERGIENDO CON EL SOL*), que consiste en generar y monitorear la energía eléctrica con la energía del sol, a través de un SFCR de 3,3kW de 12 módulos fotovoltaicos marca SOLARWORLD, monocristalinos modelo SW275 de 275 Wp (c/u) con un inversor de conexión a red marca Steca, modelo Colcept-x 3010x, 3kW, con tensión de entrada de 270-500Vcc, con tensión de salida 230Vac -60Hz, IP65, con potencia instalado en el ambiente del (*Centro de Energías Renovables de la Facultad de Ciencias CERT-FACI*), de la ciudad *Universitaria de la UNJBG*, cuyo funcionamiento se viene evaluando íntegramente bajo las condiciones meteorológicas ambientales de la ciudad de Tacna.

2.2 ANTECEDENTES INTERNACIONALES

IEA PVPS, (2002), publicó los resultados, en Alemania entre 1999 y 2003, y fue llevado a cabo un programa de 100000 tejados solares, que entró en vigencia donde se instalaron cerca de 300 MW a finales del 2003, con una tarifa de (0,46-0,48euros/Kwh) para los SFCR, lo que inicialmente el EEG comenzó con (0,51 EUR/Kwh). Según el último reporte anual de la (IEA PVPS, 2015), las energías renovables han alcanzado un 32,5% de la electricidad en el 2015. Esto ya está cerca del primer objetivo para alcanzar el 35% en el 2020 y el objetivo a largo plazo es de 80% en el 2050. Es una capacidad de 1,5GW de energía FV, instalado recientemente en Alemania en el 2015. Esto resulta en una capacidad total instalada de 39,7 GW conectados a la red eléctrica y aumentaron un 6% en comparación al año anterior.

IEA PVPS, (2002), publicó el crecimiento de la capacidad instalada en Australia alcanzó alrededor del 57% en el 2002, frente al 75% a mediados de la década de 1990. Las instalaciones SFCR se han mantenido constante en 1% de 5 a 6 años. El programa nacional de apoyo al BIPV en el año 2000 empezó con la instalación de 148kW en un centro comercial y residencial desarrollado en Sydney. Según, (Green *et al.*, 2007), en los juegos Olímpicos de Sydney 2000 cerca de la villa olímpica se instalaron cerca de 70kW distribuidos para sistemas de bombeo e iluminación. Fue un escaparate para los juegos olímpicos y parte de un suburbio sostenible en el centro de la ciudad, ejemplificando enfoques innovadores de los principios de energía y desarrollo sostenible. Para, (Warwick & Egan 2015), publicado en la IEA, a partir del 2015 hubo un crecimiento modesto en los SFCR comerciales de 10 a 100 kW a diferencia del 2014 alcanzando un hito de 5GW de capacidad instalada y la mayoría de las instalaciones aprovecharon los incentivos de los mecanismos del gobierno australiano como la (*Renewable Energy Target - RET*) proporcionados por subvenciones y asistencia financiera de la (*Australian Renewable Energy Agency – ARENA*) y de la (*Clean Energy Finance Corporation - CEFC*) y de una variedad de programas con apoyos estatales y territoriales.

Green *et al.*, (2007), indica que, durante los años (1970 y 1980), el Departamento de Energía de EE.UU., puso en marcha una investigación pionera en el desarrollo fotovoltaico, en diferentes regiones, (*en 30 viviendas y edificios comerciales*), para evaluar los impactos sobre la red de distribución. El reporte de (Vigotti, 1994), se describe una casa de *Brokline-Massachusetts* del año (1984) con un SFCR de 4,2kW donde fue apoyado únicamente por la empresa local de servicios públicos. El reporte, (IEA PVPS, 2000), menciona, la “*Hoja de ruta - Roadmap*” que empezó en diciembre del 2000 unificando la visión y los objetivos a largo plazo en (2000-2020). El programa (*The National Photovoltaics Program Plan PV 5-Year 2000- 2004*), con la investigación de

los laboratorios “*Sandia National Laboratories*” ayudó a guiar las actividades FV, en adición de las tejas solares de 1 millón de dólares promoviendo la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y otros.

IEA-PVPS (2000), publica un informe del gobierno español desarrollado en el año 1991-2000 cuyo principal objetivo fue aumentar la potencia instalada en 2.5MW. Estas cifras han sido fácilmente superadas y la energía FV, fue incrementada en 5MW, desde el inicio del programa. Se instaló una planta de 40KW, conectada a la red en Madrid en los jardines del palacio de La Moncloa que es residencia oficial del presidente español. Ese mismo año ATERSA ha realizado la instalación de un SFCR de 17kW en el edificio de Cádiz con el objetivo de un autoabastecimiento de algunas redes internas del edificio. Según, IEA PVPS, (2015) publica un reporte de actualidad existen excepciones significativas en la actividad de la fabricación, un ejemplo de esto son los componentes de la empresa ONYX SOLAR que continúa ampliando su actividad en nuevos diseños para los BIPV como lo es en la industria de módulos ATERSA y el inversor INGETEAM parecen estar de lado en el mercado fotovoltaico.

IEA-PVPS (2000), publica un informe de los programas apoyados por el gobierno de Japón se inició en 1974, para la aplicación fotovoltaica generalizada. Donde se ha puesto en conexión con los sistemas de utilidad, en tejados residenciales, aprovechando el alto nivel de conexión a la red y minimizar el uso de la tierra. El programa residencial en 1994 “techos solares” ha sido una fuerza impulsora importante, con 150000 aprobaciones para el marzo del 2004 para los sistemas de tejados residenciales subvencionados, con tamaño medio de 3,7 kWp. Durante la vida útil del programa, el descuento ha sido progresivamente disminuido del 50% en 1994 al 12% en 2002, donde se instaló un total de 420 MWp de SFV.

2.3 SUSTENTO TEÓRICO

2.3.1 LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Según, (Gamio, 2010) describe que, las energías renovables son las que se obtiene a través de fuentes naturales inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen, y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Las energías renovables son la mejor opción para dejar de usar el petróleo, un recurso contaminante, cada vez más limitado, caro y agotable, cuyo empleo en mayor o menor grado originan los (GEI) que contribuyen a acelerar el cambio climático en el planeta. Asimismo, (Gonzales, 2009, pág. 46) menciona que, *“las denominadas energías renovables pueden resolver, al menos parcialmente, las dificultades de abastecimiento que al parecer se presentarán inevitablemente en un futuro no tan lejano”*.

Solucionarán muchos de los problemas ambientales, como el cambio climático, los residuos radiactivos, las lluvias ácidas y la contaminación atmosférica, pero para ello hace falta la voluntad política y dinero. Las energías renovables actualmente suministran un 20% del consumo mundial, incluyendo la tradicional biomasa, la gran energía hidráulica y las nuevas energías renovables (*la biomasa, pequeñas hidráulicas, eólicas, solar geotérmica y biocombustibles*). (Santamarta, 2004).

En un informe de la, (Minetur 2013), señala a este grupo de recursos renovables, tres tecnologías de utilización, fotovoltaica, termoeléctrica y térmica, que presentan diferentes evoluciones y paradigmas. (pág.192). Según (Deambi, 2016), desarrolla la energía solar, eólica, hidroeléctrica pequeña (micro y mini hidroeléctricas incluidas) y fuentes de biomasa en uso individualmente o agrupados en combinaciones híbridas adecuadas, tales como *PV-Eólica o PV-Biomasa* y son conocidos como sistemas híbridos. (pág.37).

2.3.2 GESTIÓN AMBIENTAL DE LOS SFCR

Según las certificaciones *UNE-EN ISO 14001*¹, *ISO 9001*² implementan un conjunto de técnicas de gestión ambiental de una manera sistemática, y se basa en la metodología conocida como (*planificar-hacer-verificar-actuar - PHVA*) se puede aplicar a todos los procesos y cumplir con los requisitos que la organización suscriba.

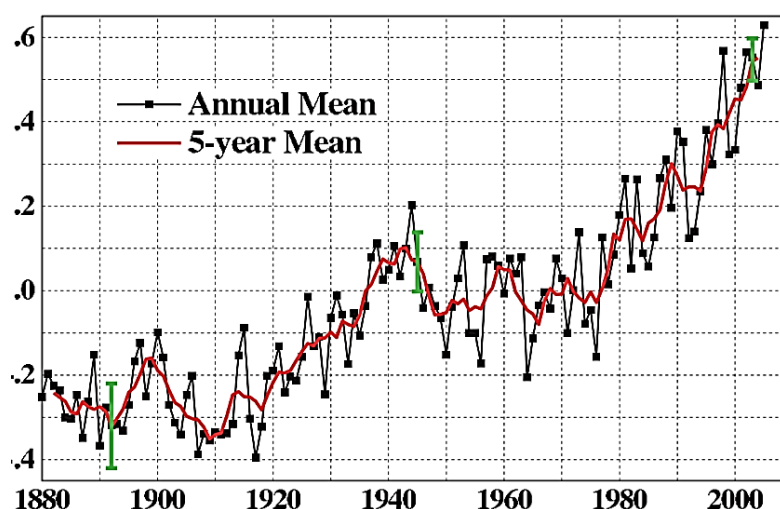
2.3.2.1 Los gases de efecto invernadero (GEI)

Watts (2013), señala que, el término “*Gases de Efecto Invernadero GEI*” es un proceso natural introducido por meteorólogos a principios del siglo XIX, por *Fourier* en (1827) y es corroborada por las observaciones realizadas en el año (1860). (pág.54). Según, (Gonzales, 2009), son mediciones llevadas a cabo en las últimas décadas con un incremento de la temperatura media global de la atmósfera, al que se la denomina “*calentamiento global*”. Para (Bostan *et al.*, 2013), señala que, la atmósfera de la tierra contiene varios (*GEI*), como el dióxido de carbono CO_2 , metano CH_4 , óxido nitroso N_2O y vapores de agua H_2O en su mayoría son transparentes al sol, por la longitud de onda. Una propiedad común reside en la *absorción-emisión* por parte de sus moléculas de radiación en la banda infrarroja emitida desde la atmósfera y las nubes de la Tierra (...). En otras palabras, cumple el mismo papel que el techo de un invernadero (...).

En la Región Puno la superficie presenta concentraciones de 4 y 10 mg/L, con un promedio de 6,88mg/L aproximadamente en un 8% de CO_2 y CO. La electricidad solar podría ayudar a reducir hasta 1.600 millones de toneladas de emisiones de CO_2 para el 2030, equivalente a las emisiones de 450 centrales térmicas de carbón", ha declarado “*Sven Teske*”, experto energético de Greenpeace Internacional. (GREENPEACE, 2008).

¹ UNE-EN ISO 14001:2015. Certificación de la norma de sistemas de gestión ambiental.

² ISO 9001:2015. Sistemas de gestión de calidad.

Gráfico N° 2.1: Anomalías globales de temperatura en la superficie de la tierra.

Fuente: (Hansen et al., 2006, pág. 02).

2.3.2.2 Principales fuentes de emisión de GEI en el Perú

Según, (Gamio, 2010, pág. 13) señala que, del 100% de las emisiones de GEI en el Perú según el último inventario nacional en el año 2000 es a causa del sector energético generadas por actividades eléctricas e hidrocarburos con un 12% provenientes del consumo de energía correspondientes a 3,083 G/g de CO_2 . Solo en el Perú de acuerdo a las cifras de (*Balance Nacional de Energía- BNE*), se libera alrededor de 2,550Ton/hora de CO_2 , por el consumo de energía de combustibles fósiles.

Los autores, (Di Piazza & Vitale 2013); (Green *et al.*, 2007), menciona, (...), que, la tierra tiene una temperatura media de 300 °K, por lo que puede irradiar en longitud de onda larga. Debe tenerse en cuenta que, sin un ambiente adecuado la temperatura de la Tierra caería aproximadamente a 255°K, que corresponde a $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$. Con la atmósfera, en estado natural es de 270 o 0,0270% (*pulsaciones por minuto – PPM*) de CO_2 , con variaciones día y noche y mantiene la temperatura media de 300°K. Como consecuencia, la temperatura de la Tierra se eleva y este fenómeno es conocido como, el calentamiento global o efecto invernadero.

Se tiene las emisiones del CO_2 en la producción y fabricación de módulos FV.

- Para los módulos de *Silicio Monocristalino (sc-Si)* es de 45g/kWh.
- Para los módulos de *Silicio Policristalino (m-Si)* es de 37g/kWh.
- Para los módulos de capa fina *Thin-Film* es de 12-19G/kWh.

El principal objetivo de la (UE), es cumplir en el año 2020 las cifras 20-20-20, que significan:

- Reducción de un 20% de los GEI con respecto a 1990.
- Alcanzar el 20% en energía renovable.
- Rebajar el consumo energético en un 20%.

Según, (IDAE, 1999) afirma que, la creciente preocupación por las consecuencias ambientales sociales de los 06 gases o grupos de GEI contemplados en el protocolo de Kyoto, el CO_2 representa por si solo las $\frac{3}{4}$ partes del total y más del 90% de origen energético. Por tanto, la única forma actual de limitar las emisiones de CO_2 es a través de la modificación de sus estructuras, procesos en comportamientos relacionados con la utilización de la energía.

$$Emis. de contam. (kg/a) = Energ. Sumin. red E_{FUN,\tau} (kWh) \times Fact. GEI (g/kWh) \tag{2.1}$$

$$Emis. de contam. (kg/a) = Energ. Prod. E_{A,\tau} \left(\frac{kWh}{año}\right) \times Fact. GEI (g/kWh) \tag{2.2}$$

Tabla N° 2.1: Emisiones GEI evitadas por el uso del SFCR y la red convencional.

Emisiones GEI de contaminantes por (kWh) de la energía de la red suministrada a los consumidores					
CO_2 (g/kWh)	CO (mg/kWh)	NO_x (mg/kWh)	SO_2 (mg/kWh)	CH (mg/kWh)	PARTÍCULAS (mg/kWh)
614,00	486,00	504,00	473,00	267,00	55,00
Emisiones GEI de contaminantes por (kWh) evitadas por energía inyectada en la red					
CO_2 (g/kWh)	CO (mg/kWh)	NO_x (mg/kWh)	SO_2 (mg/kWh)	CH (mg/kWh)	PARTÍCULAS (mg/kWh)
886,00	513,00	392,00	435,00	315,00	55,00

Fuente: (PV*SOL Expert 6.0 (R8), 2016).

2.3.3 LA ENERGÍA SOLAR

Según, (OSINERGMIN, 2013), es una de las fuentes energéticas que aporta a la tierra anualmente equivalente a miles de veces la cantidad que se consume en toda la humanidad. Según, (Harper, 2010); (Jager, 1981); (Moselle, Padilla, & Schmalensee, 2010); (EOI, 2008), es aprovechada en mayor o menor medida por el hombre a lo largo de su historia, en forma directa mediante aplicaciones de calefacción de agua, calentamiento, fotosíntesis, viviendas bioclimáticas, iluminación y para generar electricidad se trata de proyectos pasivos, donde es importante la orientación.

Bradford (2006), menciona que, los observadores de la industria energética consideran a la energía solar una teoría elegante pero la solución realista e inminente entre la energía mundial con la oferta y demanda en donde todo el mundo está de acuerdo en tener la energía limpia (...), ya sean con las consideraciones ideales, tales como el costo relativo y la magnitud de la infraestructura actual de la energía (...), para el beneficio en los años venideros (...). (pág.90).

Según, (Bubbenzer & Luther, 2003), (Mohammad, 2013); (Bhatia, 2014), consideran que, la motivación para el desarrollo de la energía FV, surgieron paso a paso; la primera fase se caracterizó por el precio extremadamente alto de las células solares, la segunda fase con la crisis energética de los años setenta, en la tercera fase se desarrolló la nueva tecnología con ventajas y desventajas que se tiene en el uso de la energía solar FV.

- a) *Ventajas:* La energía solar es ilimitada y disponible a nivel global, libre de contaminación por carbono durante su uso. Las instalaciones FV pueden funcionar durante años con poco mantenimiento, después de su puesta en marcha inicial.
- b) *Desventajas:* Los SFV, es de alto costo inicial de los paneles solares no son baratos, aunque la materia prima, (Si) sea muy abundante, y además están construidas con

materiales frágiles y sensibles (semiconductores, cristal, etc.). La electricidad solar no se produce por la noche y esto reduce considerablemente como también las condiciones nubladas lo cual requieren fuentes alternativas de poder.

2.3.4 EL USO PASIVO Y ACTIVO DEL SOL PARA LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

“Los sistemas de energía solar pasiva y activa utilizan las fuerzas naturales, no mecánicas, y la brisa para acondicionar los hogares con un poco de ventilación en el uso de aparatos eléctricos”. (Thumann & Mehta, 2008, pág. 345). Asimismo, (Eicker, 2003), afirma que, *“esta forma de la transferencia de energía se lleva a cabo exclusivamente por conducción térmica, e irradiación solar. Esta es absorbida sin pérdidas directamente por la envolvente en el edificio”.*

Según, (Harper 2010), menciona que, se requiere un examen de dos métodos claves de aprovechamiento:

- a) *Los sistemas solares pasivos:* Se basan en la orientación del sol especialmente para aplicaciones de calefacción, *(el sol no se mueve, es la rotación de la tierra la que determina su salida y su puesta)*. Y proporciona espacio de calefacción para toda clase de construcciones, desde habitaciones, edificios, escuelas, aeropuertos, etc.
- b) *Los sistemas solares activos:* Se apoyan en equipos de sensores, dentro de estos se encuentran soportes de sistemas de seguimiento solar de uno y dos ejes que emplean elementos de movimiento del sol que favorezca el incremento de la captación solar.

2.3.5 LAS PROPIEDADES Y LA CONVERSIÓN DE LA LUZ SOLAR

Según, (Deambi 2016), menciona que, *“la luz del sol es abundante en todo el mundo. capaz de encender hogares, cargar baterías, en sistemas de bombeo de agua e incluso producir energía.* (pág.37).

Según, (Di Piazza & Vitale, 2013), indica que:

La conversión de la energía procedente del sol, implica el estudio de la interacción de las ondas electromagnéticas con la materia. Este mecanismo se puede entender a partir del efecto fotoeléctrico en el cual los electrones son emitidos desde un material cuando se expone a la radiación electromagnética. Este efecto fue observado por primera vez por Heinrich Hertz en (1887) y desde hace varios años era aparentemente el contraste con la teoría de las ondas mientras que, James Clark Maxwell de acuerdo con la teoría, la energía de los electrones sería proporcional a la intensidad de la radiación. (pág.19).

2.3.5.1 La distancia del sol y la tierra

Asimismo, (Sanchez, 2010), desde la órbita elíptica, la distancia *Tierra-Sol* varía durante un año, siendo la variación $\pm 1,7\%$ de la media. Por lo tanto, la radiación extraterrestre \bar{H}_0 , también varía según la ley del cuadrado inverso de la siguiente manera:

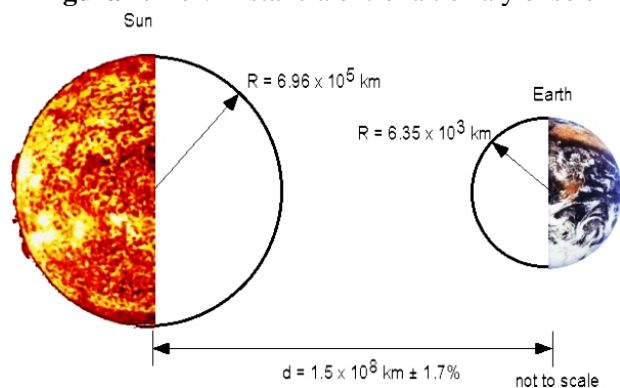
$$\bar{H}_0 = G_{CS} \left(\frac{D_0}{D} \right)^2 \quad (2.3)$$

Donde:

D , es la distancia entre la tierra y el sol.

D_0 , es la distancia anual media Tierra-Sol ($1.496 \times 1.011m$).

Figura N° 2.1: Distancia entre la tierra y el sol.



Fuente: (Honsberg & Bowden 2014).

Según, (Kreith, 2014), el valor $\left(\frac{D_0}{D}\right)^2$, se puede aproximar a:

$$\rho^2 = \left(\frac{D_0}{D}\right)^2 = (1.00011 + 0.034221\cos(\Gamma) + 0.00128 \operatorname{sen}(\Gamma) + 0.000719\cos(2\Gamma) + 0.000077 \operatorname{sen}(2\Gamma))^{-1} \quad (2.4)$$

$$\Gamma = \frac{360(d_n - 1)}{365^\circ} \quad (2.5)$$

$$\text{de la ecuación (2.4) se obtiene } \rho^2 = \left(\frac{D_0}{D}\right)^2 = [\varepsilon_0]^{-1} \quad (2.6)$$

Donde:

Γ , es igual a $\frac{2\pi(n-1)}{365}$, esta expresión tiene un error máximo de $6 \times 10^{-4} \text{ rad}$ ($3'$ de arco) al compararla con datos del almanaque náutico.

d_n , Corresponde al número del día juliano ($1 \leq d_n \leq 365$).

2.3.5.2 La masa de aire (AM)

De acuerdo con, (Segura & Palacios Chacón, 2014); (Honsberg & Bowden, 2014), mencionan que, la masa de aire “AM”, está definida como la relación entre la distancia del recorrido directo del rayo del sol y la distancia cuando el sol está directamente por encima (*Zenit*) y cabe destacar que la curvatura de la distancia del recorrido por la refracción de la luz asume que es depreciable en este modelo. Varía continuamente debido principalmente a la trayectoria longitudinal a través de la atmósfera.

La certificación, *ASTM G173 – 03*³ y la (*Certificación Internacional ISO 9845-1, (1992)*)⁴, establece las tablas estándar de referencia solares espectrales: irradiancias directa normal y hemisférica en un plano inclinado de 37° superficiales para su uso en aplicaciones terrestres, está estrechamente vinculado con el espectro emitido por un cuerpo negro a $5778 \text{ }^\circ\text{K}$.

$$AM_x = \frac{1}{\operatorname{sen}\gamma_s} = \frac{1}{\operatorname{sen}\theta_{zs}} \quad (2.7)$$

³ ASTM G173-03. Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances.

⁴ ISO 9845-1:1992. Solar energy – Reference solar spectral irradiance at the ground at different receiving conditions Part 1: Direct normal and hemispherical. Solar irradiance for air mass 1,5.

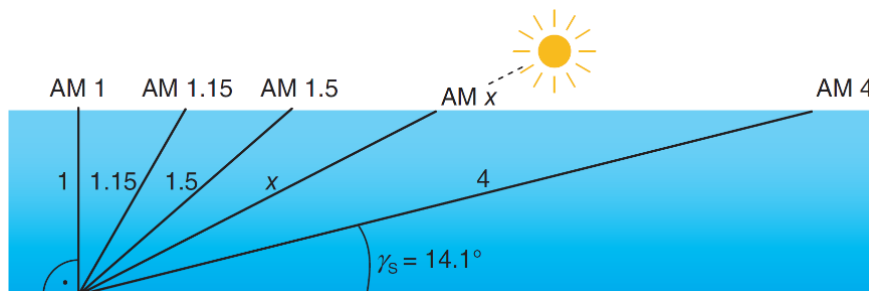
Donde:

γ_s , ángulo de elevación solar (grados).

θ_{zs} , ángulo o distancia cenit.

AM_x , el número x representa la distancia masa de aire.

Figura N° 2.2: Determinación de la masa de aire (AM) para diferentes ángulos Zenit.



Fuente: (Konrad Mertens, 2014).

La normativa, *IEC 60904-3*⁵, *IEC 61853-1-2*⁶, define los fundamentos de medida característica de los ensayos con luz natural de distribución espectral. Asimismo, (Zobaa & Bansal, 2011), refiere que, el espectro de la luz solar que alcanza la superficie de la tierra se ve afectada por la atmósfera y varía según las condiciones del lugar y la hora del día. Las industrias fotovoltaicas aceptan un espectro estándar para la prueba y la clasificación de dispositivos fotovoltaicos. (pág. 192).

- a) *El modelo estándar AM0:* Se refiere a "la masa de aire cero" que está fuera de la atmósfera definido por la normalización *ASTM E490*⁷. Este espectro se utiliza para predecir el rendimiento esperado de las células solares dentro del espacio. Y establece una potencia de $1.366,1 \text{ W/m}^2$.
- b) *El modelo estándar AM1:* Es la atenuación de la energía solar" causada en la atmósfera y proyectada perpendicularmente a la superficie de la Tierra.

⁵ IEC 60904-3:1994 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (FV) de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia (Versión oficial IEC EN 60904-3:1993).

⁶ IEC 61853-1-2: Part 1. Irradiance and performance measurements and power rating. Part 2. Spectral responsivity, incidence angle and module operating temperature measurements.

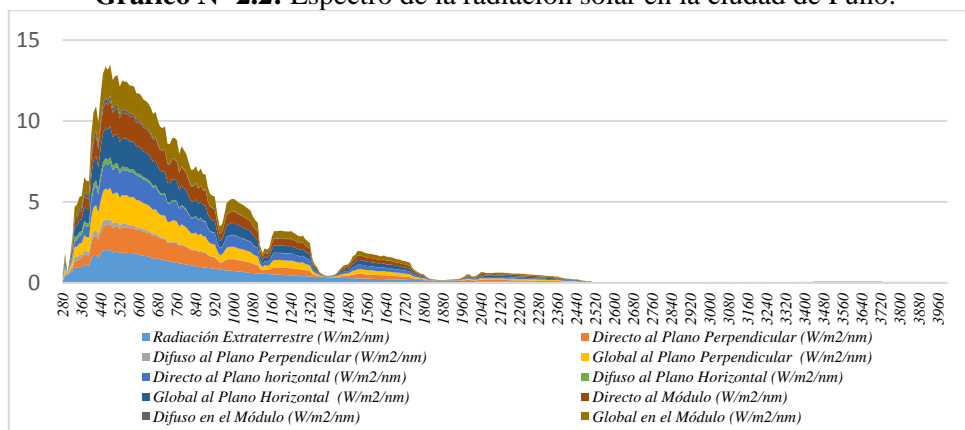
⁷ ASTM E490. Standard Solar Constant and Zero Air Mass Solar Spectral Irradiance Tables.

- c) *El modelo estándar AM1.5*: Es el espectro está definido por la *ASTM G173-03* para las condiciones atmosféricas de aire libre en una superficie orientada hacia el norte o sur con una inclinación de $25^\circ - 37^\circ$ (i.e., *la latitud media*) y la horizontal es adoptada por la (*IEC*), que interpreta a una irradiación global, directa y difusa de la luz solar incidente sobre una superficie plana directa al sol.

2.3.6 LA DISTRIBUCIÓN ESPECTRAL DE LA RADIACIÓN SOLAR

Mc. Veigh (1983), indica que: “*La distribución espectral de la radiación solar se altera a medida que pasa a través de la atmósfera por absorción y dispersión*”. (pág.14). Según, (Espinoza & Horn, 1992), mencionan que, la radiación solar en el Perú, abarca un espectro continuo en el rango de longitud de onda entre $(0,3 - 3,0\mu\text{m})$, aproximadamente la mitad corresponde al *IR* en un 40% al visible $(0,4 - 0,7\mu\text{m})$ y 10% al *UV* $(0,4 \mu\text{m})$. Con buena aproximación, esta radiación corresponde a la emitida por un cuerpo negro, es decir, un cuerpo que absorbe toda la radiación incide sobre él a la temperatura de (6000°C) . (pág.13). Para, (AGGA, 2012), (CIRA, 2006 - 2007) y (Eicker, 2001), el sol emite la radiación del espectro electromagnético, hasta las ondas de radio. El ultravioleta (*UV* $290\text{nm}-380\text{nm}$), la radiación visible (*VIS* $380\text{nm}-780\text{nm}$) y la infrarroja (*IR* $780\text{nm}-2500\text{nm}$).

Gráfico N° 2.2: Espectro de la radiación solar en la ciudad de Puno.



Fuente: (PVLIGHTHOUSE, 2017).

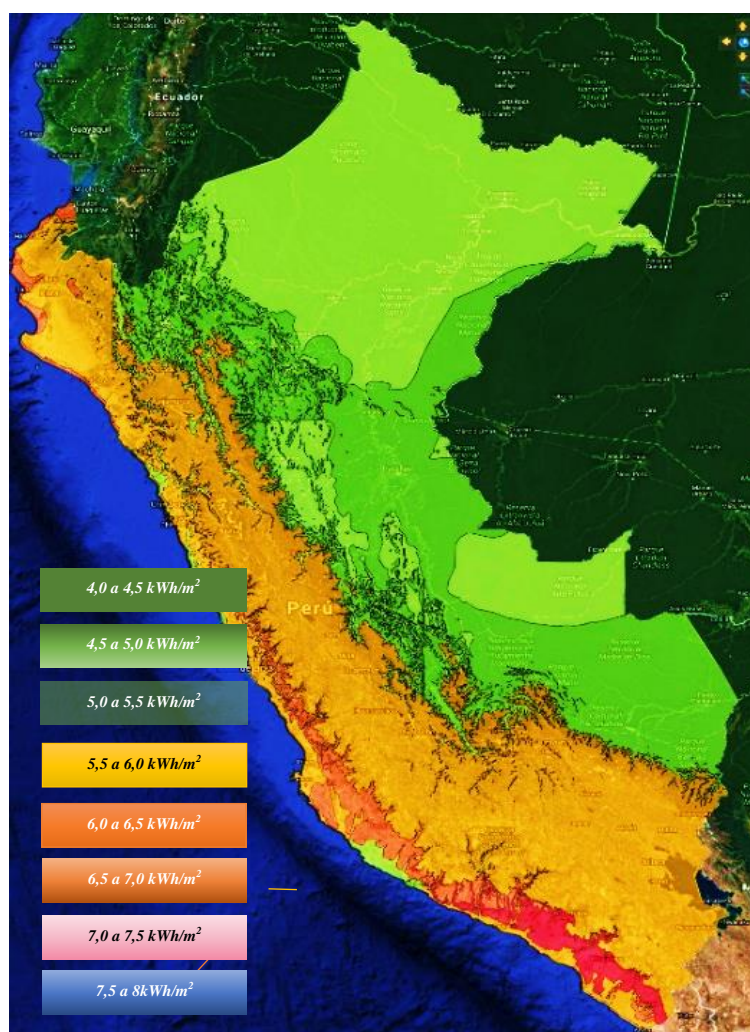
Según, la normativa *UNE-EN 60904-3*, las distribuciones espectrales como referencia la irradiación es de $1000W/m^2$, a $AM1,5$ sobre un plano inclinado a 23° , con una reflectancia del albedo es de $0,2$ se tienen las siguientes condiciones meteorológicas atmosféricas.

- *Presión atmosférica*: Es de 1013,25 Pa.
- *Turbidez*: $0,084\mu m$.
- *Vapor de agua*: 1,4164.
- *Contenido de Ozono*: 0,3438.
- *Albedo*: 0,1.

2.3.6.1 La radiación y la distribución espectral solar en el Perú

Según, (IRENA, 2014); (SENAMHI, 2003); (Morante, Zilles, Espinoza, & Horn, 2005), considera que, el Perú presenta un elevado potencial solar debido a su baja nubosidad y a su ubicación ecuatorial. Analizando el “*Atlas de Energia Solar en el Perú*”

- a) *La costa*: Presentan mayores índices de radiación solar con medias anuales superiores a $5,5 kWh/m^2/día$, pudiendo alcanzar valores entre $6,5$ y $7,5 kWh/m^2/día$.
- b) *La sierra*: Es de aproximadamente $5,0$ y $7,0 kWh/m^2/día$ sobre los 2500 y 5000 msnm. precisa que, en Puno el área del Lago Titicaca en promedio anual la irradiación solar sobre la superficie horizontal es de $6,0 kWh/m^2/día$. La irradiación mínima ocurre en el mes de Octubre con $7,2 kWh/m^2/día$.
- c) *La selva*: Indica un potencial un poco menor con radiaciones en el rango de $4,0$ a $5,5 kWh/m^2$.

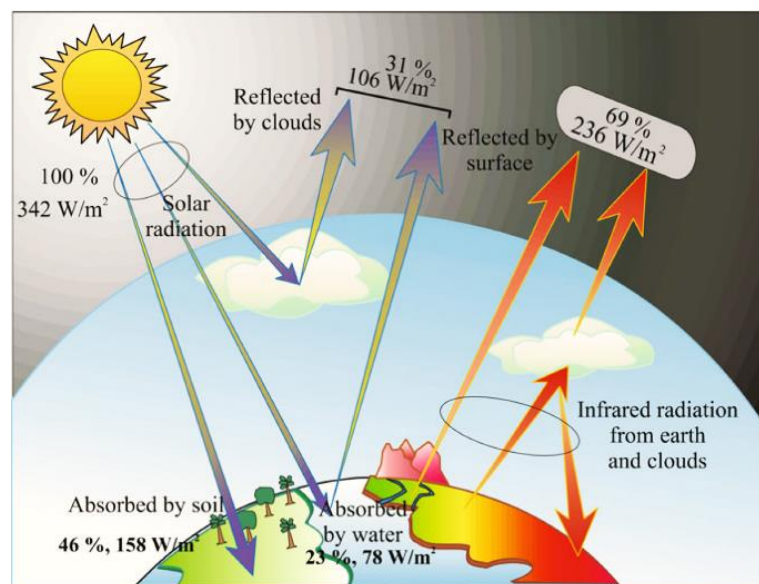
Figura N° 2.3: Mapa de radiación solar en el Perú (kWh/m).


Fuente: (IRENA, 2017).

2.3.7 EFECTOS ATMOSFÉRICOS DE LA RADIACIÓN SOLAR

De acuerdo con, (Bostan *et al.*, 2013) y (Kreith, 2014), cada (m^2) de la cubierta externa de la atmósfera recibe 342 W, de los cuales el 46% se convierte a baja temperatura siendo irradiadas al espacio, y el 23% alimenta el ciclo de evaporación y precipitación de la biósfera, el 31 % ($106 W/m^2$) se dispersa inmediatamente en el espacio, el resto retorna a través de las nubes a la atmósfera y la superficie de la tierra, y el 69% ($236W/m^2$), es absorbida por la atmósfera, el agua y la superficie del océano, en parte por el ambiente y la superficie de la tierra hacia el espacio ofrece la misma cantidad de energía (pág.52).

Figura N° 2.4: Balance simplificado del flujo de energía solar en la superficie atmosférica.



Fuente: Bostan, et al (2013).

Igualmente, (Hu & White 1983), firman que, en un día claro cuando el sol está directamente por encima, el 70% de la energía incidente llega a la superficie atmosférica terrestre con perturbaciones. Solo un 7% menos llega a la tierra de manera isotrópica después de la dispersión de las partículas atmosféricas, el resto es absorbida o dispersada de vuelta al espacio. (pág.20). Para (Watts, 2013) señala que, sin este efecto, la temperatura media de la tierra sería significativamente más frío (*aproximadamente -18°C*), en lugar del presente 15°C.

2.3.7.1 La radiación solar en la superficie de la tierra

La incidencia de la radiación solar recibida en la tierra es muy escasa (*aprox. 3% anual*). Existen algunas ecuaciones mediante las cuales es posible determinar las distancias para cualquier día del año. El valor de la (G_{cs}), es un límite natural de la energía solar disponible en un punto de la superficie de la tierra y este valor está afectado por una incerteza de aproximadamente $\pm 10 W/m^2$ e inferior al 1%.

$$G_{cs} = M \frac{A_s}{A_{se}} = M \left(\frac{r_s}{r_0} \right)^2 = 1367 \frac{W}{m^2} = \frac{4.92MJ \cdot h}{m^2} \quad (2.8)$$

Foster, Ghassemi & Cota (2010), mencionan que, (...), la salida de energía solar variable debe ser referido como la (*Irradiación Solar Total - TSI*), i.e. la radiación por unidad de tiempo, mientras que el promedio a largo plazo se conoce como la (*Constante Solar de Irradiación - ISC*). Se puede definir como la (*Espectro Electromagnético Integrado - ETI*), entrante a una superficie hipotética perpendicular a los rayos del sol situado fuera de la atmósfera a 1U.A. distancia, por unidad de tiempo y por unidad de área. (pág. 34). Según, (Duffie & Beckman 2013), señala que: “*la excentricidad (e) varia de 1,7% = 0,01673 a una distancia astronómica media de la Tierra al Sol (r₀ = 1,495979x10⁸ km = 1U.A.), viene dada por el semieje mayor de la órbita terrestre y se utilizan para denominar 1 U.A. (unidad astronómica)*”. (pág.05). A partir de la transparencia anterior la distancia (r) (sol-tierra) varía entre:

- El valor de 0,083 UA, en el perihelio, aprox. El 3 de enero.
- El valor de 1.017 UA, en el afelio, aprox. El 4 de julio.

2.3.7.2 La radiación solar de tres componentes

Para, (Breitkopf, 2012), la radiación solar es el total de componentes, que a pesar de su origen, son muy diferentes en la forma en que la luz viaja hacia los objetos, por lo tanto deben ser procesados por separado. Según, (Benoit *et al.*, 2012, pág.09), refiere que, cuando el sol es incidente y las condiciones meteorológicas son favorables, el sol llega a su máxima fuerza de $1kW/m^2$. Los módulos solares ayudan a convertir directamente de 10 a 15% de esta energía en electricidad. Según la normativa planteada en la IEC 60904-3:2008, ANEXO A, menciona aspectos de terminología meteorológica.

“*La radiación global incidente sobre una superficie inclinada se puede calcular como suma de la radiación directa, difusa y reflejada (albedo), que inciden sobre la*

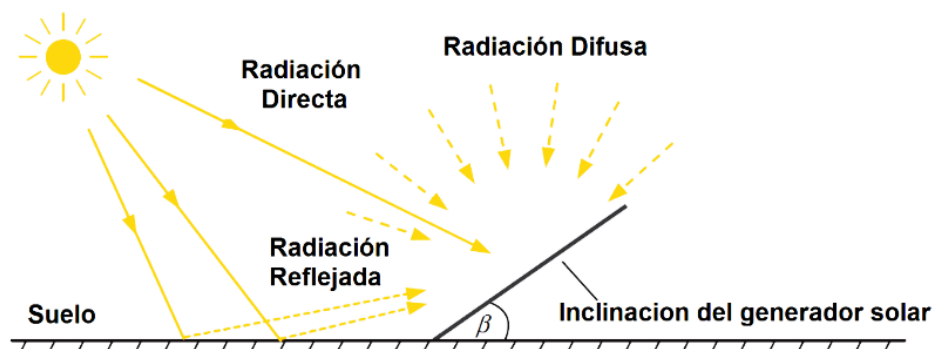
superficie”. (Jager, 1981, pág. 25); (Sanchez, 2010). Según la, (figura 34), cada una de las componentes de la irradiancia directa y reflejada se puede estimar a su vez mediante las siguientes ecuaciones:

$$E_G = E_{Directa_General} + E_{Difusa_General} + E_{Reflectiva} \tag{2.9}$$

$$G(\alpha, \beta) = B(\alpha, \beta) + D(\alpha, \beta) + R(\alpha, \beta) \tag{2.10}$$

$$G(\alpha, \beta) = B(0) \frac{\cos\theta_s}{\cos\theta_{zs}} + D(0)F + G(0)\rho \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \tag{2.11}$$

Figura N° 2.5: La radiación solar se compone de la directa, difusa y reflejada.



Fuente: (Mertens, 2014, pág. 34).

- a) **Radiación directa:** Incide sobre cualquier superficie con un ángulo único y preciso. La radiación choca en una superficie horizontal A_H . Por consiguiente, la $E_{Directa\ Vertical}$, es por lo tanto el incremento por el factor de $A_H/A_{Vertical}$, en comparación con la fuerza horizontal de la radiación. La potencia óptica P_{OPT} , de la colisión de la radiación incidente es:

$$P_{OPT} = E_{Directa_H} * A_H = E_{Directa\ Vertical} * A_{Vertical} \tag{2.12}$$

$$A_{Vertical} = A_H * \text{sen}\gamma_S ; A_{Vertical} = A_{GEN} * \text{sen}\mathcal{X} \tag{2.13}$$

El ángulo complementario \mathcal{X} puede ser calculado por la suma de los ángulos en el triángulo y como ángulo subsidiario ($\mathcal{X} = \gamma_S + \beta$):

$$E_{Directa\ Gen} = E_{Directa_H} * \frac{\text{sen}(\gamma_S + \beta)}{\text{sen}\gamma_S} \Rightarrow \text{Se aplica a rad. directa} \tag{2.14}$$

- b) *Radiación reflejada*: Una parte de la radiación global se refleja desde el suelo (dispersión) y actúa como una contribución adicional a la radiación. El valor albedo (*ALB*) describe la resultante de factor de reflexión. Si el terreno no se conoce a continuación el valor estándar es $ALB = 0,20$. El albedo es variable en un instante de un lugar a otro e.g., para un cuerpo negro su valor es igual a 0, pero para la nieve es de 0,90; un suelo mojado es 0,18.

$$E_{\text{Reflectiva Generador}} = E_G * \frac{1}{2} * (1 - \cos\beta) * ALB \quad (2.15)$$

- c) *Radiación dispersa o difusa*: Está constituida por la luz difuminada por la atmósfera (aire, aerosoles, nebulosas). La difusión es un fenómeno por el que un haz paralelo se reparte en una multitud de haces en todas las direcciones. En tiempo cubierto el modelo de radiación directa isotrópico se considera que emana del cielo uniformemente distribuida.

$$E_{\text{Difusa Generador}} = E_{\text{Difusa_Hor}} * \frac{1}{2} * (1 + \cos\beta) \quad (2.16)$$

$$D(\alpha, \beta) = \frac{1}{2} D(0) (1 + \cos\beta) \quad (2.17)$$

A partir de un generador horizontal ($\beta = 0^\circ$), la radiación se reduce hasta que en ($\beta = 90^\circ$), que es:

$$E_{\text{Difusa Generador}} = \frac{E_{\text{Difusa_Hor}}}{2} \quad (2.18)$$

2.3.7.3 La cobertura de las nubes

Bollen & Hassan (2011), señalan que, la cantidad de radiación solar que llega al panel solar no solo depende de la posición del sol sino de la cantidad de nubes entre el sol. Se predice a menudo horas antes de tiempo, las mediciones de la cobertura de las nubes son realizados por los meteorólogos que registran anualmente en los lugares indicados. La cobertura de dichas nubes se registra en términos de “*oktas*” que dan la

fracción del cielo que está cubierta por las nubes. El valor de *zero okta clear* (0/8) es de un cielo completamente despejado mientras que *08 oktas OVC* corresponde a un cielo completamente nublado y una cobertura de *3/8 oktas SCT* significa parcialmente nublado. (pág.39).

2.3.8 GEOMETRÍA DEL MOVIMIENTO APARENTE DEL SOL

Según, la normativa *IEC 61725 -1998*⁸, el ángulo de latitud φ es el ángulo entre una línea trazada desde un punto de superficie hacia el centro y el plano ecuatorial de la tierra. La intersección del plano ecuatorial con la superficie de la tierra que forma el ecuador y se designa como 0° de latitud. El eje de rotación de la tierra se cruza con la superficie de la tierra a 90° latitud (*Polo Norte*) y -90° latitud (*Polo Sur*). Para un módulo en una inclinación y orientación arbitraria la ecuación se vuelve un poco más complicada. Un módulo fijado en el suelo ($\beta = 0^\circ$) y un módulo vertical tiene un ($\beta = 90^\circ$).

$$S_{\text{módulo}} = S_{\text{incidencia}} [\cos(\alpha) \text{sen}(\beta) \cos(\Psi - \theta) + \text{sen}(\alpha) \cos(\beta)] \quad (2.19)$$

Donde:

α , es el ángulo de elevación del sol.

θ , es el ángulo de azimut del sol.

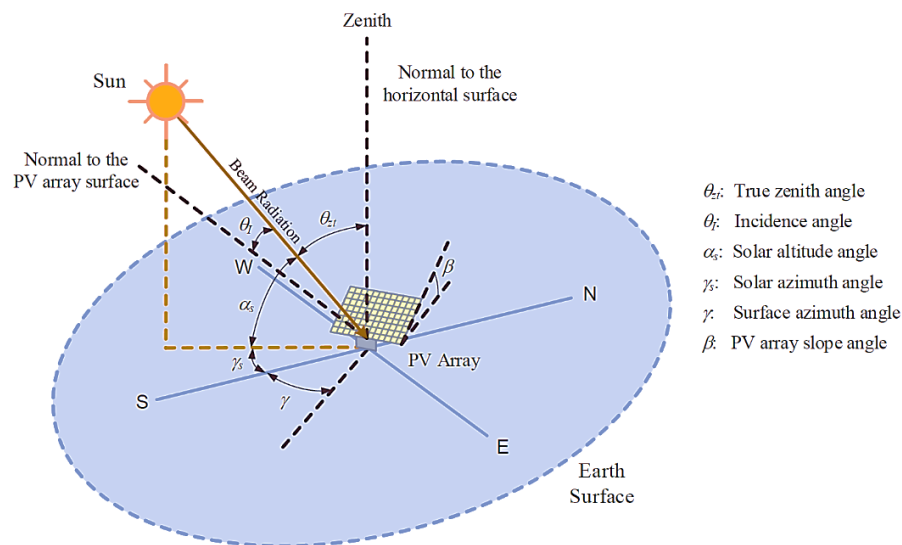
β , es el ángulo de inclinación del módulo.

Ψ , es el ángulo de azimut del módulo.

($S_{\text{módulo}}$ y $S_{\text{incidencia}}$), son respectivamente intensidades de luz en el módulo y de la luz entrante en unidades de W/m^2 .

⁸ IEC 61725:1998. Expresión analítica para los perfiles solares diarios.

Figura N° 2.6: Ángulos utilizados en los cálculos de potencia para los paneles FV.



Fuente: (Wenping & Yihua, 2016).

Neill & Stapleton (2012), mencionan que, el ángulo de inclinación en la mayoría de los generadores FV, seguirá el ángulo de la cubierta que debe ser medido utilizando un inclinómetro o un buscador de ángulo, que está disponible en la arquitectura con los dibujos y planos de un edificio y generalmente es haciendo el uso de tablas o datos específicos del lugar. (pág.99).

2.3.8.1 Ángulo de incidencia sobre un plano inclinado (θ)

Está determinado por muchos factores, entre ellos, la radiación incidente en el lugar donde va situada la instalación y donde influye la sombra de objetos que no pueden ser eliminados, como edificios, montañas, etc. Además, las características de la instalación, es híbrida, (*autónoma o acoplada a la red*) y el objetivo de la instalación define el régimen de uso y consumo. En todo caso, la optimización de un sistema FV está dada por el factor económico de la instalación en su conjunto y no por la eficiencia óptima de una de las partes. (Berriz & Alvarez, 2015, pág. pp.).

Es el ángulo en el medio de los rayos del sol y la normal de la superficie. Para un plano horizontal, el ángulo de incidencia (θ), es lo mismo que el ángulo Zenith (ϕ).

Según, (Ghassemi & Myers 2013), el ángulo mostrado dentro de la figura se relaciona para los ángulos básicos, mostrando las siguientes afirmaciones:

$$\begin{aligned} \cos\theta = \operatorname{sen}\delta\operatorname{sen}\phi\cos\beta - \operatorname{sen}\delta\cos\phi\operatorname{sen}\beta\cos\gamma + \cos\delta\cos\phi\cos\beta\cos\omega \\ + \cos\delta\operatorname{sen}\phi\operatorname{sen}\beta\cos\gamma\cos\omega + \cos\delta\operatorname{sen}\beta\operatorname{sen}\gamma\operatorname{sen}\omega \end{aligned} \quad (2.20)$$

$$\text{Se deduce que: } \cos\theta = \cos\theta_z\cos\beta + \operatorname{sen}\theta_z\operatorname{sen}\beta\cos(\gamma_s - \gamma) \quad (2.21)$$

Además, la radiación normal en el plano FV se denota por G_{Dn} , para determinar la relación entre G_D y $G_{D\beta}$. Por lo tanto, la relación entre la radiación directa en un plano inclinado y en un plano horizontal se indica mediante:

$$R_G = \frac{G_{D\beta}}{G_D} = \frac{G_{Dn}\cos\theta}{G_{Dn}\cos\theta_z} \quad (2.22)$$

a) *Para superficies verticales:* ($\beta = 90^\circ$).

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = \operatorname{sen}\delta\operatorname{sen}\phi\cos\gamma - \operatorname{sen}\delta\cos\phi\cos\gamma + \cos\delta\operatorname{sen}\phi\cos\gamma\cos\omega \\ + \cos\delta\operatorname{sen}\gamma\operatorname{sen}\omega\cos\omega \end{aligned} \quad (2.23)$$

b) *Para superficies horizontales:* ($\beta = 0^\circ$) de Azimut (0). De la misma manera, podemos indicar que el ángulo cenital $\theta_z = 90 - \alpha_s$, que es idéntico al ángulo de incidencia θ de la radiación del haz solar en una superficie horizontal:

$$G_{Dn}\cos\theta = \operatorname{sen}\delta\operatorname{sen}\phi + \cos\delta\cos\phi\cos\omega \quad (2.24)$$

c) *Para superficies inclinadas:* ($\phi - \beta$). (para el hemisferio norte). La inclinación tiene la misma relación angular con la radiación directa que una superficie horizontal con una latitud artificial ($\phi - \beta$).

$$G_{Dn}\cos\theta_z = \cos(\phi - \beta)\cos\delta\cos\omega + \operatorname{sen}(\phi - \beta)\operatorname{sen}\delta \quad (2.25)$$

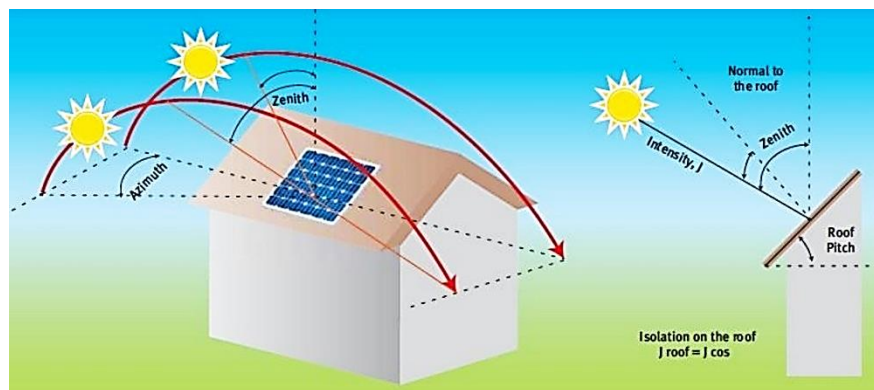
Para la mayoría de los casos, el panel FV se instala con la cara hacia el sur ($\gamma = 0$) para el hemisferio norte, es 180° . Sustituyendo las ecuaciones (2.24) y (2.25) en la expresión (2.22) uno podría obtener la relación a continuación:

$$R_G = \frac{G_{Dn}\cos\theta_z}{G_{Dn}\cos\theta} = \frac{\cos(\phi - \beta)\cos\delta\cos\omega + \operatorname{sen}(\phi - \beta)\operatorname{sen}\delta}{\operatorname{sen}\delta\operatorname{sen}\phi + \cos\delta\cos\phi\cos\omega} \quad (2.26)$$

2.3.8.2 Ángulos de posición del sol con respecto a la superficie horizontal

Foster, Ghassemi & Cota (2010), consideran que, además de los sistemas de coordenadas en el cielo, con respecto a una superficie horizontal (...), otros ángulos se basan en las coordenadas como “la altura del sol (α_s), cenit (θ_z), azimut solar (γ_s), y los ángulos horarios (ω)”. (pág.12).

Figura N° 2.7: Orientación de los módulos FV.



Fuente: (Skelton, 2012).

- a) *Ángulo cenital (θ_z):* es el ángulo de elevación o la altura máxima del sol en el cielo en momento determinado del año y se produce al mediodía que depende del ángulo (α, β), formado por la dirección tierra-sol. El ángulo de elevación de la altitud es de $\beta = 0^\circ$ en la salida del sol y 90° desde el horizonte o puesta del sol en terreno plano, (e.g., en el ecuador en los equinoccios de primavera y otoño).

$$\theta_z = 90^\circ - \alpha_s \quad (2.27)$$

El ángulo de incidencia es igual con el ángulo cenital solar, (θ_z).

$$\cos\theta_z = \cos\phi\cos\delta\cos\omega + \sin\phi\sin\delta \quad (2.28)$$

- b) *El ángulo azimut solar (γ_s):* Es la dirección de donde procede la luz del sol. Varía a lo largo del día, en los equinoccios y se pone directamente de Este a Oeste independientemente de la latitud, con lo que forma ángulos de 90° y 270° en la

salida del sol y el atardecer. Sin embargo, varía con la época del año y las afirmaciones completas para poder calcular la posición del sol durante todo el día.

$$\text{sen}\gamma_s = \frac{\text{cossen}\omega}{\text{cosh}} \quad (2.29)$$

- c) *El ángulo de altitud solar* (α_s): La altura solar varía entre 0 (desde el amanecer y atardecer, en territorio plano) y un máximo al mediodía solar cuando el sol cruza el meridiano del observador. El valor máximo ($\alpha_s + \theta_z = \frac{\pi}{2} = 90^\circ$), solo se alcanza para latitudes intertropicales. Se puede calcular simplemente a partir de la siguiente ecuación.

$$\text{sen}(\alpha_s) = \text{cos}(\theta_z) = \text{sen}(\phi)\text{sen}(\delta) + \text{cos}(\phi)\text{cos}(\omega)\text{cos}(\delta) \quad (2.30)$$

- d) *Ángulo horario* (ω): Es el desplazamiento angular del sol que contiene a la trayectoria. Por lo que la posición del sol a las 12:00h, tiene un ($\omega = 0^\circ$). Al oriente la cuenta es positiva y hacia el poniente la cuenta es negativa. Así, la posición del Sol a las 6:00 a.m. se tiene un ($\omega = 90^\circ$), y a las 18:00 horas se tiene un ($\omega = -90^\circ$). Con 15° por hora por lo que, a las 11 horas, el ángulo horario es -15° y a la 1 pm es de 15° ". "El ángulo horario (ω), convierte la hora solar local (LST), en grados".

$$\omega = 15^\circ(LST - 12) = \frac{360(12 - t)}{24} \quad \text{o} \quad t_s = 12h \left(1 + \frac{\omega}{\pi}\right) \quad (2.31)$$

- e) *Ángulo azimutal de superficie* (γ): Este ángulo es la desviación de la proyección entre la línea que apunta directamente un panel FV, al norte desde el meridiano local y solo se mide desde un plano horizontal, el este es positivo y el oeste es negativo, a partir del sur ($\gamma = 0$) y varía en el intervalo ($-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$).
- f) *Ángulo de incidencia* (θ): Se interpreta entre la normalidad del plano y la línea que se encuentra con el plano, desde la posición del sol y puede ser expresado como:

$$\cos\theta = \cos\theta_z + \cos\beta + \text{sen}\theta_z\text{sen}\beta\cos(\gamma_s - \gamma) \quad (2.32)$$

- g) *Declinación solar* (δ): La declinación es cero en los equinoccios desde el “22 de marzo al 22 de septiembre”. La declinación δ_0 alcanza un máximo de $+23,45^\circ$ desde el día 22 Junio (*solsticio de verano en el hemisferio norte*) y un mínimo de $-23,45^\circ$ el 22 de diciembre (*solsticio de invierno en el hemisferio norte*).

$$\delta = \delta_0 \text{sen} \left[2\pi \left(\frac{284 + n}{365} \right) \right] \quad (2.33)$$

$$\text{Salida y puesta del sol} = 12 - \frac{1}{15^\circ} \cos^{-1} (-\tan\phi \tan\delta) - \frac{TC}{60^\circ} \quad (2.34)$$

Donde:

δ , es el ángulo determinado por radianes en el plano que contiene al eje de rotación y al plano perpendicular a la eclíptica.

δ_0 , es el ángulo denotado por $23,45^\circ \approx 0,409 \text{ rad}$. El uso de esta aproximación es inferior al $1,6^\circ$ o $0,028 \text{ rad}$.

n , es el día del año con Jan 1, como ($n = 1$).

- Según, (Oglesby, 1998), indica que, existen expresiones más precisas para la declinación solar, como la de *Spencer*.

$$\begin{aligned} \delta = 180/\pi (0,006918 - 0,399912\cos(\Gamma) + 0,070257\text{sen}(\Gamma) \\ - 0,006758 \cos(2\Gamma) + 0,000907\text{sen}(2\Gamma) \\ - 0,002697\cos(3\Gamma) + 0,00148\text{sen}(3\Gamma)) \end{aligned} \quad (2.35)$$

- Factor de corrección de la excentricidad de la órbita terrestre (adimensional)

$$\varepsilon_0 = 1 + 0.033\cos\left(\frac{2\pi d_n}{365}\right) \quad (2.36)$$

- La declinación solar (δ) puede obtenerse a partir de la “*ecuación de Cooper*” y el ángulo de la hora del amanecer (ω_s), a partir de la siguiente ecuación:

$$\omega_s = -\arccos \left(-\frac{\text{sen}\delta \text{sen}\phi}{\cos\delta \cos\phi} \right) \Rightarrow \cos\omega_s = -\tan\phi \tan\delta \quad (2.37)$$

$$\omega''_s = \text{MIN}[\arccos(-\tan\phi \tan\delta), \arccos(-\tan(\phi + \beta) \tan\delta)] \quad (2.38)$$

Donde:

ω_s, ω''_s , Angulo horario del Ocaso del Sol en una superficie horizontal, (grados).

Parámetro R_b , para superficies orientadas al norte, tiene el valor de:

$$R_b = \frac{\cos(\phi + \beta) \times \cos \delta \times \sin \omega''_s + \frac{\pi}{180} \times \omega''_s \times \sin(\phi + \beta) \times \sin \delta}{\cos \phi \times \cos \delta \times \sin \omega_s + \frac{\pi}{180} \times \omega_s \times \sin \phi \times \sin \delta} \quad (2.39)$$

2.3.9 COORDENADAS ECUATORIALES

Son los que determinan la posición de un objeto en la esfera respecto al ecuador y al equinoccio invernal. Se denominan “*Declinación y Ascensión*”, rectas que son equivalentes a la latitud y longitudes geográficas (...). (Castillo Miranda, 2008, pág. 17). Según, (Milan & Subhra, 2015); (Ghassemi & Myers, 2013), refieren que, se tiene las siguientes interpretaciones:

- a) *Longitud (L_t)*: Es la línea que pasa por Greenwich, denominada meridiano (...), que van desde $180^\circ E$ a $180^\circ W$, también se tienen muchos semicírculos que pueden graficarse desde del polo norte al polo sur.
- b) *Latitud (ϕ)*: Es el ángulo de la línea radial con proyección sobre el plano ecuatorial. Tiene una latitud de 0° que divide a la tierra en dos hemisferios, norte y sur $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$.

2.3.9.1 Tiempo solar aparente (AST)

Se utiliza en los cálculos de geometría solar, debido a la diferencia de la longitud de la localidad dada (L_t) y la longitud del meridiano de tiempo estándar ($LSTM$). En el TC el factor de 4 proviene del giro de la tierra en 1° en 4 min.

$$AST = LSTM + TC = LSTM + EoT \pm 4(L_t - LSTM) \quad (2.40)$$

Donde:

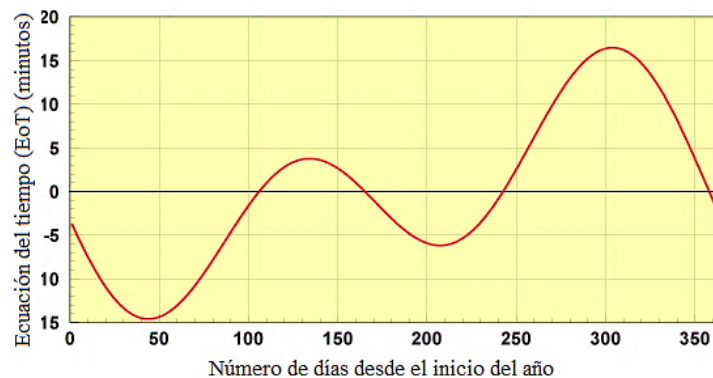
$LSTM$, es calculado desde ΔT_{GMT} , que es la diferencia del tiempo local (LT), desde la hora del meridiano de Greenwich. (GMT) en horas. $15^\circ = 360/24 \text{ horas}$.

LST , esta expresada en $LST = LT + \frac{TC}{60}$ se puede encontrar utilizando las dos correcciones anteriores para ajustar la hora local (LT).

2.2.9.1 Ecuación del tiempo (EOT)

La velocidad orbital de la tierra varía a lo largo del año, por lo que el *tiempo solar aparente* (AST) varía ligeramente del tiempo medio mantenido por un reloj a una velocidad uniforme. La variación de *ecuación del tiempo* (EoT) surge por la duración de un día, (24h) como el tiempo requerido por la Tierra para completar una revolución sobre su propio eje con respecto al sol, no es uniforme en todo el año.

Gráfico N° 2.3: Irradiación sobre una superficie inclinada.



Fuente: (Honsberg & Bowden, 2014).

$$EoT = 9,87 \text{sen}(2B) - 7,53 \text{cos}(B) - 1,5 \text{sen}(B) \quad (2.41)$$

Donde:

B , esta expresada $\frac{360}{365} (d - 81)$, en grados.

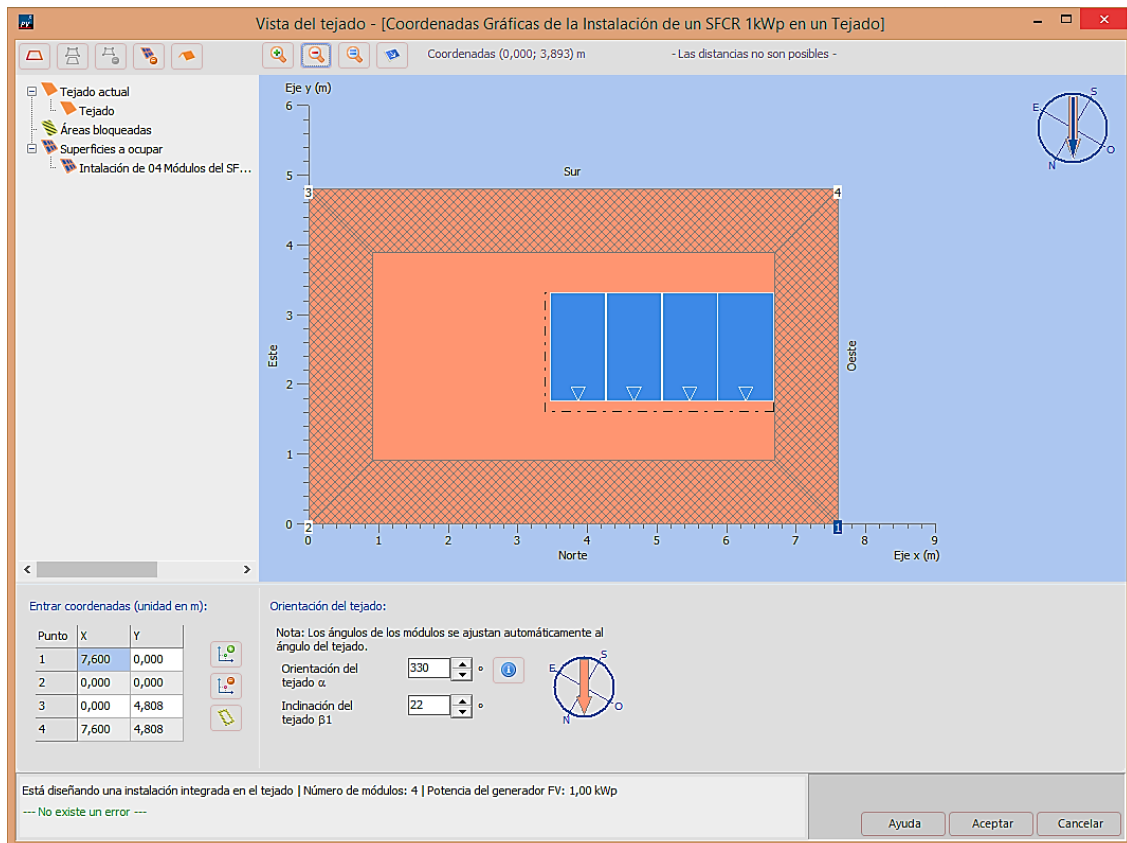
2.2.10 ÁNGULO DE ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS SFCR

Sanchez (2008), menciona que, la energía solar que recibe un módulo por unidad de tiempo en la superficie, es determinada por la radiación solar local y por la orientación e inclinación del módulo (...). Según, (Wright, 1991), refiere que, el conocimiento cuantitativo de la radiación solar en superficies inclinadas, es un prerrequisito para la estimación de varios dispositivos solares, diseñados para la conversión y aplicación de la

energía solar (...). Los datos de radiación solar en un plano horizontal están disponibles en muchas localidades, pero raramente para superficies inclinadas. Por consiguiente, se requieren métodos para la estimación de los valores diarios y horarios de la radiación global. (págs.71-72). Según, (Mc. Veigh, 1983), indica que, la disponibilidad de la energía solar en cualquier lugar del mundo se puede estudiar por dos métodos. La primera consiste en mediciones de una radiación solar práctico y el segundo se basa en el uso de fórmulas físicas y las constantes de medición con el haz normal, es decir, en un plano perpendicular a la dirección del sol. (pág.14).

- a) *La orientación (α):* Es el ángulo formado por la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. La orientación del módulo FV corresponde con el origen y toma el valor 0° ; la orientación oeste vale -90° ; la orientación norte vale 0° , la orientación este vale 90° . También se puede medir con sentido (+) hacia el este y sentido (-) hacia el oeste. La desviación del plano solar con respecto al sur y norte supone una reducción de energía que incidirá diariamente sobre éste. Así, e.g., la radiación en una superficie inclinada 30° sobre la horizontal y desviada 30° respecto al norte solo será un 2% menos, en relación a la que recibirá si estuviera orientada completamente al norte en 0° .
- b) *La inclinación (β):* Es el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la superficie del módulo. Su valor es 0° para módulos en posición horizontal y 90° en posiciones verticales. Es evidente que un módulo solar proporcione la máxima potencia si está orientada perpendicularmente a la radiación entrante. Sólo se puede lograr con el sistema de seguimiento, pero en la mayoría de las aplicaciones de los módulos se instalan en una posición fija en función de la latitud del lugar.

Gráfico N° 2.4: Coordenadas de la instalación de un SFCR de 1KW.



*Fuente: (PV*SOL Premium V7.5 (R4), 2016).*

2.2.11 PRODUCCIÓN ANUAL SOLAR POR CADA SUPERFICIE DEL GFV

Es la producción de energía solar anual y/o irradiación global fotovoltaica $E_{solar,anual}$, con respecto a la irradiación global del módulo en $G_{dm}(\alpha, \beta)$ en $(KWh/m^2.año)$ para cada superficie del GFV en $A_{área,GFV}$ en (m^2) de cada uno de los SFCR.

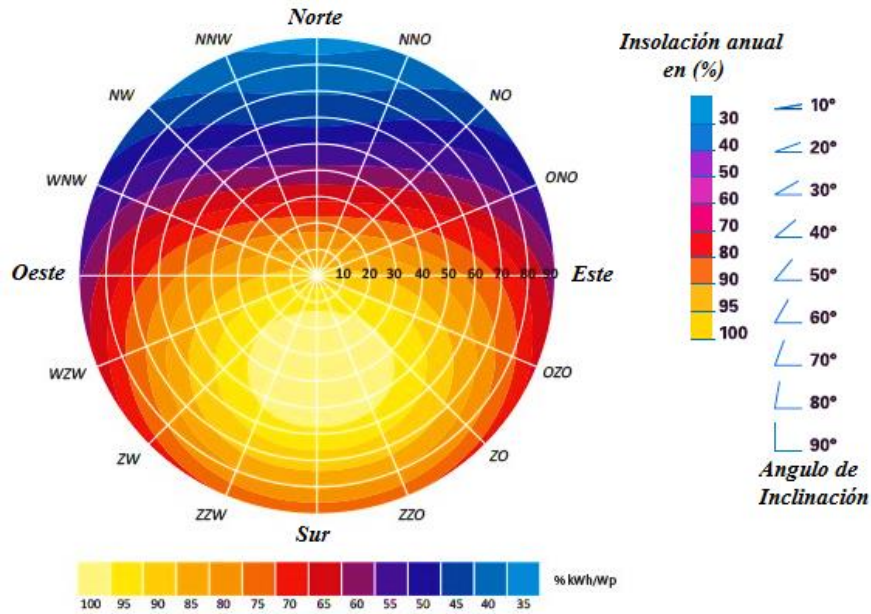
Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$E_{solar,anual} \left(\frac{kWh}{año} \right) = G_{dm}(\alpha, \beta) \left(\frac{kWh/m^2}{año} \right) \times A_{área,GFV} \quad (2.42)$$

2.2.11.1 Pérdidas por orientación e inclinación

El cálculo de estas pérdidas se determina si la orientación e inclinación de un GFV, no puede adoptar los valores óptimos, dentro de unos límites que hacen razonablemente rentable.

Figura N° 2.8: Rendimiento de un GFV, en función de la orientación e inclinación.

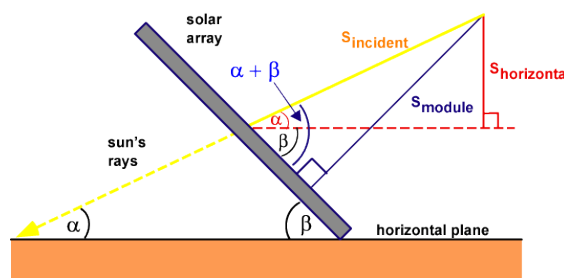


Fuente: (Anthony, Durschner, & Remmers, 2006).

2.2.10 LA POTENCIA INCIDENTE EN UN MÓDULO FOTOVOLTAICO

Honsberg & Bowden (2014), mencionan que, para un ángulo de inclinación, se obtiene la potencia máxima en el transcurso de un año cuando el ángulo de inclinación es casi igual a la latitud del lugar. Sin embargo, los ángulos de inclinación más pronunciada se han optimizado para grandes cargas de invierno, mientras que los ángulos inferiores utilizan una mayor fracción de la luz en el verano. La siguiente figura muestra cómo calcular la radiación incidente sobre una superficie inclinada ($S_{módulo}$), con respecto a la superficie horizontal ($S_{horizontal}$) del plano y la radiación solar directa perpendicular al sol ($S_{incidente}$).

Figura N° 2.9: Incidencia solar en la superficie inclinada del módulo FV.



Fuente: (Green et al., 2007 pág.22), adaptado por (Honsberg & Bowden, 2014).

$$S_{horizontal} = S_{incidente} \text{sen} \alpha \tag{2.43}$$

$$S_{modulo} = S_{incidente} \text{sen}(\alpha + \beta) \tag{2.44}$$

$$S_{módulo} = \frac{S_{horizontal} \text{sen}(\alpha + \beta)}{\text{sen} \alpha} \tag{2.45}$$

Donde:

α , es el ángulo de elevación y la altitud del sol y la horizontal, ($\alpha = 90^\circ - \phi + \delta$).

β , es el ángulo de inclinación del módulo medido desde la horizontal.

ϕ , es la latitud.

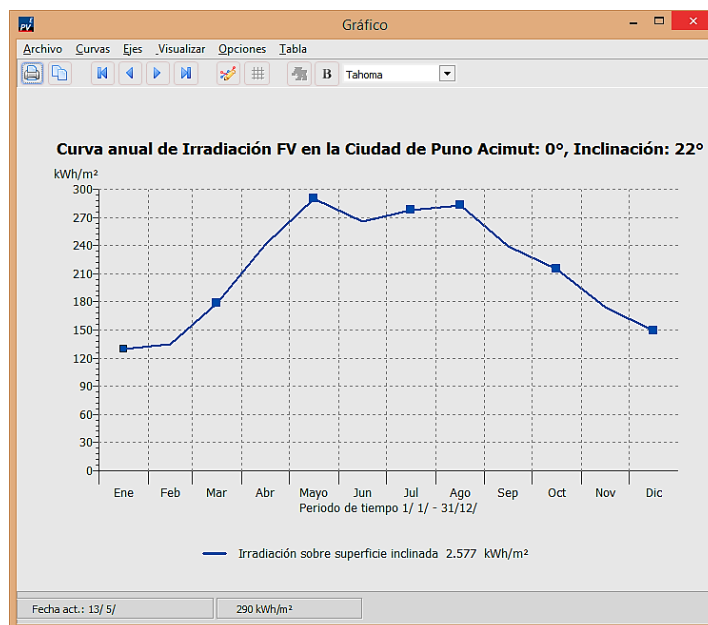
δ , es el ángulo de declinación previamente dado.

2.2.11 ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA

Para el diseño de la instalación se trabaja con bases de datos de radiación media mensual. Existen diferentes bases de datos por localidades donde podemos consultar.

- La Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (*NASA*).
- Photovoltaic Geographical Information System (*PVGIS*).
- Servicio Nacional de Meteorología e hidrología del Perú (*SENAMHI*).

Gráfico N° 2.5: Irradiación sobre una superficie inclinada.



Fuente: (PV*SOL Expert 6.0 (R8), 2016).

En cualquier caso, es necesario que la inclinación no esté por debajo de los 15° para permitir que la suciedad acumulada pueda ser retirada por la lluvia. La siguiente fórmula es válida para aplicaciones de utilización anual que busquen la máxima captación de energía solar a lo largo del año:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |\phi| \tag{2.46}$$

Donde:

β_{opt} , ángulo de inclinación óptima (grados).

$|\phi|$, latitud del lugar, sin signo (grados).

Tabla N° 2.2: Inclinaciones óptimas en función del período de máxima captación.

Tipo de instalación	Uso	Máxima captación de energía	Inclinación óptima
<i>Conectadas a la red</i>	<i>Anual</i>	<i>Anual</i>	$\beta_{opt} = \phi - 10$
<i>Bombeo de agua</i>	<i>Anual</i>	<i>Verano</i>	$\beta_{opt} = \phi - 20$
<i>Autónomas de consumo anual constante</i>	<i>Anual</i>	<i>Período de menor radiación (invierno)</i>	$\beta_{opt} = \phi + 10$

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010).

2.2.11.1 Cálculo de la orientación y la radiación solar arbitraria en los SFCR

El modelo isotrópico, propuesto por Benjamin & Jordan (1962), dan detalles de la irradiancia difusa, incidente sobre la superficie inclinada orientada al Ecuador es considerada en ($kwh/m^2 \cdot año$). Se puede calcular el valor medio anual de la irradiación global diaria sobre una superficie inclinada, con formulas sencillas partiendo de los valores medio anuales de la irradiación global diaria horizontal $G_{aa}(0)$, utilizando como datos de partida la latitud de la localidad y la inclinacion óptima (β_{opt}).

$$G_a(\beta_{opt}) = \frac{G_a(0)}{1 - 4,46 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt} - 1,19 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt}^2} \tag{2.47}$$

Donde:

$G_a(\beta_{opt})$, valor medio anual de la irradiación global sobre superficie con inclinación óptima ($kwh/m^2 \cdot año$).

$G_a(0)$, media anual de la irradiación global horizontal (kwh/m^2).

β_{opt} , inclinación óptima de la superficie (°).

2.2.11.2 Factor de irradiación (FI)

Se define como el porcentaje de radiación solar incidente en un GFV con (α, β) de forma óptima ($\alpha = 0^\circ$ y β_{opt}), sin embargo, este requisito no siempre se puede cumplir.

$$\text{Para áng. de } 15^\circ < \beta \leq 90^\circ \quad FI = 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right] \quad (2.48)$$

$$\text{Para áng. de } \beta \leq 15^\circ: \quad FI = 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 \right] \quad (2.49)$$

$$G_a(\alpha, \beta) = FI G_a(\beta_{opt}) \quad (2.50)$$

Donde:

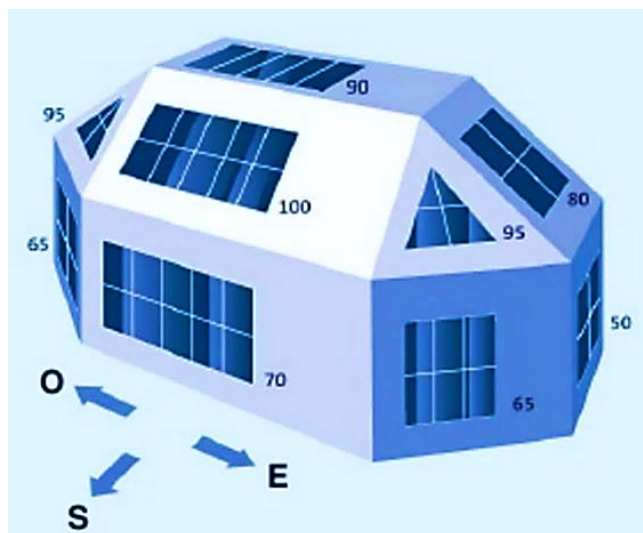
FI, *factor de irradiación sin unidades.*

β , inclinación real de la superficie (°).

β_{opt} , inclinación óptima de la superficie (°).

α , acimut de la superficie (°).

Figura N° 2.10: Superficies variables de insolación porcentual orientado de forma óptima.



Fuente: (Anthony, Durschner, & Remmers, 2006, pág. 181).

Díaz & Carmona (2012, pág. 36), señalan que, como la declinación solar es un parámetro que varía diariamente, lo que se hace en la práctica es buscar una única inclinación. Por ello se utilizan los datos del “mes peor” y es aquel en el se recibe menor cantidad de radiación. Se da la circunstancia de que en esta época del año es cuando se

produce la mayor cantidad de radiación difusa y a la hora de realizar el diseño de la instalación, el ángulo que se habrá de utilizar será:

$$\text{Inclinación } (\beta) = \text{Latitud } (\phi) + 5 \text{ ó } 10 \text{ grados} \quad (2.51)$$

- Al sumar 10° a la L_t , optimizamos la instalación para los meses de invierno.
- En los SFCR interesa, más el promedio anual de energía producida y por eso se usa la resta de 10° a la latitud.

Para la ciudad de Puno, su latitud sur es de 15.83° , por lo tanto esa inclinación se puede considerar la adecuada. Si la insolación es en invierno y queremos tener la mayor captación en los paneles, debemos agregar de 5 a 10 grados más a nuestra inclinación. En el cuadro, se tiene una relación de pérdidas de irradiación sobre el valor máximo teórico según la inclinación y orientación $G(\alpha, \beta)$ del SFCR es de $(21,5^\circ; -30^\circ)$ con orientación de $(-30^\circ; 40^\circ)$.

2.2.11.3 Análisis de datos meteorológicos (TMY)

El instituto “*Sandia National Laboratory*” preparó un conjunto de datos que resume a largo plazo la energía solar y los datos desde (1978). Este fue actualizado por la “*National Renewable Energy Laboratory – NREL*” y está disponible para uso de los diseñadores de SFV, en edificios y modeladores de energía solar como la versión típica Año (2 y 3 datos $TMY2, TMY3$). Según, (Messenger & Ventre, 2005), mencionan que, todos los cálculos y aproximaciones no pueden rendir exactas predicciones de la cantidad de luz solar que cae sobre una superficie en un determinado ángulo en un día y en un lugar dado, simplemente se tiene la medición de la luz solar en un cierto nivel de brillo donde se usan diferentes tipos de instrumentos. Como el *piranómetro*, *pirheliómetro tracker*, (*piranómetro montado en un soporte de banda de sombra*). (pág.21).

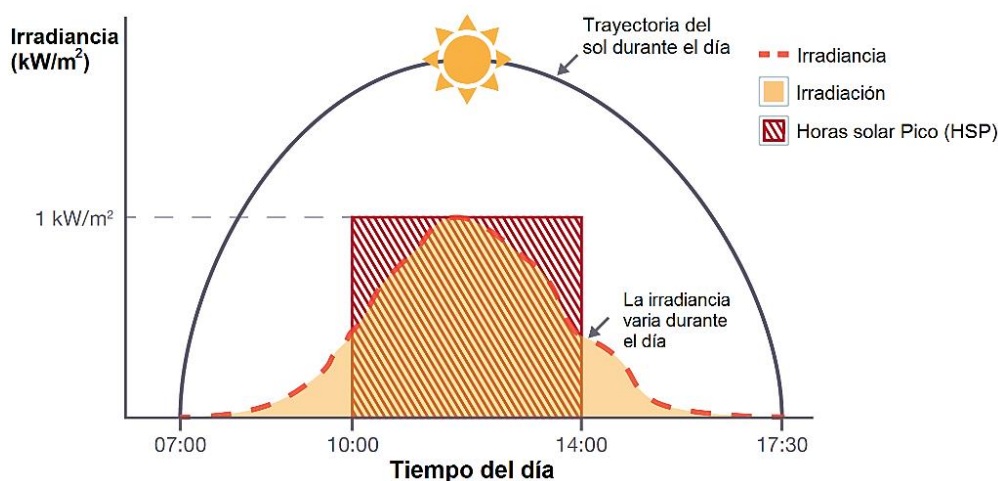
2.2.11.4 Horas solar pico (HSP)

El término “*horas de sol pico - HSP*”, es la máxima cantidad de horas que un sitio recibirá la radiación solar, por unidad de área o superficie en cualquier momento en un cierto número de horas con una potencia instantánea de $1\text{kWh}/\text{m}^2$ por día. Dado que la radiación solar máxima es de $G = 1000\text{ W}/\text{m}^2$, el $HSP_{(\alpha,\beta)}$ es numéricamente idéntica a la media de irradiación solar diaria. (Honsberg & Bowden, 2014).

$$HSP_{(\alpha,\beta)} = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta)}{1000\text{W}/\text{m}^2} \quad (2.52)$$

También se puede calcular el valor de HSP referido, a un mes o año dividiendo el valor de la irradiación de dicho mes o año expresado en $\text{W.h}/\text{m}^2$ entre $1000\text{ W}/\text{m}^2$.

Gráfico N° 2.6: Interpretación de las HSP anual.



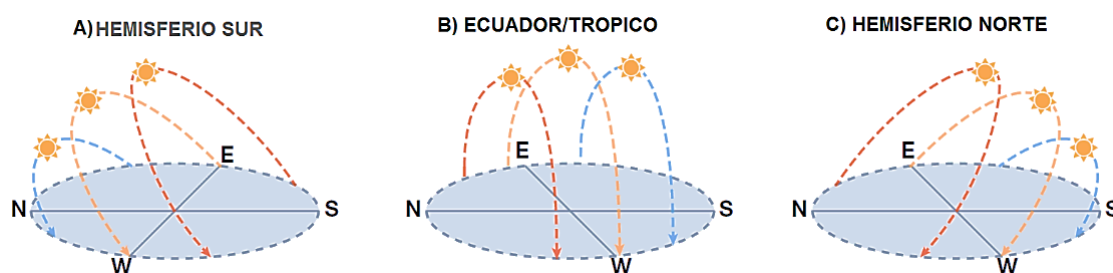
Fuente: (Neill & Stapleton, 2017).

2.2.12 CARTAS DE POSICIÓN SOLAR (SUN-PATH)

Szokolay, (2008) indica que, los diagramas de posición estereográfica han sido ideados por Phillips (1948) y Petherbridge (1969), quien publicó un conjunto de gráficos similares y un extenso conjunto de superposiciones (para los cálculos de ganancia solar). Más tarde, en una serie de cartas gráficas son incluidas por Koenigsberger (1973), es

también comprendido en la norma internacional IEC 6399-1⁹, 9488, 1999. (pág.24). Según, (Kreith & Goswani 2015), mencionan que, la proyección y diagramas de la trayectoria del sol sobre el plano horizontal denominado las rutas del sol, son muy útiles en la determinación de fenómenos de sombreado. Con paneles solares, ventanas, colectores y protecciones solares como son los ángulos solares de altitud y azimut (α_s, γ_s), los horarios, la declinación, y la latitud. Dado que sólo dos de estas variables se pueden representar en dos dimensiones gráficamente, el método habitual es preparar un diagrama de sol con caminos diferentes para cada latitud con variaciones de ángulo horario y la declinación que se muestra, durante un año completo. (pág.56).

Figura N° 2.11: Trayectoria del sol en el hemisferio norte y sur.



Fuente: (Neill & Stapleton, 2017).

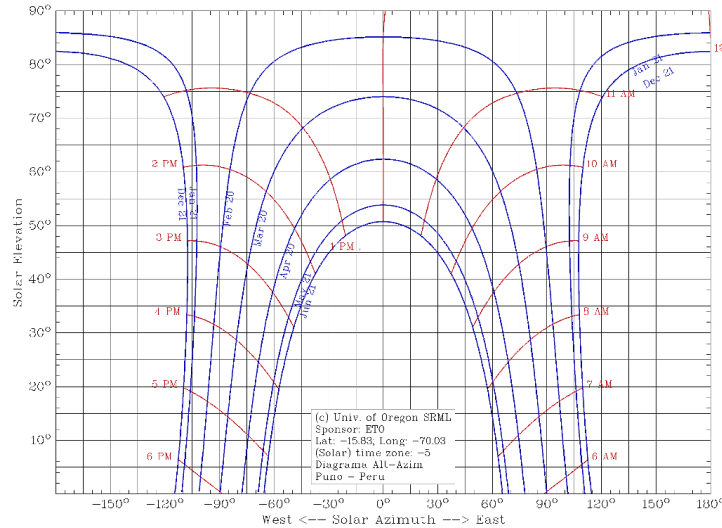
Según, (University of Oregon Solar Radiation Monitoring Laboratory, 2013); (Eicker, 2003). En la actualidad ya no es necesario realizar mediciones empíricas para obtener la carta solar y es posible recurrir a programas de simulación en 2D.

a) *El diagrama solar cilíndrico:* Es la ilustración de la posición del sol a lo largo del año desde la ubicación dada, ya sea con coordenadas cartesianas o polares; se pueden interpretar con ángulos de elevación en función de (*azimut γ , altitud α*), especialmente está adecuado para la representación de sombreados en los

⁹ IEC 6399-1:1996. Carga de edificios - Parte 1: Código de prácticas para cargas muertas e impuestas.

horizontes que se pueden ver directamente. Los ángulos de elevación para la segunda mitad del año se utilizan desde (21 de mayo al 21 de julio, etc.).

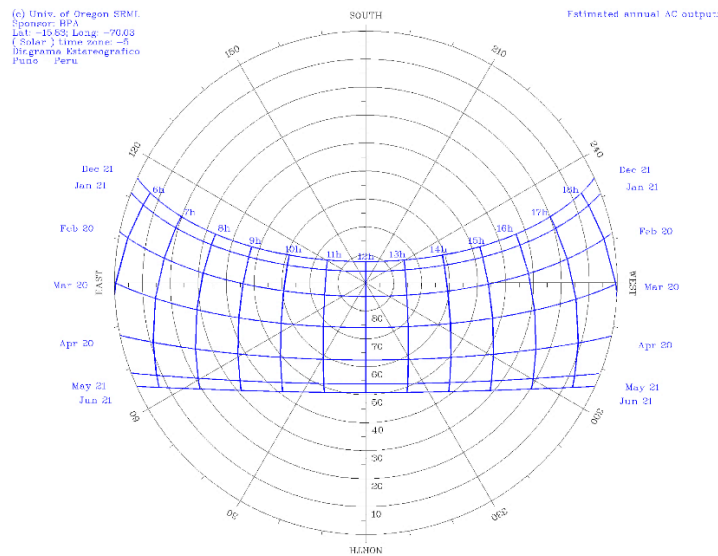
Gráfico N° 2.7: Diagrama cilíndrico de la trayectoria solar.



Fuente: (University of Oregon Solar Radiation Monitoring Laboratory, 2013).

b) *Diagrama solar estereográfica:* Se utilizan para representar los cambios solares en la posición del cielo, con una proyección angular de 180° de la ruta del sol en diferentes épocas del año puede ser proyectadas en cualquier hemisferio para cualquier lugar en la tierra.

Gráfico N° 2.8: Diagrama estereográfico de la trayectoria solar.



Fuente: (University of Oregon Solar Radiation Monitoring Laboratory, 2013).

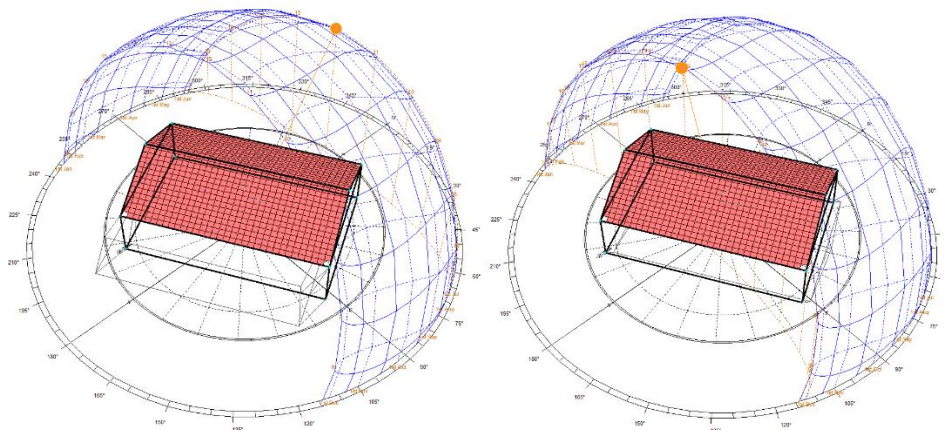
2.2.13 LA LOCALIZACIÓN DEL SFVR EN LA POSICIÓN DEL SOL

2.2.13.1 Evaluación y selección del ambiente existente

Es la posición de un sitio en la tierra con respecto al sol es determinada por dos ángulos que cambian continuamente, como la hora del sol y los ángulos de declinación, que se especifica en la ubicación de un sitio en la tierra, (i.e., la latitud). El ángulo horario del sol para un lugar determinado depende de la posición momentánea de la Tierra en su rotación axial. (Raj Shakya, 2011, págs. 20-21). Según, (Neill & Stapleton 2012), (Mertens 2014, pág.223), acotan lo siguiente:

- a) *La evaluación del sitio:* Al diseñar un sistema y de ser útil, es para tener la proximidad a los propietarios del GFV, poder instalar dentro de la zona, y ver la ubicación específica de los problemas que se han encontrado y cómo tratarlos (...). Estos fenómenos pueden afectar la longevidad del SFV, si es que no se consideran a tiempo.
- b) *La selección del sitio:* Es importante para las instalaciones en techo con respecto a la orientación del tejado y su terreno disponible. Una observación debe llevarse a cabo si se produce el sombreado y el efecto que se tendrá en el rendimiento de la planta.

Gráfico N° 2.9: Proyección del sol en Puno desde 21 de junio y diciembre.



Fuente: ECOTECH ANALISYS (2011).

2.2.13.2 El ambiente climático y localización de los SFCR

Neill & Stapleton (2012), menciona que, la ubicación de todos los equipos se debe marcar dentro de una arquitectura edificable con la disponibilidad de un dibujo en plano o croquis y preparar un boceto de la instalación eléctrica con las fotos digitales del lugar y la propuesta de una ubicación de cada pieza de instalación del equipo que debe ser tomado como un registro. Antes de instalar el sistema, se deben completar un plan de sitio que detalla en cualquier edificio, como las vías de acceso y la disposición física del que no se tengan obstrucciones solares. Es necesario superponer el sistema diseñado en este dibujo. El sitio planificado se debe incluir dimensiones como la longitud del techo, la longitud del cable, la posición de los componentes y las distancias respectivas entre los edificios. (pág.111). La ubicación de los paneles solares donde se ha tratado anteriormente en dicho lugar, y de todos los demás equipos deben ser determinado.

- La caja de control o de combinación fotovoltaico (*es muy necesario*).
- Los inversores deben estar ubicado en un lugar donde sea fácil acceder, donde se pueda proteger de la luz solar y bien ventilado.

Las características del entorno local que intervienen en la elección de los aparatos deberán ser identificados y éstos se pueden incluir dentro de los siguientes parámetros:

- a) *Las condiciones corrosivas atmosféricas*: Cuando un sistema es instalado en un entorno expuesto al aire libre, menos de 1 km de la costa, los módulos probados y adecuados deben ser elegidos con certificación de “IEC 61701¹⁰, IEC 61835-4¹¹.”
- b) *La nieve*: En regiones con grandes cargas de nieve. La calificación mayor en la capacidad de carga es de 5400Pa o kg/m³ según la norma, NBE-A-88¹², para los

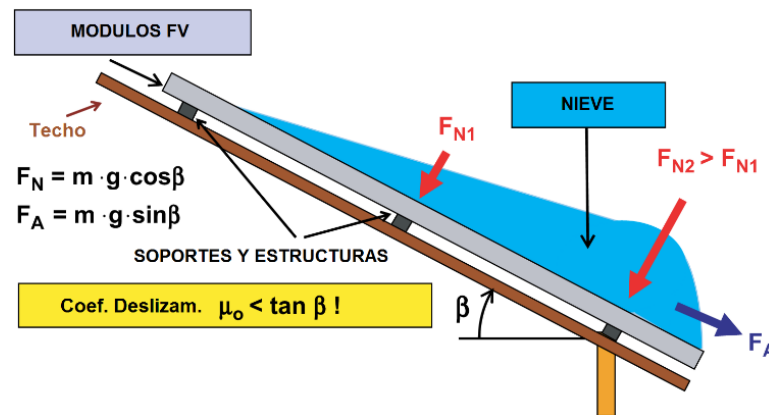
¹⁰ IEC 61701. Susceptibilidad de un módulo fotovoltaico (FV) al daño por impacto ambiental (resistencia al ensayo de impacto).

¹¹ IEC 61853-4: Standard reference climatic profiles.

¹² NBE-A-88. Acciones en la edificación.

módulos FV utilizados en estas áreas con el cumplimiento opcional, están establecidos en la normativa, IEC 61215¹³.

Figura N° 2.12: Carga de nieve típica en un generador con ángulo de inclinación (β).



Fuente: (Haberlin, 2012, pág. 178).

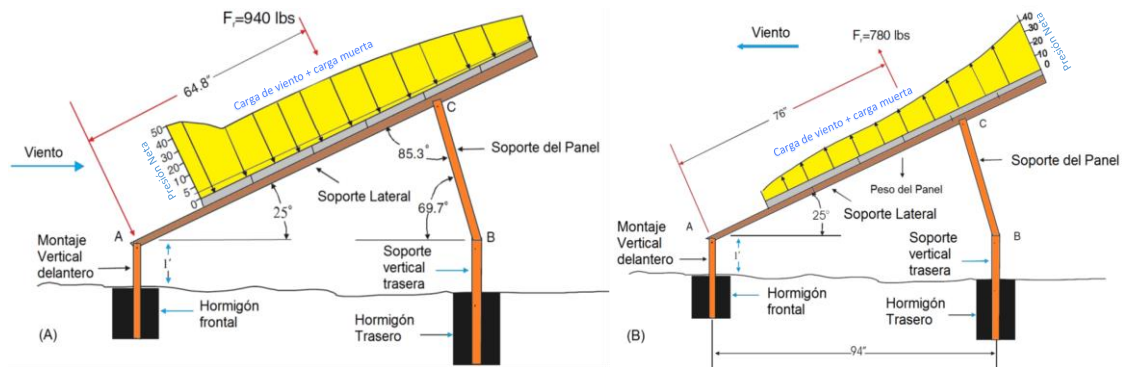
- c) *La lluvia:* La normativa EN 12975¹⁴, evalúa hasta qué punto los módulos son resistentes a la penetración de la lluvia. En días nublados o lluviosos, los paneles FV pueden producir entre el 10-25% de su capacidad óptima. Es interesante observar que la lluvia ayuda a los módulos a operar eficientemente después de la tormenta porque el agua limpia lava la suciedad como el polvo o polen.
- d) *El viento:* El GFV está siempre expuesto a las posibles inclemencias meteorológicas, normalmente es un elemento con una amplia superficie (S en m^2), por lo que la fuerza (F) ejercida por el viento (v en m/s) sobre él debe ser tenida en cuenta a la hora de elegir el soporte para dicho generador. Se tiene la distribución de la presión neta debido a los vientos de 100m/h en una matriz.

$$F = 0,11v^2S \text{ (en kP)} \quad (2.53)$$

¹³ IEC 61215. Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.

¹⁴ EN 12975:2006. Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares.

Figura N° 2.13: Distribución de la presión de vientos en soportes de la matriz FV.



Fuente: (Messenger & Ventre, 2005).

2.2.14 EL SOMBREADO EN LOS SFGR

SOLAR AMERICA CITIES (2011), menciona que, el sombreado tendrá efecto adverso en el rendimiento del sistema y es importante determinar la evaluación del sitio, en un lugar potencial para todo el conjunto; al estar sombreado es importante tener en cuenta y muy primordial las horas desde 9 a.m. a 15 p.m., ya que puede verse afectada de manera significativa, incluso para una pequeña porción en los módulos FV. Un mínimo de 06 horas de funcionamiento sin sombra es importante para un mejor rendimiento del sistema. (pág.27).

Neill & Stapleton (2012), menciona que, alguno de los sombreados puede ser adaptables tanto en el amanecer como en el atardecer; sin embargo, esta decisión debe dejarse a un diseñador. También es importante tener en cuenta las normas y reglamentos además de la observación de los objetos físicos en el sitio. Hay una serie de herramientas disponibles para estimar el sombreado en un lugar durante todo el año. (pág.102). Según, (Eicker, 2003, pág. 39), (Mertens, 2014, pág.224), determina el contexto del sombreado en las tecnologías fotovoltaicas:

- a) *La trayectoria de los sombreados:* Al utilizar la tecnología solar en las zonas urbanas. El sombreado causado por un edificio, se calcula para cada punto de la

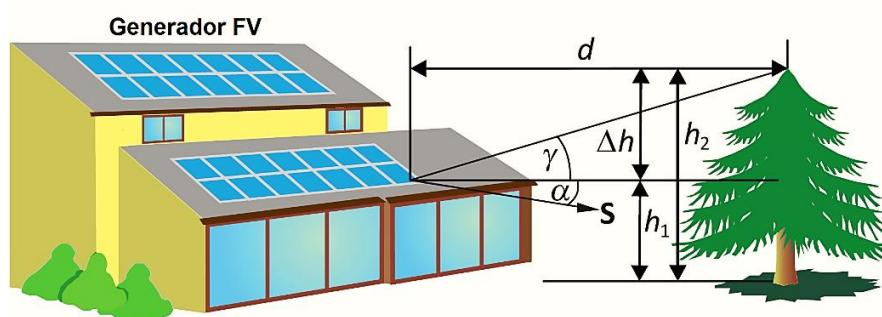
esquina, por medio del vector solar y los puntos de sombreado dentro de un polígono.

- b) *Cálculo y análisis del factor del sombreado*: El análisis del sombreado es muy simple, basta situarse en el lugar de la instalación (*en el techo*) y provista de un sistema de medición observar el este, oeste, sur y norte para ver si hay algunas posiciones de posible sombreado. Si hay un único objeto (*e.g., un árbol alto*) entonces su posición lateral puede ser fácilmente determinado por medio de una brújula.

De acuerdo con, (Gesellschaft & Sonnenenergie, 2008), expresa que, el contorno de la sombra por los alrededores se puede encontrar usando el mapa y el diagrama de la ruta del sol, esquema de la ruta del sol en acetato y el analizador de sombra de manera opcional (*una cámara digital y un software solar, Pathfinder*).

- a) *La altura angular (γ_{Sombra})*: Del objeto sombreado se calcula desde la distancia (d), y la diferencia de altura $h_2 - h_1 = \Delta h$.
- b) *El cálculo del factor de sombreado (α_{Sombra})*: Para un SFV, dispuesto en filas paralelas, debe existir una distancia mínima entre las filas de paneles que asegure que no produzca sombras que impidan la captación solar durante las horas de mayor irradiación solar.

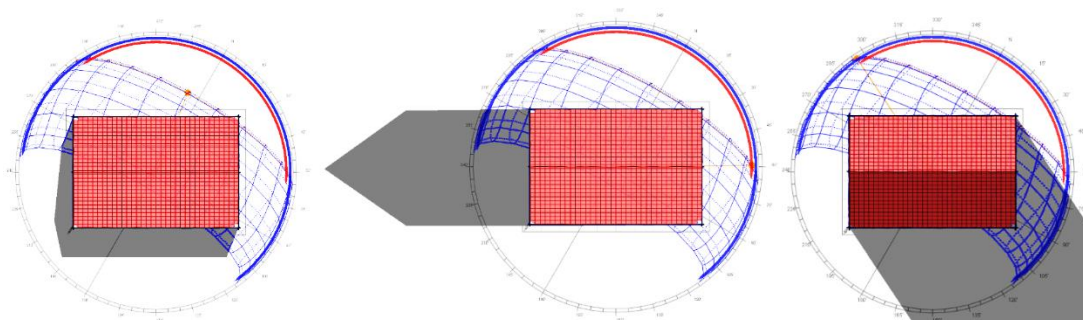
Figura N° 2.14: Determinación del ángulo de elevación y la altura de un objeto.



Fuente: (Quaschnig, 2011).

$$\gamma_{Sombra} = \arctan \left(\frac{h_2 - h_1}{d} \right) = \arctan \left(\frac{\Delta h}{d} \right) \quad (2.54)$$

Gráfico N° 2.10: Diagramas estereográficos de la posición solar.



Fuente: ECOTECT ANÁLISISYS (2011).

Figura N° 2.15: Posición óptima del sol (21 de junio a las 12:00hrs 0° 360° y azimut, 50,7°).



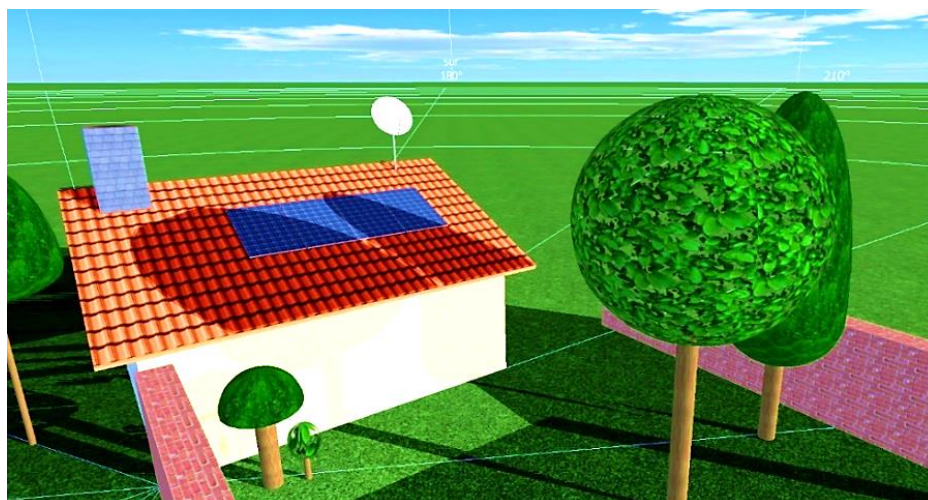
*Fuente: (PV*SOL Expert 6.0-R8,2016).*

Figura N° 2.16: Posición del sol (21 de junio a las 7:300hrs 60, 5° y azimut, 13, 2°).



*Fuente: (PV*SOL Expert 6.0-R8,2016).*

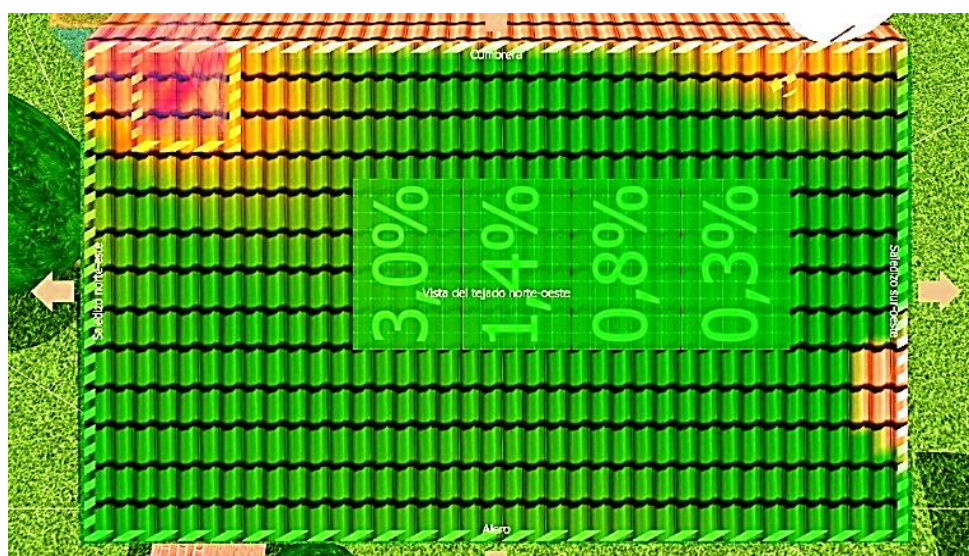
Figura N° 2.17: Posición del sol (21 de junio a las 16:30hrs 299, 5° y azimut, 13,2°).



Fuente: (PV*SOL Expert 6.0-R8,2016).

En un informe publicado por, IDAE (2009); determina las pérdidas en una superficie modular debido a la existencia de sombras sobre ellas y se expresan el porcentaje (%) de la radiación solar global que incidiría sobre dicha superficie si no hubiera sombras, el procedimiento se compara con el perfil de obstáculos que afecta a la superficie y con el diagrama de trayectorias del sol. Los pasos a seguir son la obtención del perfil de obstáculos, representación del perfil, selección de la tabla de referencia y el cálculo final.

Figura N° 2.18: Frecuencia de irradiación solar en matices porcentuales (%).



Fuente: (PV*SOL Expert 6.0-R8,2016).

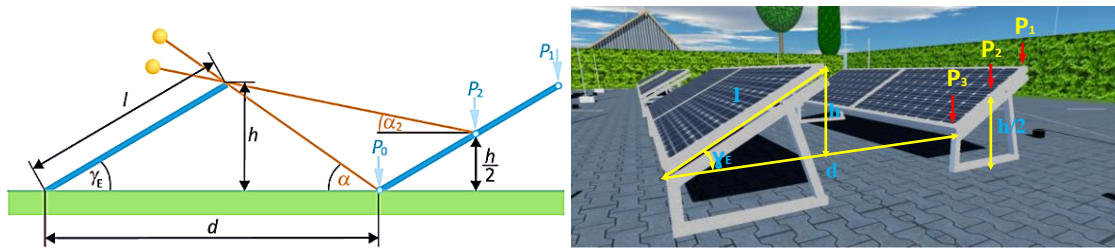
Figura N° 2.19: Asignación de color con respecto a la frecuencia de distribución.

Fuente: (PV*SOL Expert 6.0-R8,2016).

2.2.15 DISTANCIA ENTRE FILAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Neill & Stapleton (2012), un inconveniente en particular de este método es que las matrices pueden dar sombra a las filas una tras otra, incluso un poco de sombreado en un módulo FV, reduce drásticamente su producción, especialmente por las mañanas o tardes cuando el sol está bajo el cielo nublado donde las matrices proyectan escasa recepción solar. (pág.95). Según, (Quaschnig & Hanitsch 1998), indica que, se estiman las pérdidas para diferentes distancias y ángulos de inclinación en la fila y cómo optimizar las estructuras de módulos para disminuir las pérdidas por sombreado mutuo. Si utilizamos estructuras de módulos optimizados (*sistemas de seguimiento solar*), podemos minimizar estas pérdidas y reducir la distancia entre filas en los módulos para aumentar el rendimiento energético por unidad de superficie hasta en un 50%.(pág.64). En grandes instalaciones como las huertas solares o en aquellos en que se cuenta con poco de espacio para la colocación de los paneles solares, se disponen en filas con el fin de ganar espacio. El problema surge, si las filas se colocan demasiado cerca unas de otras, se pueden producir sombras entre los módulos, con las consiguientes pérdidas de rendimiento de la instalación. (Díaz & Carmona, 2012, pág. 80). Se muestra la siguiente figura:

Figura N° 2.20: Parámetros de la distancia entre filas de módulos solares.



Fuente: (PV*SOL Expert 6.0 (R8), 2016).

$$f = \frac{l}{d} \quad ; \quad \alpha = \arctan\left(\frac{f \operatorname{sen} \gamma_E}{1 - f \operatorname{cos} \gamma_E}\right) \quad (2.55)$$

La ocupación del primer módulo se obtiene por trigonometría a partir del triángulo que forma el módulo con la horizontal y sería: $b = l \operatorname{cos} \gamma_E$.

- Para calcular del primer módulo se obtiene por trigonometría, a partir del triángulo que forma el módulo con la horizontal y sería: $c = l \operatorname{sen} \gamma_E$.

$$d_{min} = l \operatorname{cos} \gamma_E + \frac{l \operatorname{sen} \gamma_E}{\tan \alpha} = L \left(\operatorname{cos} \gamma_E + \frac{\operatorname{sen} \gamma_E}{\tan \alpha} \right) \quad (2.56)$$

Donde:

l , Longitud del módulo.

α , ángulo de inclinación del módulo.

d , distancia entre las partes de una fila de módulo FV.

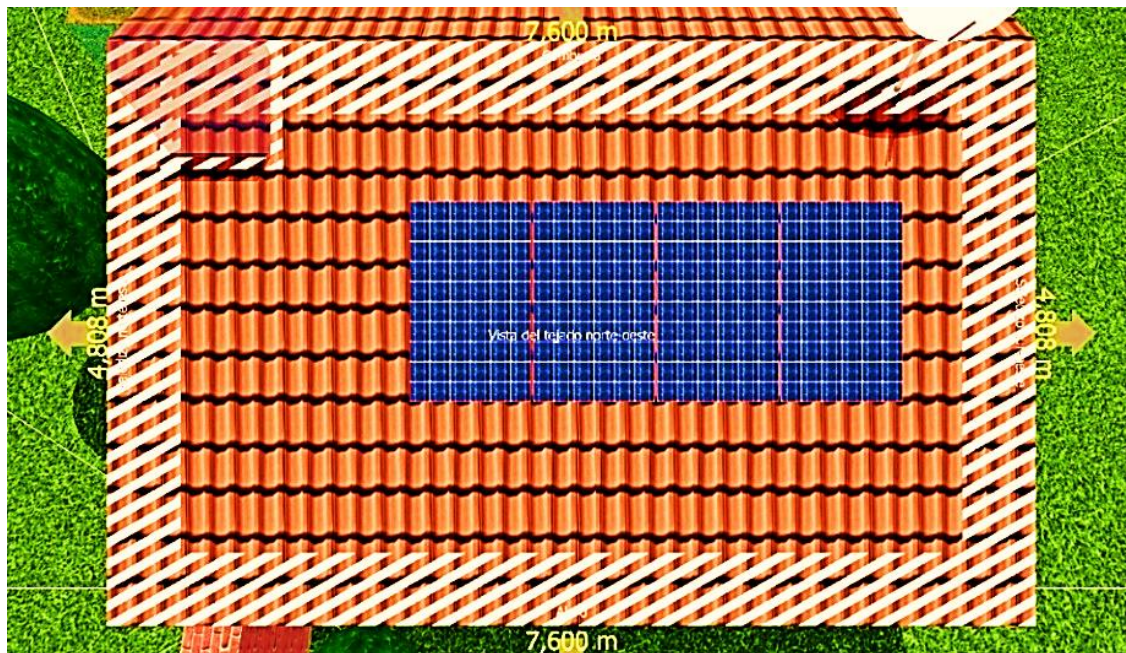
d_{min} , distancia mínima entre los módulos para evitar sombras en (m).

2.2.15.1 El área disponible

Neill & Stapleton (2012), indica que, la primera restricción del diseño en el sistema es el número de módulos físicamente posibles a encajar en el lugar sin sombra. En algunos casos el techo, debe tener la mayor área requerida para el GFV. Sin embargo, cuando un techo tiene muchas secciones más pequeñas o que sobresalgan algunos objetos tales como chimeneas, antenas, etc., es necesario calcular el área disponible adecuado para la instalación. (pág.107). El área disponible es muy importante en el diseño de la matriz y la elección del módulo donde se toman las siguientes medidas:

- Medir el espacio disponible en el techo.
- La determinación de la zona del borde.
- Determinación del número máximo de módulos FV.
- Si el espacio es un problema.

Figura N° 2.21: Configuración del arreglo FV, en distancias y bordes.



Fuente: (PV*SOL Expert 6.0-R8,2016).

2.2.16 LA CÉLULA FOTOVOLTAICA

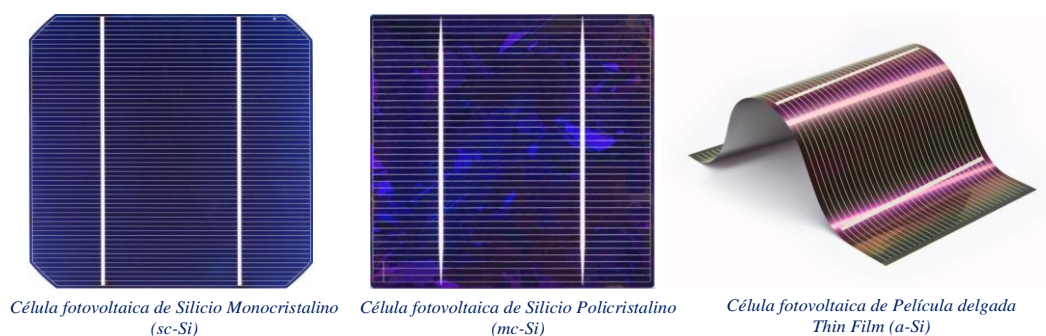
2.2.16.1 Breve historia

Gasquet (2004), indica que: “La palabra fotovoltaico(a) está formada por dos palabras de origen griego: foto-luz y voltaico-tensión”. (pág.23). Los autores, (Green et al., 2007; Goetzberger & Hoffmann 2005), indican que, en (1839) el físico francés Edmund Becquerel descubrió el efecto FV y observó que ciertos materiales de dos electrodos en unión ($p - n$), se expusieron a la luz, produciendo una corriente eléctrica, y es la base de la operación de las células FV o celdas solares. (pág.31). Según (Tesla, 1886, págs. 685-957), en su patente “Aparatos y métodos para la utilización de energía

radiante”, menciona 04 ejemplos de la obtención de energía luminosa y la conversión respectiva.

Shlager & Weisblatt (2006), señalan que, las células solares o células fotoeléctricas son un tipo de tecnología solar, (...), donde se puede hacer desde una cantidad muy pequeña de electricidad hasta incrementar una gran cantidad de electricidad. Dentro de una célula FV, están las capas delgadas de un material semiconductor, dichos materiales son de (*silicio-Si arena fundida*) o (*telururo de cadmio - CdTe*). (pág.236).

Figura N° 2.22: Tipos de células fotovoltaicas de silicio cristalino (c-Si).



Elaboración: Propia

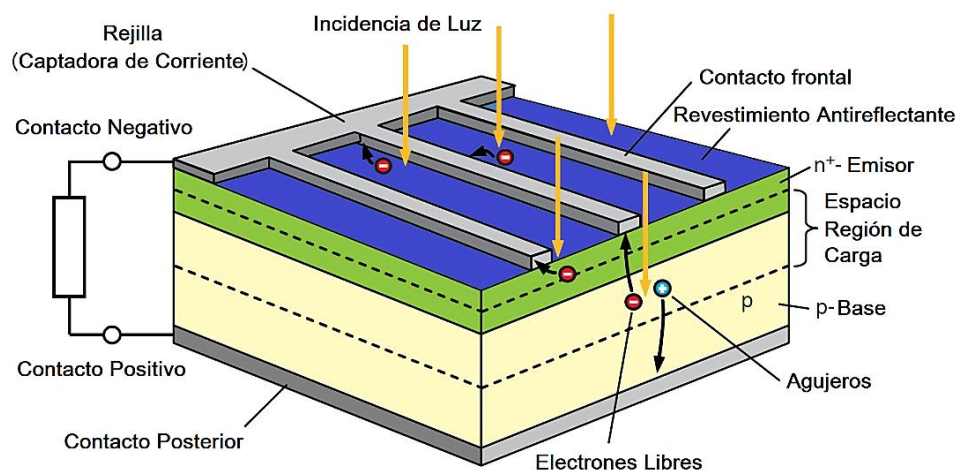
Los autores, (Pearsall, 2013) citado por (Green & Archer, 2013), mencionan que, las células de (*Si*) y la película delgada (*Thin-Film*), se diferencian porque cada uno tiene un proceso de fabricación, siguiendo los principios básicos en materia de conexiones y protección del medio ambiente y difieren en varios aspectos de la construcción y el diseño del módulo (...). (pág.572).

2.2.16.2 La estructura de una celda o célula solar

Según, (Mohammad *et al.*, 2015), expresan que: “*El efecto FV para la generación de energía, es canalizar los electrones libres a través de una resistencia externa antes de que se recombinen con los orificios. Esto se consigue con la ayuda de la unión p – n*”. Según, (Haberlin, 2012), menciona que, una célula solar de (*sc – Si*) y (*mc – Si*), se compone de un diodo con una capa de barrera que se expone a la luz. A fin de que el

mayor número de cuantos de luz pueda llegar cerca de un punto de la capa de barra ($n - p$), normalmente la zona de semiconductores frente a la luz debe ser ultra fino (e.g. $0,5 \mu m$), (...). Es en este punto la célula solar alcanza su tensión máxima en circuito abierto V_{OC} (...).

Figura N° 2.23: Sección transversal de una célula solar (sc-Si) y (mc-Si).



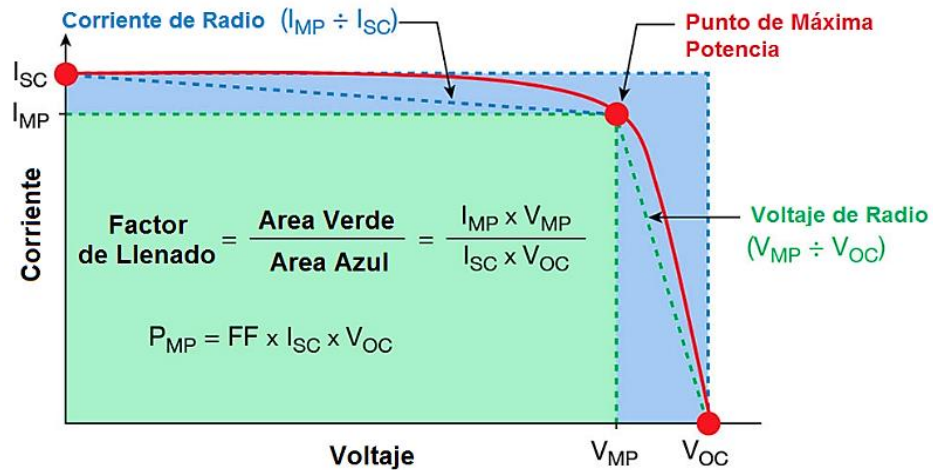
Fuente: (Mertens, 2014, pág. 70).

2.2.16.3 La curva característica I-V

Según, (Sanchez, 2010), menciona que todo generador tiene una curva típica para la potencia de salida en función de la corriente de carga y los paneles FV no son una excepción. La curva I-V de un panel FV proporciona, indirectamente, la relación mencionada, ya que asocia los valores para diferentes cargas. Estos habrán de ser menores que los I_{CC} y V_{CA} . (pág.69).

Para (Petroni, Ramos-Paja, & Spagnuolo, 2017), cada célula FV, tiene los tres puntos de operación principales marcados en la curva I-V, la corriente de cortocircuito (I_{SC}), MPP (V_{MPP} , I_{MPP}) y la tensión de circuito abierto (V_{OC}). Son parámetros de funcionamiento en “*Condiciones de Prueba Estándar STC*”, que pueden afectar considerablemente dichos valores como el campo de la irradiancia y particularmente la temperatura. (pág.06).

Gráfico N° 2.11: Determinación de la curva I-V del módulo FV.



Fuente: (Hernday, 2014).

2.2.16.4 Ecuación característica de una célula solar

Del circuito equivalente en la Ec., (2.57) es evidente que la corriente producida por la célula solar (I_{FV}) es igual a la producida por la fuente de corriente (I_{ph}), menos la que fluye a través del diodo (I_d), y menos la que fluye en la resistencia en derivación (I_{sh}):

$$I_{FV} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \tag{2.57}$$

La corriente pasa a través de estos elementos se rige por el voltaje en cada uno de ellos:

$$V_j = V_{FV} + R_S I_{FV} \tag{2.58}$$

Donde:

V_j , voltaje en ambos diodos y resistencia R_{sh} (en voltios).

V_{FV}, I_{FV} , Voltaje y corriente de la salida del módulo FV (en voltios y Amp).

R_S , es la resistencia en serie del módulo FV (en ohms).

Según la ecuación de Shockley, la corriente desviada pasa a través del diodo:

$$I_d = I_o \left\{ \exp\left(\frac{V_j}{nV_T}\right) - 1 \right\} \tag{2.59}$$

Donde:

I_o , es la corriente de saturación inversa del diodo (Amp).

n , calidad del factor del diodo (en $1 \leq n \leq 2$).

q , es la carga de los electrones ($1,6021 \times 10^{-19} \text{ C}$).

k , constante de Boltzman ($1,38 \times 10^{-23} \frac{\text{J}}{\text{°K}}$)

T_C , Temperatura absoluta de la celda solar ($^{\circ}\text{C}$).

V_T , es el voltaje termal expresado en $\frac{kT}{q}$, en 25°C , $V_T \approx 0,0259$ (Voltios).

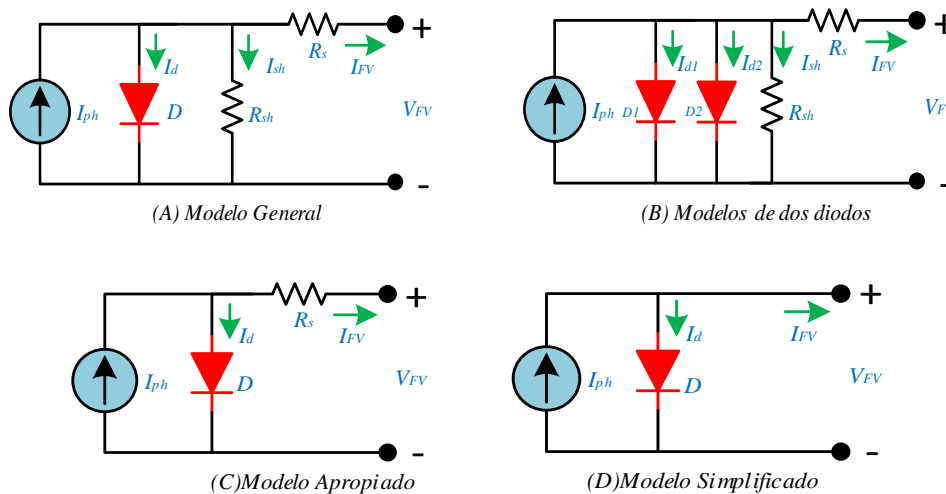
Según la ley de Ohm, la corriente desviada a través de la resistencia shunt es:

$$I_{sh} = \frac{V_j}{R_{sh}} \tag{2.60}$$

Donde:

R_{sh} , es la resistencia (Shunt) paralela de la célula FV.

Esquema N° 2.1: Diagrama de modelos de circuitos de la célula FV.



Elaboración: Propia.

Partiendo del diagrama del modelo general (A) del esquema N° (2.1), se sustituye en la primera ecuación (2.57) característica de una célula solar, que relaciona los parámetros con la corriente y el voltaje de salida:

$$I_{FV} = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp\left(\frac{V_{FV} + I_{FV}R_s}{nV_T}\right) - 1 \right\} - \frac{(V_{FV} + I_{FV}R_s)}{R_{sh}} \tag{2.61}$$

Donde:

I_{ph} , es la corriente fotogenerada del módulo FV.

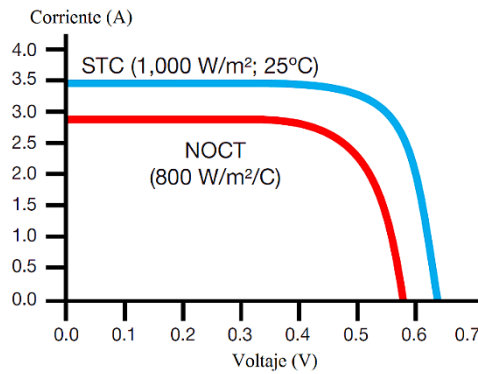
I_{SC} , es el corto circuito de la célula solar de 25°C en $1\text{ kW}/\text{m}^2$.

- a) *Condiciones Estándar de Medida – (CEM) ó Standard Test Conditions – (STC)*: Es la irradiancia en el plano del módulo de 1000 W/m^2 , con temperatura de $25 \pm 2^\circ\text{C}$ con una distribución espectral AM1.5 como referencia.
- b) *Condiciones de temperatura de Operación Nominal de la Célula - (TONC) ó Nominal Operating Cell Temperature – NOCT*): Corresponden a una irradiancia en el plano del módulo de 800 W/m^2 , con orientación normal a la radiación incidente al mediodía solar, temperatura ambiente 20°C , velocidad del viento de 1 m/s y funcionamiento en circuito abierto.

Según, la NEC en el art. 690.51, "módulos", la corriente de cortocircuito I_{SC} , y la tensión de circuito abierto V_{OC} , son los dos más importantes parámetros utilizados para describir el rendimiento celular. Entonces:

- a) *Corriente de cortocircuito (I_{SC})*: Es la que pasa a través la célula bajo las condiciones STC cuando la tensión tenga el valor de cero. La curva $(I - V)$, contiene tres pares de puntos notables, $(0, I_{SC})$, $(V_{OC}, 0)$ y (V_{MPP}, I_{MPP}) , y pueden usarse para determinar los parámetros desconocidos como, la fotocorriente del módulo que es aproximadamente igual a la corriente de cortocircuito ($I_{ph} \approx I_{SC}$) y la determinación de $(I_0, V_t$ y $R_S)$.
- b) *Tensión del circuito abierto (V_{OC})*: Es la tensión máximo disponible en una célula solar, y ocurre desde la corriente de cero. Y corresponde la cantidad de polarización directa de la célula solar debido a la unión $p - n$ por la corriente generada por la luz solar. A partir de $\frac{\partial(IV)}{\partial V} = 0$, se puede obtener el $V_{m\acute{a}x}$ en función de V_{oc} cuando $T = 273 - 523^\circ\text{K}$.

Gráfico N° 2.12: Rendimiento de la célula bajo condiciones STC y NOCT.



Fuente: (Neill & Stapleton, 2017).

2.2.16.5 Parámetros de cálculo de las ecuaciones de las células FV

En este apartado solo consideramos los datos del fabricante del panel disponibles para el cálculo de los parámetros. En general, las hojas de datos comerciales solo incluyen información sobre los 03 puntos notables característicos de la curva I-V a partir de ello es posible extraer 04 condiciones de entorno.

a) La ecuación de la corriente de corto circuito I_{SC} :

$$I_{SC} = I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{R_s I_{SC}}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{I_{SC} R_s}{R_{sh}} \quad (2.62)$$

b) La ecuación de tensión de circuito abierto V_{OC} :

$$0 = I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{V_{OC}}{nV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_{OC}}{R_{sh}} \quad (2.63)$$

c) La ecuación de la corriente del punto de máxima potencia I_{MPP} :

$$I_{MPP} = I_{ph} - I_o \left\{ \exp\left(\frac{V_{MPP} + R_s I_{MPP}}{nV_t}\right) - 1 \right\} - \frac{V_{MPP} + I_{MPP} R_s}{R_{sh}} \quad (2.64)$$

d) La cuarta condición que se realizará para obtener los cuatro parámetros es el pico de potencia en el MPP. Sin embargo, es muy importante obligar a la solución a satisfacerla. Como es bien sabido, la potencia eléctrica $P = IV$, que diferenciado una vez con respecto a V , nos da $\frac{\partial P}{\partial V} = V \frac{\partial I}{\partial V} + I = 0$. Al imponer la condición de potencia máxima ($P = 0$), a la ecuación anterior se obtiene la siguiente expresión:

$$\left. \left(\frac{\partial P}{\partial V} \right) \right|_{[I_{MPP}, V_{MPP}]} = - \frac{I_{MPP}}{V_{MPP}}$$

$$= - \frac{I_O}{nV_t} \left(1 - \frac{I_{MPP}}{V_{MPP}} R_S \right) \left[\exp \left(\frac{V_{MPP} + I_{MPP} R_S}{nV_t} \right) \right] - \frac{1}{R_{sh}} \left(1 - \frac{I_{MPP}}{V_{MPP}} R_S \right) \quad (2.65)$$

Con algunas simplificaciones justificadas (i.e., *teniendo en cuenta el orden de magnitud de los términos diferentes en las ecuaciones*), se pueden simplificar de la siguiente manera:

- a) *La ecuación para R_S* : Por otro lado teniendo en cuenta las expresiones es posible derivar la ecuación, una expresión implícita de la resistencia en serie R_S , como una función inicial de los parámetros.

$$\frac{nV_t V_{MPP} (2I_{MPP} - I_{SC})}{(V_{MPP} I_{SC} + V_{OC} (I_{MPP} - I_{SC})) (V_{MPP} + I_{MPP} R_S) - nV_t (V_{MPP} I_{SC} - V_{OC} I_{MPP})}$$

$$R_S = \exp \left(\frac{V_{MPP} + I_{MPP} R_S - V_{OC}}{nV_t} \right) \quad (2.66)$$

- b) *La ecuación para R_{sh}* : La expresión combinada conduce la R_{sh} (*shunt*) en función de R_S . Cuando el R_{sh} , es infinito hay una solución para la tensión V para cualquier I menos que $I_{ph} + I_O$.

$$R_{sh} = \frac{(V_{MPP} + I_{MPP} R_S) (V_{MPP} - R_S (I_{SC} - I_{MPP}) - nV_t)}{(V_{MPP} + I_{MPP} R_S) (I_{SC} - I_{MPP}) - nV_t I_{MPP}} \quad (2.67)$$

Una vez que se ha estimado el valor de R_{sh} , la condición del limite adicional en el punto de cortocircuito se puede expresar como:

$$\frac{1}{R_{sh}} = \frac{1}{R_{sh0} - R_S} + \frac{I_O}{nV_t} \exp \left(\frac{R_S I_{SC}}{nV_t} \right) = 0$$

Se puede simplificar como: $\frac{1}{R_{sh}} = \frac{1}{R_{sh0} - R_S} = 0 \Rightarrow R_{sh0} = R_{sh} + R_S$

Que lleva a la siguiente expresión: $R_{sh0} \approx R_{sh}$

- c) *La ecuación para I_O* : Es la corriente de saturación inversa del diodo por difusión y recombinación.

$$I_o = \frac{(R_{sh} + R_S)I_{SC} - V_{oc}}{R_{sh} \exp\left(\frac{V_{oc}}{nkT}\right)} \quad (2.68)$$

d) La ecuación para I_{ph} : Es la corriente fotogenerada mediante un diodo en paralelo que depende de un flujo incidente de fotones.

$$I_{ph} = \frac{R_{sh} + R_S}{R_{sh}} I_{FV} \quad (2.69)$$

Dado que los parámetros I_o , n , R_S y R_{sh} no se pueden medir directamente, la aplicación más común de la ecuación característica es la (*regresión no lineal*), para extraer los valores sobre la base de su efecto combinado en el comportamiento de la célula solar. Cuando R_S no es cero, la ecuación anterior no da la corriente directamente, pero puede resolverse utilizando la función de Lambert W :

$$Z = W(z)e^{W(z)} \quad (2.70)$$

Por lo tanto Z , es cualquier número complejo y esta función no es inyectiva en la variable real x y la relación W es definido solo para $x \geq -1/e$ y tiene doble valor en el soporte $[-1/e]$, las dos ramas de la función es expresado como $W_0(x)$ para $W(x) \geq -1$ y $W_{-1}(x)$ para $W(x) \leq -1$. La estrategia general para aplicar la función W de Lambert al resolver ecuaciones exponenciales es usar la siguiente equivalencia:

$$Z = Ye^Y \Rightarrow Y = W(x) \quad (2.71)$$

Volviendo a la afirmación de las ecuaciones de los circuitos equivalentes la R_S , se puede reescribir de la siguiente manera:

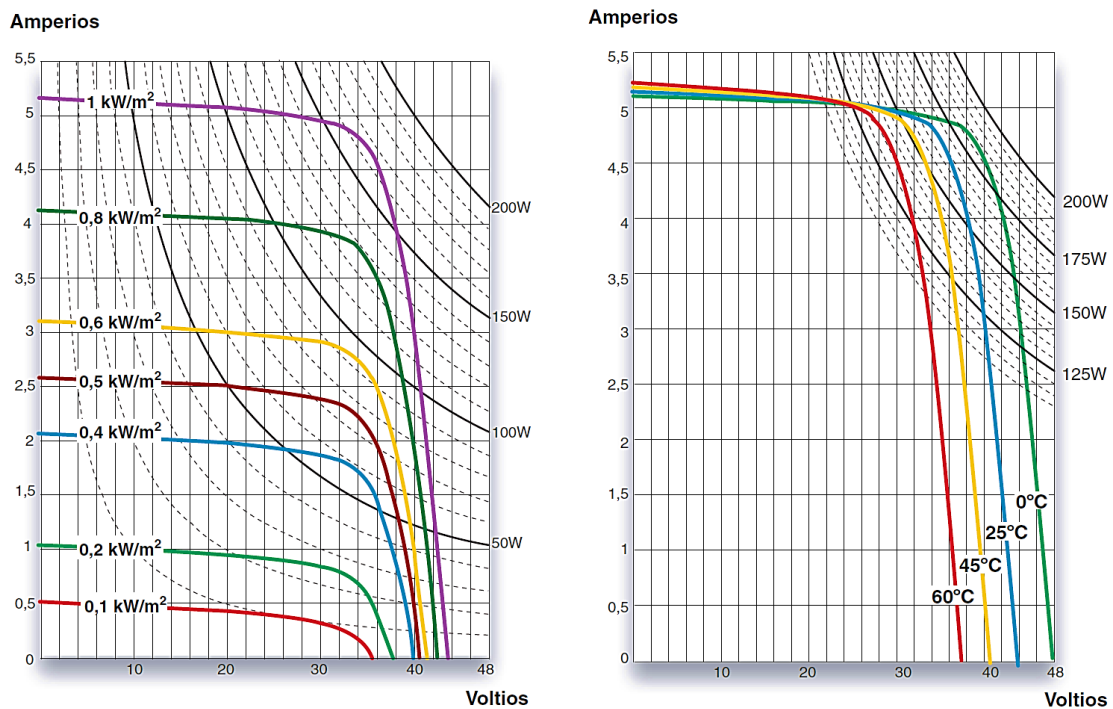
$$R_S = A(W_{-1}(B \exp(C)) - (D + C)) \quad (2.72)$$

Donde:

$$A = \frac{nV_T}{I_{MPP}} \quad C = \frac{-2V_{MPP} - V_{oc}}{n} + \frac{(V_{MPP}I_{SC} - V_{oc} - I_{MPP})}{(V_{MPP}I_{SC} + V_{oc}(I_{MPP} - I_{SC}))}$$

$$B = -\frac{V_{MPP}(2I_{MPP} - I_{SC})}{(V_{MPP}I_{SC} + V_{oc}(I_{MPP} - I_{SC}))} \quad D = \frac{V_{MPP} - V_{oc}}{nV_T}$$

Gráfico N° 2.13: La curva I-V en función de 1000 W/m^2 , AM 1,5 y 25°C .



Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 31).

La normativa *IEC 60904-1*¹⁵, describe los procedimientos para la medición de las características de *I-V* de los dispositivos FV bajo la luz solar natural. La normativa *IEC 61829*¹⁶, describe las medidas en el lugar de las características de campos FV de (*c – Si*) y la extrapolación de los datos en (*Condiciones de Ensayo de Aceptación - CEA*) en CEM o STC a otros valores de irradiancia y temperatura.

2.2.17 ANÁLISIS DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (MPP)

Según, (Ranjan *et al.*, 2014), expresa que, “*el MPP es una técnica de uso común en turbinas eólicas y los SFV para maximizar la extracción de potencia en todas las condiciones*”. Según, (Ruíz *et al.*, 2010); (Mertens, 2014); (Kamarzaman & Chee, 2013), la curva (*I – V*), definen el comportamiento del “*Maximum Power Point – MPP*”, varía continuamente, porque depende de los factores como la temperatura, las condiciones de

¹⁵ IEC 60904-1. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica intensidad-tensión de los módulos fotovoltaicos (Versión oficial EN 60904-1:1993).

¹⁶ IEC 61829. Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.

irradiancia. Modifica la tensión-corriente y su potencia extraída en un módulo respectivamente. Según, (Di Piazza & Vitale, 2013); (Honsberg & Bowden, 2014), se expresan por el producto de la tensión y la corriente, $V_{MPP} * I_{MPP}$, que da una potencia P_{MPP} máxima generada entre los terminales de una célula FV desde cero $P_{MPP} = 0$, en estos dos casos tanto en los puntos de V_{OC} y I_{SC} son también equivalentes a “0”, bajo condiciones de iluminación. Según, (Goetzberger & Hoffmann 2005), indican que, el MPP del módulo solar, está posicionado cerca de la curva y pueden estimarse a partir de la tensión en circuito abierto V_{OC} y la corriente de corto circuito I_{SC} (pág.89).

2.2.17.1 El factor de forma o de llenado (FF)

Es el indicador básico que generalmente se usa para cuantificar la calidad de un panel FV. El (FF) de una célula solar se define en la Ec (2.73), y representa la relación entre las áreas de los rectángulos que se muestra en el gráfico (2.11), la potencia real máxima ($I_{MPP} \times V_{MPP}$) y el cociente ($I_{sc} \times V_{oc}$) frente a la salida de potencia en cortocircuito, es un parámetro clave para evaluar la eficiencia (η) de las celdas solares. Y tienen un FF mayor a 0.70 y 0.85. Se deben rechazar las celdas (*de grado B*) con bajo nivel de FF , que tienen por lo general de 0.4 al 0.65, lo que las hace ineficientes. (Robayo & Serna, 2015, pág. 42). En este punto, obviamente se tiene en cuenta que el $I_{MPP} < I_{sc}$ y $V_{MPP} < V_{oc}$, en coordinación.

$$FF = \frac{P_{MPP}}{I_{sc} \times V_{oc}} = \frac{I_{MPP} \times V_{MPP}}{I_{sc} \times V_{oc}} \quad (2.73)$$

Para células de eficiencia razonable es una función solo de la tensión de circuito abierto V_{oc} definiendo un voltaje v_{oc} normalizado idealmente es el complemento FF' es solo en función de la tensión de (v_{oc}), relacionado por la expresión empírica sin considerar la resistencia en serie (R_{SG}): Por lo tanto $v_{oc} = V_{oc} / (\frac{kT}{q})$ interpreta como el valor máximo de FF' , como expresión empírica que describe ($v_{oc} > 10$).

$$FF' = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0.72)}{v_{oc} + 1} \tag{2.74}$$

A partir $\frac{d(IV)}{dV} = 0$, se puede obtener el V_{oc} , en función de (I_{sc}):

$$V_{MPP} \sim (0.75 - 0.9)V_{OC} \tag{2.75}$$

$$I_{MPP} \sim (0.85 - 0.95)I_{SC} \tag{2.76}$$

2.2.18 LAS TECNOLOGÍAS DE LAS CÉLULAS SOLARES

Según, (Sencan & Akarslan, 2012); (IRENA, 2012), indica que, esta tecnología se encuentra en continuo desarrollo para mejorar su capacidad y eficiencia. La afirmación de que, el silicio cristalino ($c - Si$), es uno de los elementos más abundantes en la corteza terrestre, con una energía *band-gap* o *banda prohibida* de $1,1 eV$, basada en obleas FV, más adelante se producirán varios cientos de MW por año e incluso a escala de GW. Según, (Green *et al.*, 2007), posee una estructura cristalina ordenada, y permite la fácil aplicación de las teorías y técnicas desarrolladas donde muestra un comportamiento predecible y uniforme. Sin embargo, debido a los procesos de cuidadosa fabricación son los más baratos. (pág.34).

Tabla N° 2.3: Etapas tecnológicas de las células fotovoltaica.

Generación	Determinado por:
Primera	<ul style="list-style-type: none"> - Son celdas a base de Si, de tipo IV. - Generalmente llegan a eficiencias del 18%, las policristalinas solo llegan a eficiencias del 12%. - Actualmente dominan el mercado con una participación del 85%.
Segunda	<ul style="list-style-type: none"> - Son celdas denominados (Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition -PECVD). - Se introdujeron 04 tipos de células solares (silicio amorfo a-Si y a-Si/μc-Si), (CdTe) (CIS) y (CIGS). - Tienen una banda prohibida alrededor de $1,7eV$ y es similar al (c-Si) - Tienen capas delgadas de 1 a $4\mu m$ de espesor de diversos compuestos. - Reciben la cantidad de luz solar en un 99%. - Llegan a eficiencias del 37%.
Tercera	<ul style="list-style-type: none"> - Se encuentran en fase pre comercial. - Existen 03 tipos de tecnologías diferentes como las (CPV), las sensibilizadas por colorantes (DSSC) y las orgánicas.

	<ul style="list-style-type: none"> - Es la más joven y se caracteriza por usar nanotecnología a una escala de $(10^{-9}, 10^{-6} \mu\text{m})$ algo así como (1000-100.000) veces más delgado que un cabello. - Se tienen resultados hasta el 42% de eficiencia en los tipos Thin Film
Cuarta	<ul style="list-style-type: none"> - Aún está en investigación consisten en materiales polímeros con nanotecnología. - Están compuestas por varias capas multiespectrales apiladas. - Están basadas en la idea tecnológica multi-unión usado en las misiones a Marte que se llevaron a cabo por la NASA.

Fuente: (IEA, 2011, pág. 114); (IRENA, 2012); (Green M. A., 2003).

2.2.18.1 Por la densidad interna del material

Labouret & Villos (2010), menciona que, la instalación de SFCR utiliza paneles tradicionales, como los utilizados en sistemas de autoconsumo (*stand-alone*), la única diferencia es que el número de células ya no está asignado con múltiplos de 36, que es lo habitual. Pero en caso de los paneles conectados a la red están limitados por sus dimensiones y tamaños puestos a disposición por los fabricantes. (pág.113). Para (Markvart & Castañer, 2003), elaboran el diseño de las (*c – Si*), lo cual difiere de acuerdo con los procesos de fabricación. Hay una gran variedad y tipos de células lo que a primera vista parece ser una gama uniforme que revela una considerable diversidad con más detalles:

Tabla N° 2.4: Determinación de la densidad del material celular.

Propiedades	Determinado por
Forma	Se determina por el material de obleas (cuadradas y circulares), en tecnología de frontal y contraportada, a su adaptación en varias superficies externas visuales en un Panel FV.
Tamaño	Se determina por la cantidad de las células solares interconectadas en serie y paralelo encapsuladas que fluctúan de 50 – 350 W con dimensiones de (10x10cm; 12,5x12,5cm; 15x15cm; 21x21cm), y produce una corriente alrededor de 3-7 (Amp), con una tensión de 0,5-0,8V.
Color	Se determina por el ancho del recubrimiento anti-reflectante de Si_3N_4 . En la parte frontal y la contraportada parte trasera. Se tienen desde oscuro gris para (<i>sc-Si</i>), azul oscuro para (<i>mc-Si</i>).

<i>Textura y patrones</i>	<i>Se determina por la textura de la célula solar. E.g., en los (a-Si) como resultado de las películas delgadas (Thin Film).</i>
<i>Translucidez</i>	<i>Se determina por la portada frontal transparente que permite que la energía solar máxima pase a través de las células, la parte posterior de la cubierta puede ser opaco, translúcido o transparente.</i>
<i>Punto de vista</i>	<i>Se determina el impacto visual que producen los módulos FV en un edificio como la diferencia de observación de cerca o de lejos.</i>

Fuente: (Markvart & Castañer, 2003).

2.2.18.2 Estado del arte de las tecnologías fotovoltaicas

Se tienen las normativas *UNE-EN 61730-1; EN61730-2:2007/A1:2013*¹⁷, *IEC 62093:2005*¹⁸; *UNE-EN 50380:2003*¹⁹; *UNE-EN 61701:2012*²⁰; *UNE-EN 60891:2010*²¹; *IEC 60904-1:2007*²²; *UNE-EN 60904-5:2012*²³ y *UNE-EN 60904-3:2009*²⁴. Donde se detallan los requisitos de todos los dispositivos de los módulos FV y las células.

Guerrero & Martínez (2013), indican que, para describir el estado de arte y la técnica de la tecnología fotovoltaica en tendencias futuras, se hacen una distinción entre las (*c-Si, Thin Film, semiconductores inorgánicos y orgánicos*). (pág.119).

Según, (Di Piazza & Vitale, 2013); (Sencan & Akarslan, 2012); (Alsema & Nieuwlaar, 2000); (Benoit *et al.*, 2012), consideran la tecnología FV según su fabricación:

Tabla N° 2.5: Determinación visual de la tecnología fotovoltaica.

Tecnología de la célula	Constitución
<i>Monocristalina (sc-Si)</i>	<i>Es considerado ideal y es caro debido al proceso de fabricación y está compuesta por silicio en un 80% del mercado mundial, es líder en tecnología eficiente.</i>

¹⁷ UNE-EN 61730-1; EN61730-2 :2007/A1:2013: Cualificación de la seguridad de los módulos FV. Parte 1: Requisitos de construcción, Parte 2: Requisitos para ensayos.

¹⁸ IEC 62093:2005: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de los SFV. Calificación del diseño y ensayos ambientales.

¹⁹ UNE-EN 50380:2003: Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos FV.

²⁰ UNE-EN 61701:2012: Ensayos de corrosión por niebla salina de módulos FV.

²¹ UNE-EN 60891:2010: Dispositivos FV. Procedimientos de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos FV

²² IEC 60904-1:2007: Dispositivos FV. Parte 1 y parte 2: Medida de la característica intensidad-tensión de los dispositivos FV.

²³ UNE-EN 60904-5:2012: Dispositivos FV. Parte 5- Determinación de la temperatura equivalente de la célula (TCE) de dispositivos FV, por el método de la tensión de circuito abierto.

²⁴ UNE-EN 60904-3:2009: Dispositivos FV. Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos FV.

<i>Policristalina (mc-Si)</i>	<i>Es considerado menos críticos sofisticados y son baratos. Utilizan el uso de granos de pocos milímetros que cubre la parte posterior y frontal de la célula. Se espera que su eficiencia sea del 13 al 18%.</i>
<i>Amorfas (Thin Film)</i>	<i>Es considerado por tener un gran número de defectos estructurales en sus enlaces. A pesar de que el coeficiente de absorción es 40 veces superior al (sc-Si), su rendimiento es aún menor que en los (mc-Si). El problema es la degradación de su rendimiento tras los primeros meses de operación.</i>
<i>Células Esféricas</i>	<i>Es considerado por tener dimensiones de 1 y 1,5 mmφ de diámetro. Se espera una importante revolución en la expansión del campo de su aplicación en la energía FV.</i>
<i>Células Polímeros</i>	<i>Es considerado como un producto en el acabado y su funcionamiento de 2 a 4 años dependiendo producir la misma cantidad de energía, están compuestos de (GaAs), (CdTe), (CIS), (CIGS), etc.</i>

Fuente: (Markvart & Castañer, 2003).

2.2.18.3 El futuro de la energía fotovoltaica de las últimas realizaciones

Green *et al.*, (2017), desde enero del 1993 “*Progress in Photovoltaic*” han informado seis listas mensuales de las mayores eficiencias confirmadas de tecnologías en celdas y módulos FV, proporcionados en tablas. Esto no es solo un resumen actualizado del estado de la técnica, sino que sirve de aliento a los investigadores a indagar sobre dichas eficiencias y corroborar los resultados sobre una base estandarizada. Los resultados están basados desde el inicio de la (*version 33*), donde se integraron a la (*Comision Electrotécnica International- IEC*) en las normativas “*IEC 60904-3 ed. 2, 2008, ASTM G-173-03*”. La inclusión de los resultados actualmente están en la (*version 50*), medidos periódicamente e independientemente reconocidos por un centro de pruebas y laboratorios.

Tabla N° 2.6: Las eficiencias (%) en células FV (IEC 60904-3:2008; ASTM G-173-03).

TECNOLOGÍA	1998 (Versión 12)	2006 (Versión 27)	2009 (Versión 33)	2017 (Versión 50)
CÉLULAS DE SILICIO				
<i>Silicio monocristalino</i>	24.4±0.5	24.7±0.5	25.0±0.5	26.7±0.5
<i>Silicio policristalino</i>	19.8±0.5	20.3±0.5	20.4±0.5	21.9±0.4
<i>Silicio de Película delgada (Thin-Film)</i>	16.6±0.5	16.6±0.4	16.7±0.4	21.2±0.4
GRUPO III-IV				
<i>Células cristalinas (GaAs)</i>	25.1±0.8	25.1±0.8	26.1±0.8	---

<i>Película delgada (GaAs)</i>	23.3	24.5±0.5	26.1±0.8	28.8±0.9
<i>Policristalinos (GaAs)</i>	18.2±0.5	18.2±0.5	18.4±0.5	18.4±0.5
<i>Células cristalinas (InP)</i>	21.9±0.7	21.9±0.7	22.1±0.7	24.2±0.5
POLICRISTALINOS DE (PELÍCULA DELGADA)				
<i>Células cristalinas (CdTe)</i>	16.0±0.2	16.5±0.5	16.7±0.5	21.0±0.4
<i>Submódulo (CdTe)</i>	10.6±0.3	---	---	---
<i>Células (CIGS)</i>	16.4±0.5	18.4±0.5	19.4±0.6	21.7±0.5
<i>Submódulos (CIGS)</i>	14.2±0.2	16.6±0.4	16.7±0.4	---
SILICIO AMORFO				
<i>Células (a-Si)</i>	12.7±0.4	9.5±0.3	9.5±0.3	10.2±0.3
<i>Submódulos (a-Si)</i>	12.0±0.4	4.7±0.2	---	11.9±0.3
FOTOQUIMICAS				
<i>Tintes nanocristalinos</i>	6.5±0.3	10.4±0.3	10.4±0.3	11.9±0.4
CÉLULAS DE MULTI-UNIÓN				
<i>GaInP/GaAs</i>	30.3	30.3	30.3	---
<i>Película delgada (GaAs/CIS)</i>	25.8±1.3	25.8±1.3	25.8±1.3	---
<i>Película delgada (a-Si/CIGS)</i>	14.6±0.7	14.6±0.7	---	14.0±0.4
<i>a-Si/a-SiGe</i>	13.5±0.7	11.7±0.4	11.7±0.4	12.7±0.4

Fuente: (Green et al., 2017).

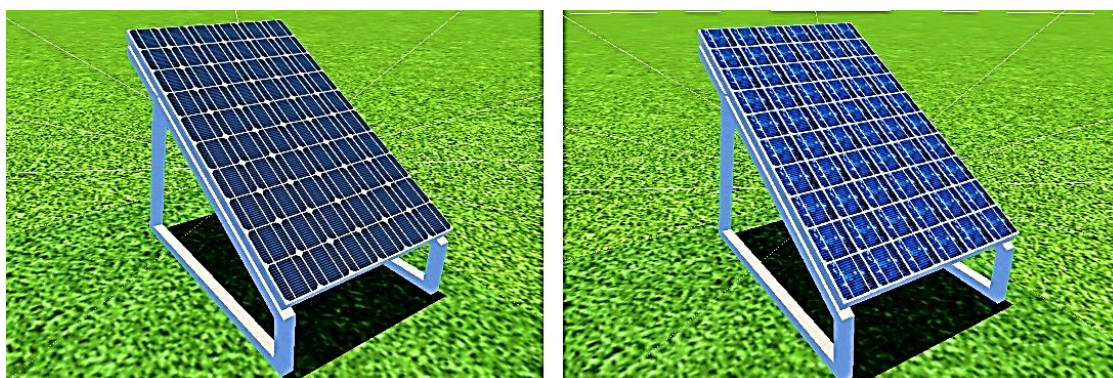
2.2.19 LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Según, (Honsberg & Bowden, 2014); (Lorenzo *et al.*, 1994), indican que, los módulos FV, está conformados por un conjunto de células solares individuales conectados eléctricamente entre sí para aumentar su potencia de salida y producir la electricidad generada a partir de la luz que incide sobre ellos y están protegidos de una descarga eléctrica. Sin embargo, pueden reducir el rendimiento, ya sea la salida de la potencia o el tiempo de vida útil.

Según, (Lorenzo *et al.*, 1994), señalan que, se comercializan varios tipos de módulos desde 30, 36 y 40 células de Si, del mismo tamaño, conectados en serie y encapsulados entre las hojas de vidrio (*Tedlar*) en la cara posterior que protege contra las hostilidades del medio ambiente aislados eléctricamente y proporcionan una resistencia mecánica. La norma *IEC 60904*, describe los requisitos relativos a la selección, embalaje, calibración, marcado, etiquetado y cuidado de los módulos solares de referencia. Es complementaria de la norma *IEC 60904-2*²⁵.

²⁵ IEC 60904-2:1994. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia (Versión oficial EN 60904-2:1993).

Figura N° 2.24: Módulos de silicio monocristalino (sc-Si) y policristalino (mc-Si).



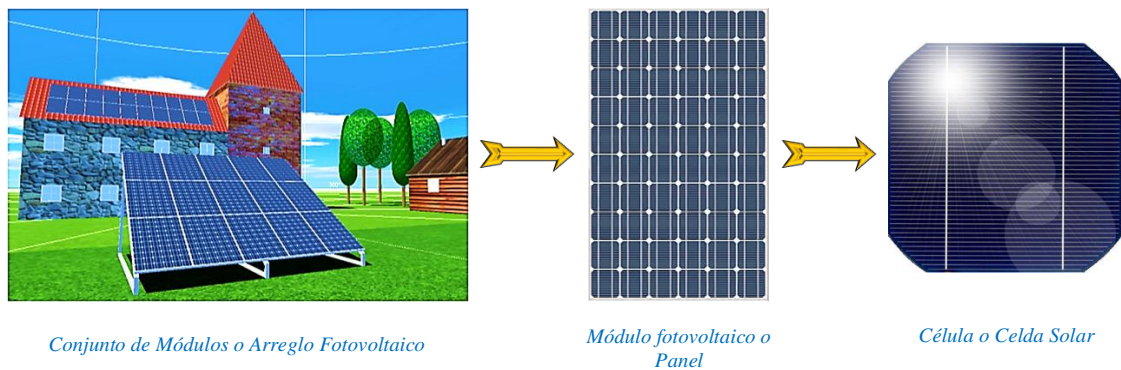
*Fuente: (PV*SOL Expert 6.0 (R8), 2016).*

2.2.19.1 Caracterización del arreglo o generador fotovoltaico

Lorenzo *et al.*, (1994), indica que, un arreglo o GFV, conectadas eléctricamente entre sí, puede ser una tarea compleja para predecir la curva $I - V$ para todo el generador en su totalidad, incluso si se conocen las características de las células individuales. Afortunadamente, las aplicaciones más prácticas no se exigen ser demasiado exacta, y el modelo simplemente está basado en las siguientes hipótesis como la adecuada. (pág.88).

Para, (Aristizábal, 2018), el proceso de simulación y caracterización del comportamiento de la célula FV se basa en su equivalencia con un circuito eléctrico y su posterior representación matemática (...). Para esto, los valores constantes de la intensidad de radiación incidente y la temperatura son continuos. (pág.56).

Según, (Shlager & Weisblatt, 2006), como se muestra en la (figura 24), indica que, cada módulo puede enlazar una serie de conjuntos FV, para aumentar la salida eléctrica. Cuando se agrupan de 2 a 10 módulos FV, se denomina “*arreglo fotovoltaico o array*”, y pueden organizarse en serie o en paralelo. Donde se instalan en un edificio (BIPV) y puedan crear suficiente energía como para una central eléctrica. (pág.236).

Figura N° 2.25: Constitución de los sistemas fotovoltaicos.*Elaboración: Propia.*

Según, (Wrixon, Rooney, & Palz, 1993); (Lorenzo *et al.*, 1994), expresa que, la medida de un módulo FV típicamente son de $0.3m$ de ancho y un $1.0m$ en el caso de ser comercialmente disponible. Y tienen dos terminales de salida con la conexión de diodos de derivación (*Bypass*). Los módulos FV que van a ser utilizados deben cumplir con todas las especificaciones técnicas *EN-IEC 61215*, como es el diseño del (*c-Si*), o también con los requisitos de la norma *EN-IEC 61646*²⁶, regulación de (*película delgada. (Thin Film)*), que comprenden la *STC* o *CEM*:

- La radiación solar está determinada por $1000W/m^2$.
- Temperatura del módulo solar es de $25^{\circ}C$, (temperatura ambiente).
- Espectro de luz AM 1.5 G.

2.2.20 LA SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Forma parte de una serie de procesos de cálculos y determinaciones de ciertos parámetros, a través de las cuales se llega a la conformación final del sistema. Asimismo, se debe diferenciar entre los SFVA y los SFCR, ya que los componentes que conforman estos sistemas son distintos en cada caso. La normativa *IEC 62093:2005*, establece los

²⁶ IEC-EN 61646:2009. Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

requisitos en el diseño de componentes y del (*balance de sistema -BOS*), para componentes solares dedicados tales como baterías, inversores, controladores de carga, diodos, protectores contra sobretensiones, cajas de conexiones, dispositivos de seguimiento MPPT, etc.

Neill & Stapleton (2012), mencionan que, al seleccionar y solicitar los módulos adecuados por lo general es muy importante solo la parte esencial del sistema y puede ser un error costoso si se elige un producto incorrecto. Esta elección no sólo debe ser gobernada por el rendimiento, la eficiencia y el costo, sino también por las condiciones en las que operará. (pág.116).

Tabla N° 2.7: Selección de módulos FV (IEC 61730-1-2; IEC 61215 Ed.2).

N°	Fabricante	TIPO	CANT.	N° de células	N° de diodos Bypass	SUP. (Bruta)	SUP. (Refer.)
01	Sun Power	SPR-X20-250-BLK	04	72	03	4,98m ² 53,57pies ²	4,97m ² 53,55pies ²
02	Solarwatt	SOLARWATT 60M style, 250 Wp	04	60	03	13,30m ² 143,22pies ²	13,31m ² 143,24pies ²
	Solarwatt)	SOLARWATT 60P style, 250Wp	04	60	03		
03	Solarworld AG	Sunmodule Plus SW 250 poly	12	60	03	20,12m ² 216,58 pies ²	20,12m ² 216,58 pies ²
05	AS-Technology Srl.	AS603M 250	05	60	03	32,98m ² 355,23pies ²	33,00m ² 355,85pies ²
06	Isofotón (sc-Si)	ISF-250	05	60	03	197,56 m ² 2126,59 pies ²	197,38 m ² 2124,62 pies ²
07	Kyocera Fineceramics	KD250GH-4YB2	05	60	03		
08	SHARP Corporation	ND-R250A5	05	60	03		
09	Sunways AG	SM60PP (250Wp)	20	60	06	32,64m ² 351,38pies ²	32,63m ² 351,31pies ²
10	Solar-Fabrik AG	Premium L mono – 250	10	60	03	66,55m ² 716,33pies ²	66,89m ² 720,03pies ²
11	Solar-Fabrik AG	Premium L poly - 250	10	60	03	97,72m ² 1051,81pies ²	98,04m ² 1055,32pies ²
12	ATERSA	A-250P_ULTRA	60	60	01		
13	Mitsubishi Electric Europe B.V.	PV-MLT250HC	60	120	06	197,56 m ² 2126,59 pies ²	197,38 m ² 2124,62 pies ²
14	IBC Solar AG	IBC PolySol 250 CS	60	120	06		

Elaboración: Propia.

Los principales factores que afectan a la elección de un módulo FV, es la eficiencia y la garantía del producto y están diseñadas para durar un largo período de tiempo. Es decidir usar el monocristalino o policristalino, no es fácil y requiere gastos y costes. (Hammada *et al.*, 2015, pág.50).

2.2.21.1 Superficies para la elección de los módulos

Las bases del cálculo están determinadas en la tabla N° (2.7), sobre el dimensionamiento superficial de los SFV, dados en pies² y metros². “*Más allá de los criterios de rendimiento, la mayoría de las limitaciones están vinculadas a la instalación y a las dimensiones de los módulos cuando vayan a ser integrados en un tejado o fachada*”. (Labouret & Viloz, 2010, pág. 115).

2.2.21.2 Estado de las eficiencias de módulos fotovoltaicos

Honsberg & Bowden (2014), señala que la eficiencia de conversión ($\eta_{Celda\ Solar}$), es el parámetro de una célula solar expresado en (%), de la potencia de la energía solar aprovechada con el fin de comparar el rendimiento de producción. Por lo tanto, se mide la eficiencia, bajo las condiciones STC. La eficiencia ($\eta_{Celda\ Solar}$), o un conjunto de ellas (η_{GFV}), se define en la tabla N° (4.11), como la conversión de potencia de salida dividido entre la potencia de entrada de la energía solar incidente en el módulo fotovoltaico:

$$\eta_{Celda\ Solar,GFV}(\%) = \frac{P_{Salida}}{P_{Entrada}} = \left(\frac{I_{sc} \times V_{oc} \times FF}{A_{mód} \times G} \right) \times 100(\%) \quad (2.77)$$

Donde:

P_{Salida} , Potencia de salida de la célula solar compuesta por (corriente de corto circuito, tensión de circuito abierto, factor de forma (I_{sc}, V_{oc}, FF)).

$P_{Entrada}$, Potencia de entrada de incidencia solar ($A_{mód} = m^2, G = 1000\ W/m^2$).

Tabla N° 2.8: Materiales de células FV en áreas con grados de eficiencias.

Tecnología de la célula	Eficiencia del módulo	Superficie (1kWp) de 10-20 m ²
<i>Silicio Monocristalino</i>	11-16%	7-9 m ² y 20
<i>Silicio Policristalino</i>	10-14%	8-9 m ² y 27
<i>Diselenuro de cobre e indio (CIS)</i>	8-10%	9-11 m ² y 32
<i>Telururo de Cadmio (CdTe)</i>	6-8%	11-13 m ² y 40
<i>Silicio Amorfo</i>	4-7%	16-20 m ²

Fuente: (Anthony, Durschner, & Remmers, 2006, pág. 89).

Los resultados de eficiencia en la tabla N° (4.11), están dados en condiciones (STC), incluyendo la masa de aire de 1,5 (la distancia recorrida a través de un ambiente de 50% es mayor que cuando el sol está exactamente por encima) y 25°C, de temperatura externa.

Sin embargo, la eficiencia del (c – Si) disminuye con el aumento de la temperatura y son ligeramente inferiores a las eficiencias de las células normales. La tecnología avanzada en la fabricación, tales como los contactos posteriores (*sándwiches*), y los procesos de texturización de películas delgadas (*Thin Film*) prometen más adelante aumentos en la eficiencia respectiva. Aunque las células (c-Si), representan la tecnología FV, más desarrollada, todavía hay espacio para la mejora (...). (IEA, 2011, pág. 114).

2.2.22 PRUEBA DE SEGUIMIENTO DEL MPPT

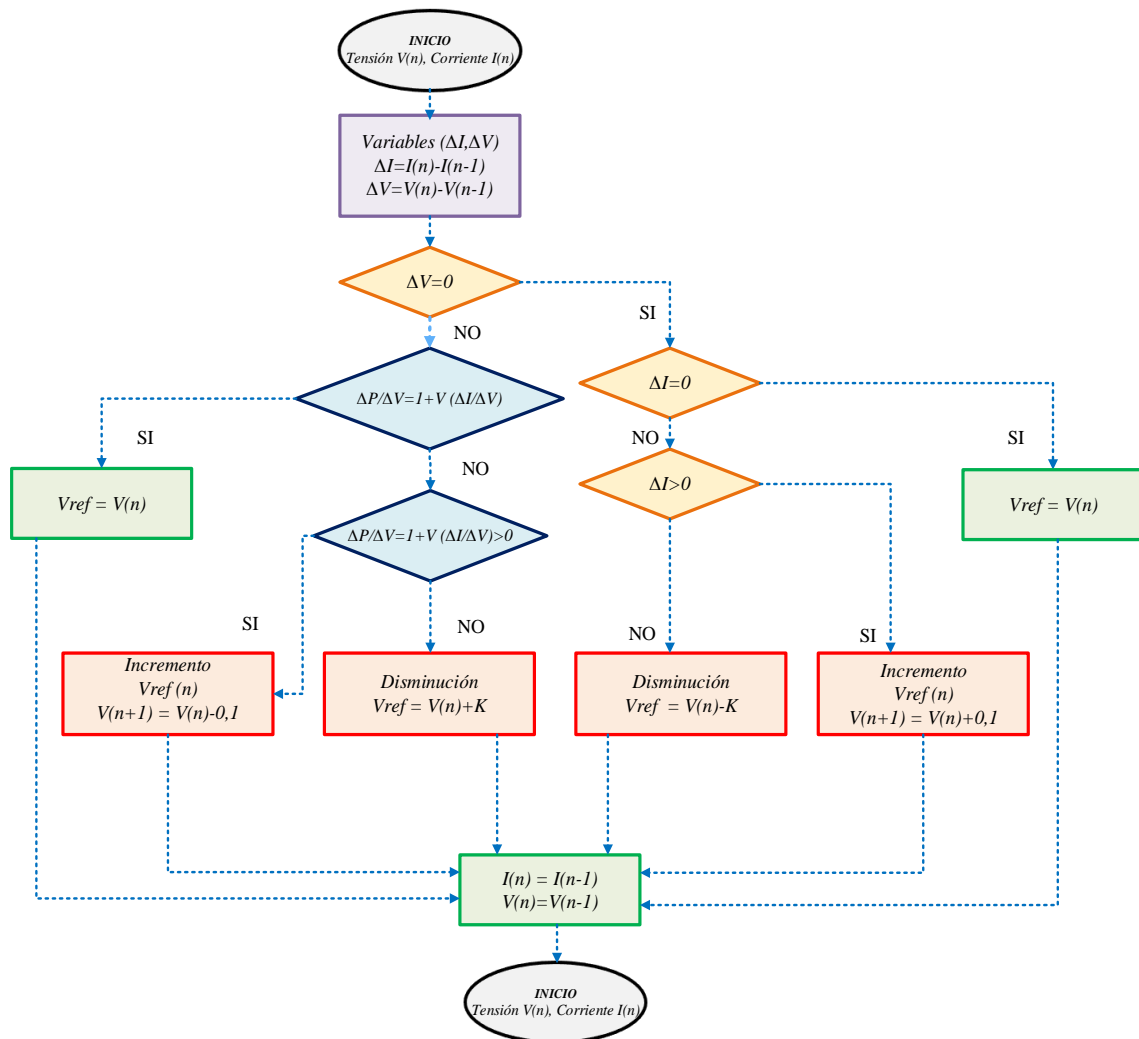
El “*seguimiento de punto de máxima potencia MPPT*” permite obtener la máxima potencia de los sistemas de generación eólica o solar, por lo general este tipo de módulos tiene incorporado un algoritmo el cual permite que el sistema opere en un punto específico de las curvas características (I-V) y (P-V). Según, (Deambi, 2016); (Labouret & Viloz 2010), la función del regulador MPPT permite la medición de la curva I-V del panel para obtener energía desde el MPPT. Mientras que la función del regulador PWM trata de reunir dos técnicas precedentes haciendo uso de un interruptor activo modulado por impulsos en longitud variable. (pág.204). Según, (Castejón & Santamaría, 2010), indica, que, las salidas monofásicas y trifásicas tienen potencias que van desde 1kW, hasta las

centenas de kW, y es necesario que dispongan de un seguidor MPPT. Al ir conectados a la red eléctrica utilizan como referencia el control de salida en CA. (pág.107).

2.2.22.1 El algoritmo MPPT de la perturbación y observación (P&O)

El método de perturbación y observación (P&O) sirve para obtener las características del MPPT, en el punto de funcionamiento del módulo FV. El punto máximo alcanza cuando la velocidad de cambio de potencia con respecto a la tensión es cero. Sin embargo, el principal inconveniente de los P&O es que, el proceso se repite periódicamente hasta que alcance el MPPT. (Panda, Pathak, & Srivastava, 2015).

Esquema N° 2.2: Diagrama de flujo algorítmico de seguimiento del MPPT del SFCR.



Fuente: (Borekci, Kandemir, & Kircay, 2015).

Según, (Jayaweera, 2016), afirma que: “*El algoritmo MPPT del (P&O), son para el sistema electrónico donde puede variar el funcionamiento de los módulos y no del sistema mecánico, en el cual se obtiene la máxima intensidad del sol*”. Según, (Hossain & Mahmud, 2014), expone que, el algoritmo de seguimiento MPPT varía con el voltaje que implica la relación de trabajo del inversor y monitorizar la potencia resultante perturbada de la tensión V_O y la corriente I_O , del SFV.

2.2.22.2 La conductancia incremental

La conductancia incremental puede simbolizarse como $\Delta I/\Delta V$ (*incremento de corriente y voltaje*). Este cambio afecta el poder de una matriz o arreglo FV, que indica además la cercanía del MPP. Según, (Esrám & Chapman, 2007), este método se basa en el hecho de que la pendiente del GFV, es cero en el MPP, positivo a la izquierda y negativo a la derecha del MPP. Cuando el $(\Delta I/\Delta V)$, se aproxima a cero, el SFV trabaja cerca de su máxima eficiencia. Esto puede compararse directamente con la conductancia de la matriz FV. Sin embargo, esta forma de seguimiento puede recibir algunas oscilaciones. El gráfico (14) que muestra la idea básica del método de conductancia incremental en una curva (P-V) para un módulo FV. Inicialmente la pendiente de la curva de potencia FV es desde cero en MPP, disminuyendo en el lado derecho y aumentando en el lado izquierdo del MPP. La potencia de salida de la célula que puede ser dada por:

$$P_{FV} = V_{FV} \cdot I_{FV} \quad (2.78)$$

La conductancia incremental está basada en el algoritmo de la curva (P-V) del arreglo FV.

$$\frac{dP_{FV}}{dV_{FV}} = \frac{d(IV)}{dV} = I \frac{dV}{dV} + V \frac{dI}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (2.79)$$

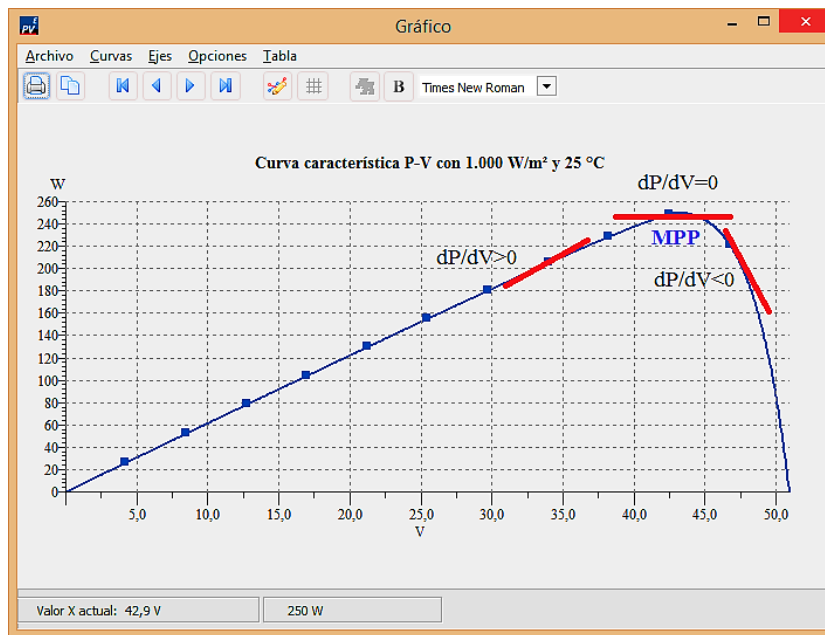
Considerando que:

$$\frac{dP}{dV} = 0 \Rightarrow I + V \frac{dI}{dV} = 0 \Rightarrow -\frac{I}{V} = \frac{dI}{dV} \tag{2.80}$$

De acuerdo con la figura se utiliza la siguiente referencia:

$$\begin{cases} \frac{dP}{dV} = 0 \text{ en MPP, para } V = V_{MPP} \\ \frac{dP}{dV} > 0 \text{ lado izquierdo del MPP, para } V < V_{MPP} \\ \frac{dP}{dV} < 0 \text{ lado derecho del MPP, para } V > V_{MPP} \end{cases} \tag{2.81}$$

Gráfico N° 2.14: Determinación de la curva P-V con (P&O).



*Fuente: PV*SOL Expert 6.0 (R8), (2016).*

2.2.22.3 La tensión de circuito abierto fraccional

La base de este método consiste en observar el porcentaje de (V_{MPP}), y el voltaje de (V_{OC}) de la curva I-V del módulo FV, bajo la variación de la irradiancia y la temperatura han dado lugar el método V_{OC} , fraccional que se expresa por:

$$V_{MPP} = K_1 V_{OC} \tag{2.82}$$

El valor de V_{OC} , V_{MPP} , es la tensión extraída del arreglo FV aislado del MPPT, se calculan de acuerdo con el valor de constante de proporcionalidad K_1 , dependiente sobre las características de irradiación y temperatura de la matriz y/o arreglo FV.

Se ha designado que el factor K_1 , está entre 0,71 y 0,78 y puede variar desde 73% al 80%.

2.2.22.4 La corriente de cortocircuito fraccional

Está basado en el comportamiento de una célula FV y existe un hecho en que la corriente en (I_{MPP}) es aproximadamente lineal a la corriente de cortocircuito (I_{SC}). Por lo tanto, es posible que el módulo FV, mantenga su rendimiento produciendo una corriente de operación cerca del I_{SC} . Similar con la operación para encontrar el V_{MPP} , que es representado por el factor K_2 . La ecuación muestra la relación entre el I_{MPP} y I_{SC} .

$$I_{MPP} = K_2 I_{SC} \quad (2.83)$$

El valor de K_2 , para la relación actual también está indeciso. El I_{MPP} , puede estar dentro del rango entre 78 – 92% del I_{SC} . Para encontrar la medición del I_{SC} , durante el funcionamiento de los módulos FV, se cortocircuitan y luego se registran para que las potencias de salida se reducen para luego interrumpir. Además, el valor MPP puede o no ser perfectamente emparejado con las características óptimas del funcionamiento.

2.2.23 EL INCREMENTO DE LA EFICIENCIA ELÉCTRICA DEL SFCR

Chakraborty, Simoes & Kramer (2013), señalan que, la energía eléctrica suministrada desde la carga tiene que pasar a través de varias piezas del equipo y los pasos como el propio (*módulo FV, regulador CC-CC, inversor CC-CA, sistemas de seguimiento solar-Sun Tracker, controladores electrónicos, banco de baterías, carga de la batería y el regulador de descarga*). Todos estos procesadores de energía tienen sus propias eficiencias y no están adecuadamente dimensionados, la eficiencia se degradará, causando grandes pérdidas de energía. (pág.66).

Quaschnig (2010), señala que, cuanto mayor es la eficiencia, más energía eléctrica puede generar la célula solar por (m^2). Además del tipo de materiales utilizados en la

calidad de su fabricación también desempeña un papel importante. Hoy en día, las células de silicio en la producción en masa de máxima eficiencia son de más del 20%, y cerca del 25% de eficiencia ya se han alcanzado en laboratorios. (pág.90).

“Los módulos son garantizados por un período de vigencia de 25 a 30 años, como mínimo, para una potencia nominal de un 80%”. (IEA, 2011, pág. 114).

2.2.23.1 Efecto de la temperatura en el funcionamiento de la célula solar

Sheperd & Sheperd (2002), señalan que, cuando una célula solar está entregando corriente a una carga, su temperatura sube por encima del ambiente de 25–30°C, que son típicos y varía directamente con la insolación solar y se puede esperar un aumento de aproximadamente 25°C en 900W/m². (pág.412).

$$Temp. de la celula = Temp. ambiente + Incremento de Temp \quad (2.84)$$

Goetzberger & Hoffmann (2005), manifiestan que, debido a que el V_{OC} y I_{SC} la potencia suministrada depende de un coeficiente de temperatura. La temperatura de las células solares de (c – Si) es de aproximadamente 0,4 – 0,5% / °K. y la de los módulos solares de (a – Si) es de aproximadamente 0,2 – 0,25 % / °K. (pág.88). Éstos varían levemente para los diversos diseños de la célula FV de silicio.

- *Efecto de la temperatura de la celda con la (I_{SC}): + (0,004 a 0,013) mA/cm²/°C.*
- *Efecto de la temperatura de la celda con la (V_{OC}): - (0,0023 a 0,0028) V/célula/°C.*
- *Efecto de la temperatura de la celda con la (P_{max}): - (0,3 a 0,5)% /°C.*

Los signos negativos para V_{oc} y P_m implican una reducción de valor si la temperatura se eleva por encima de los 25°C. Por supuesto, la temperatura de trabajo de la célula no puede caer naturalmente por debajo del nivel ambiental. La reducción de la tensión de un módulo de conexión en serie, las células se pueden calcular a partir de la relación

$$Volt (Voc)_{reduc.} = N^{\circ} \text{ de Cel. en Serie } \times T^{\circ} \text{ elev. } \times \text{Coef. de Vol. Reduc.} \quad (2.85)$$

$$\alpha = \frac{\Delta I_{SC}}{\Delta T} \quad (2.86)$$

$$\beta = \frac{\Delta V_{OC}}{\Delta T} \quad (2.87)$$

$$\gamma = \frac{\Delta P_{MPP}}{\Delta T} \quad (2.88)$$

Donde:

α , coef, de variación de corriente de cortocircuito con respecto a la (T°).

β , coef, de variación de tensión de circuito abierto (V_{OC}), con respecto a la (T°).

γ , coef, de variación de potencia máxima (MPP) del módulo con respecto a la (T°).

$$V_{MOD,MPP (T^{\circ}=-10,+70^{\circ}C)} = V_{MOD,MPP,STC} + \beta x(T - 25) \quad (2.89)$$

$$V_{MOD,OC (T=-10^{\circ}C)} = V_{OC} + \beta x(T - 25) \quad (2.90)$$

$$I_{SC(70^{\circ}C)} = I_{SC} + \alpha x(T - 25) \quad (2.91)$$

La definición del (*punto de máxima potencia MPP*) permite escribir la siguiente expresión, que tiene como objetivo su variación con la temperatura, a partir de las variaciones I_{MPP} y V_{MPP} . Para ello, se considera que el objetivo, el coeficiente de temperatura (α) para la I_{SC} y la I_{MPP} son idénticas y que los coeficientes de (ΔT), dan la V_{MPP} , y la $\beta_{V,MPP}$. Los coeficientes deben estar expresados en porcentajes (%).

$$P_{MPP}(T) = V_{MPP}(T) \times I_{MPP}(T) = V_{MPP,STC} x(1 + \beta_{V,MPP} x \Delta T) \times I_{MPP,STC} x(1 + \alpha x \Delta T) \quad (2.92)$$

Desarrollando la expresión y despreciando el término de segundo orden, se obtiene:

$$P_{MPP}(T) = V_{MPP,STC} \times I_{MPP,STC} (1 + (\alpha + \beta_{V,MPP}) x \Delta T) \quad (2.93)$$

Así, se puede entonces escribir la (ecuación 74), que relaciona de forma aproximada los coeficientes de temperatura de la célula fotovoltaica, permitiendo obtener el coeficiente $\beta_{V,MPP}$, a partir de los que son generalmente suministrados, por (α) y (γ).

$$\gamma = \alpha + \beta_{V,MPP} \quad (2.94)$$

Algunos autores aproximan el valor de $(\beta_{V,MPP})$, directamente por el (γ) , ya que (α) , es mucho menor que los demás. Los valores del coeficiente varían en función de la tecnología de la célula. Es común encontrar la referencia sobre los coeficientes de temperatura en las hojas de datos técnicos suministrados por los fabricantes de módulos. Cuanto más pequeños son los coeficientes, (β) y (γ) , menor es la pérdida de potencia del mismo módulo. Calculamos los parámetros del módulo FV, en el rango de temperaturas de $(-10^{\circ}$ a $70^{\circ}\text{C})$ en STC.

- Para -10°C se puede establecer con -35°K expresado en grados kelvin.
- Para 70°C se puede establecer con 45°K expresado en grados kelvin.

2.2.24 DIMENSIONAMIENTO Y CONFIGURACIÓN DE LOS DIODOS DE BLOQUEO Y BYPASS

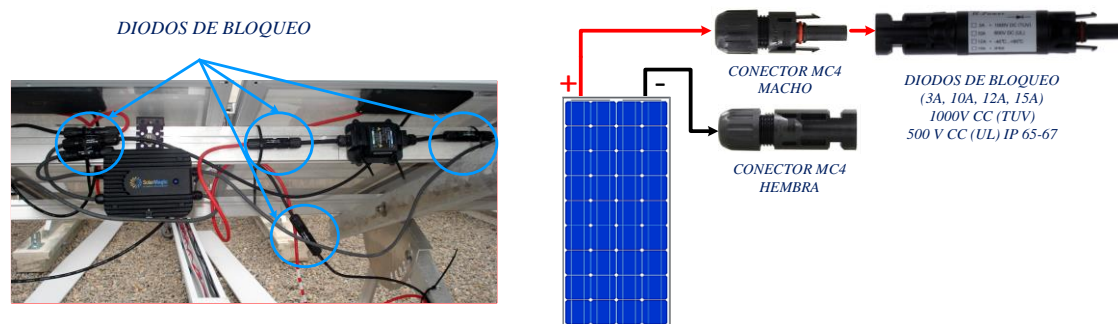
2.2.24.1 Los diodos de bloqueo

“Un diodo de bloqueo se coloca en serie con el dispositivo fotovoltaico para evitar el flujo inverso de corriente. Esto es crucial cuando la carga incluye una batería u otra fuente de energía”. (Salameh, 2014, pág. 61). Los diodos de bloqueo casi no se utilizan en un sistema de conexión a red, ya que su función sirve mejor en la instalación que un fusible de cadena. Se especificaron, para evitar que cualquier corriente inversa fluya a través de cadenas conectadas en paralelo.

- La instalación de un diodo de bloqueo da como resultado una pequeña caída de tensión en 5 y $0,7\text{V}$, produciéndose pérdidas en generadores de pequeñas tensiones, de 12V que suponen en un 6% de la potencia del GFV.
- Los diodos de bloqueo pueden fallar como un cortocircuito y por lo tanto requieren pruebas regulares.

- a) *La especificación de los diodos de cadena:* proporciona suficiente protección en la corriente inversa sin problemas de pérdidas de potencia asociadas con un diodo de bloqueo. Se puede especificar un diodo de bloqueo y debe tener como mínimo un voltaje inverso con la clasificación de $(2xV_{oc} \times N^{\circ} \text{ de módulos})$, de la cadena (STC). Se recomienda conectar los diodos de bloqueo en serie con cada rama.
- b) *Sistema de conectores Multi-Contact MC3 y MC4:* Son conectores (MC) para cada rama según la normativa EN 50521²⁷ sirven para el ahorro de tiempo y la seguridad del cableado en serie y en paralelo de los módulos FV y se tienen desde conectores simples a ramificadas de (tipo; 2 en 1, 3 en 1, 4 en 1, etc.).

Figura N° 2.26: Conexión del diodo de bloqueo con Multi-contact, MC3 y MC4.



Elaboración: Propia.

2.2.24.2 Los diodos de bypass o de derivación

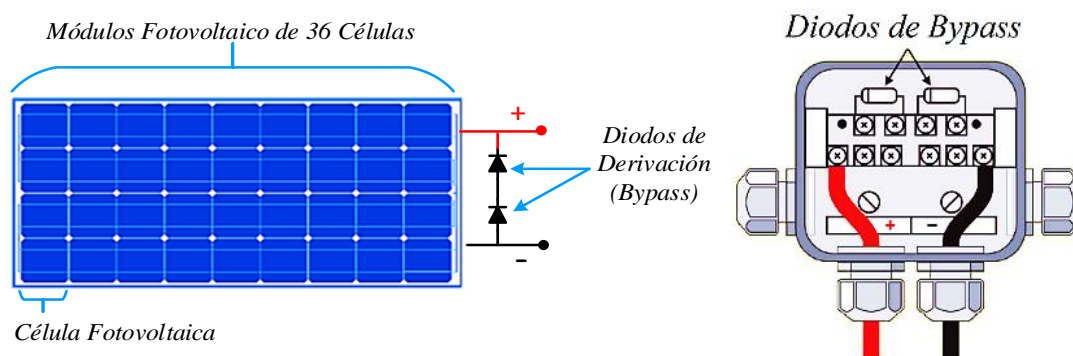
Shepard & Sugimura (1984), mencionan que: “*Los diodos de derivación o bypass realizan dos funciones importantes en los módulos, como adyacente y overlapping, es cuando se aplican alrededor de las celdas defectuosas y en los sombreados que limitan la potencia*”. (pág.01). Según, (Masters, 2004), señala que, los diodos de bypass ayudan a que la corriente circule alrededor de un módulo. Esto no sólo mejora el rendimiento de la cadena, sino que también impide que los puntos calientes se desarrollen en células

²⁷ EN 50521:2008. Connectors for photovoltaic systems – Safety.

individuales sombreadas. Cuando las cadenas de módulos se cablean en paralelo, un problema similar puede surgir cuando una de las cadenas no está funcionando bien. (pág.485).

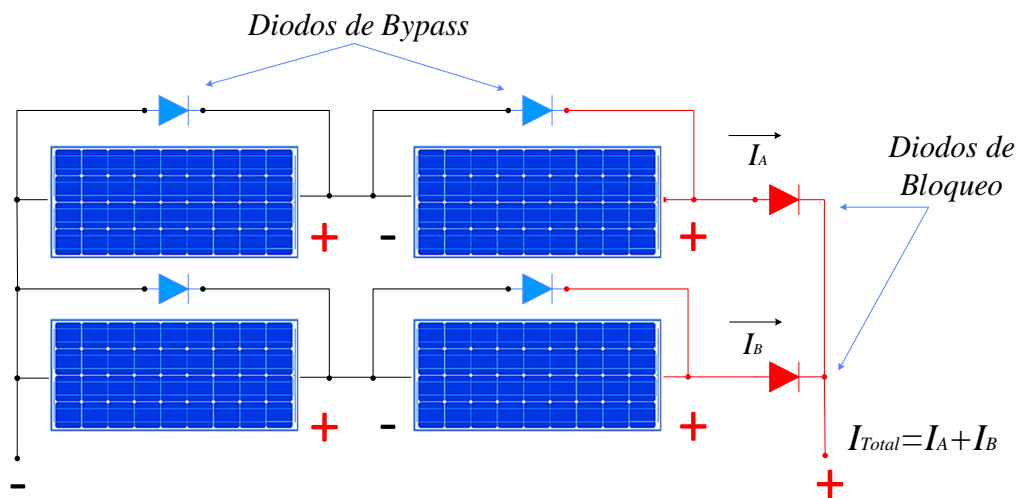
Shepard & Sugimura (1984), mencionan que, en cualquiera de las aplicaciones, los diodos están montados en una caja de unión (*Junction-box*) y empaquetados para limitar la temperatura a un nivel aceptable dentro de los estándares industriales de seguridad. La decisión de incluir los diodos de bypass como parte integrante del módulo FV, tanto exterior como interiormente son para la supervivencia de las condiciones previstas, como evitar el efecto de “*puntos calientes o Hot-spot*”. (pág.01).

Figura N° 2.27: Conexión de diodos de By-Pass en modo adyacente.



Elaboración: Propia.

Haberlin (2012), menciona que, los diodos de bypass pueden ser dañados por rayos cerca de una instalación FV y en cualquier caso son eliminados por V y I inducidas. Aunque estos diodos presentan una corriente inversa relativamente baja que oscila entre 40 y 100V. Los diodos de bypass pueden someterse a cargas tanto en sentido inverso como en sentido directo. (pág. 423). El uso de un diodo de derivacion o de bloqueo para cada célula es costoso por lo tanto se utiliza uno para cada grupo de células de 12 a 24.

Esquema N° 2.3: Configuración de diodos conectadas en serie y en paralelo.

Elaboración: Propia.

2.2.25 CONFIGURACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Anthony, Durschner, & Remmers (2006), mencionan que: “Los módulos solares en una instalación pueden conectarse en serie y en paralelo o combinando ambos tipos de circuitos, que condiciona el voltaje y la intensidad de corriente de la instalación que influye en la elección del inversor apropiado” (pág.116).

Khaligh & Onar (2010); Islam, Rahman, & Xu, (2016), consideran que, se realizan en paralelo para llegar a altos niveles de potencia. Según, (Castejón & Santamaría, 2010), la intensidad y la tensión de un módulo FV, no siempre satisfacen los requisitos. Es necesario agrupar varios módulos para conseguir valores adecuados, teniendo en cuenta que conectando módulos en serie se aumenta la tensión del sistema y conectando módulos en paralelo se aumenta la intensidad del sistema. Siempre que se agrupan módulos FV, se deben cumplir las condiciones de que sean “iguales”. Esta igualdad implica que tengan las mismas características y que además sean del mismo fabricante. Un módulo FV, tiene valores entre $0,5V$ y $2A$, aunque cada fabricante tendrá sus valores predeterminados por lo que será necesario guiarnos por las fichas aportadas por cada empresa o fabricante. Esta limitación indica que la capacidad disponible de la matriz solar atada a un inversor

de cadena debe ser menor o igual a la capacidad nominal del inversor. Para diversas configuraciones factibles del SFV, la eficiencia es la principal preocupación para comparar diferentes opciones de diseño.

- Un módulo FV es un dispositivo de corriente limitada, i.e., la corriente más alta que puede producir es el I_{SC} .
- El I_{SC} , máxima de un módulo FV, se puede producir a una temperatura y la irradiación dada.
- La corriente máxima que puede producir en una matriz, es la suma de la corriente del cortocircuito de cada cadena en la matriz.

a) *Límites de tensión de entrada:*

$$V_{MPP,GFV} = N_{ms} \times V_{MPP,STC} \tag{2.95}$$

Donde:

$V_{MPP,GFV}$, es el voltaje de la cadena conectada a un inversor string, si la cadena consta de (n) paneles solares en serie, entonces $(V_I^{min} \leq V_{MPP,GFV} \leq V_I^{max})$.

$V_{MPP,STC}$, es el voltaje del panel solar; V_{mod}^{min} y V_{mod}^{max} son los valores inferiores y límites superiores, respectivamente.

b) *Límites de corriente de entrada:*

$$I_{MPP,GFV} = N_{mp} \times I_{MOD,M,STC} \tag{2.96}$$

Donde:

$I_{MPP,GFV}$, es la corriente de entrada del inversor de cadena, $(I_{MOD,M,STC} \leq I_{MPP,GFV})$.

$I_{MOD,M,STC}$, es la corriente de la cadena $I_{MOD,M,STC} = I_{MOD,STRING}$

c) *Límite de capacidad:*

$$N_{total} = N_{mp} \times N_{ms} \tag{2.97}$$

$$P_{GFV,M,STC} = N_{total} \times P_{MOD,FV} = N_{total} \times A_{Mod} \times G_0 \times \eta_M = A_{GFV} \times G_0 \times \eta_M \tag{2.98}$$

Donde:

$P_{GFV,M,STC}$, es la potencia del generador disponible de una matriz solar conectada a un inversor (string). $P_{GFV,M,STC} \leq P_{INV,CC}$ es la potencia nominal del inversor (string).

P_{MOD} , es la potencia del módulo solar en la cadena.

Chakraborty, Simoes, & Kramer, (2013), indican que, en esta parte discute las diversas combinaciones de módulos-fotocélulas usadas para formar cadenas o ramas para la dimensión de las matrices y/o arreglos. Las prácticas de control en donde se utilizan convertidores-inversores de potencia son para garantizar que la carga se suministre con calidad, y que el módulo solar no sea afectado por el comportamiento de dichas cargas en casos de cortocircuitos, sombreado, fallos, sobretensiones, sobrecorrientes, sobretensiones atmosféricas y otros fenómenos imprevistos. Todas estas combinaciones pueden funcionar ya sea de manera independiente o conectadas a la red. En cualquier caso, siempre es posible tener una combinación en serie y/o paralelo de módulos, para reforzar la tensión y/o corriente de salida. (pág.79). Con el fin de interconectar los módulos FV, a la red de carga, hay varios tipos de convertidores de potencia CC-CA discutidos en la literatura técnica. Según, (Papadopoulou, 2012), menciona que, los diferentes modelos, tamaños y como también la capacidad de energía se descubre en el dimensionamiento de los módulos FV, con los vatios-pico (Wp), producida en total y con el clima de la ubicación del lugar. El factor del panel de generación es diferente en cada ubicación del sitio. (pág.95).

2.2.25.1 Conexión de módulos en serie

Se realiza conectando el terminal positivo de un módulo con el negativo del siguiente modulo y así sucesivamente hasta completar la serie. Los paneles solares están conectados para formar una cadena, o un número de cadenas en paralelos y son conectados a un inversor de cadena (*string*). En el esquema (19), existen configuraciones

de inversores para el gran número de paneles solares. Sin embargo, las configuraciones factibles son prácticamente limitadas por los rangos de voltaje y las corrientes máximas de entrada a los inversores. Por lo tanto, sólo aquellas configuraciones (*tensiones, corrientes*) están dentro del rango de funcionamiento normal de los inversores donde serán considerados. (Adaramola, 2015).

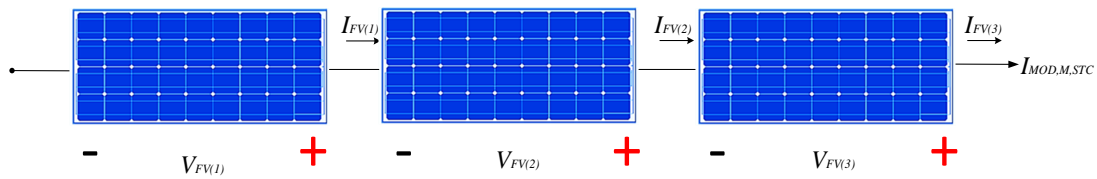
- a) *La cantidad mínima de N_{ms}* : En altas temperaturas provocan que la V_{oc} del *MPP*, del GFV disminuya. Si esta última cae por debajo de la tensión más baja el inversor sigue el *MPP* ($V_{INV,m,MPP}$), y no puede obtener la potencia máxima del generador e incluso podría llegar a apagarse. Un criterio bastante extendido asume que la temperatura de la célula (T_c), podría aumentar hasta $70^{\circ}C$: en este caso, debe garantizarse una cantidad mínima de módulos FV, conectados en serie a fin de evitar la situación descrita anteriormente:

$$\text{Mín}(N_{ms}) = \text{Int} \left(\frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,M(T_c=70^{\circ}C)}} \right) + 1 \quad (2.99)$$

- b) *La cantidad máxima de N_{ms}* : en bajas temperaturas provocan que la V_{oc} del *MPP* del GFV se incremente. La situación más peligrosa podría darse en un día frío de invierno en el que el inversor esté desconectado a causa de un fallo en la red. En la entrada del inversor aparece una tensión alta que podría dañar seriamente el dispositivo si dicha tensión supera la tensión máxima que este dispositivo pueda soportar ($V_{INV,M}$). A pesar de ser conservador, un criterio bastante extendido asume que la temperatura de la célula (T_c), podría bajar hasta $-10^{\circ}C$. La cantidad máxima de módulos conectados en serie puede alimentar al inversor y está dada por:

$$\text{Máx}(N_{ms}) = \text{Int} \left(\frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC(T_c=-10^{\circ}C)}} \right) \quad (2.100)$$

Esquema N° 2.4: Asociación de módulos FV, conectados en serie.



Elaboración: Propia.

$$V_{GFV,MPP} = \sum_{i=1}^{N_{ms}} V_{FV(i)} = V_{FV(1)} + V_{FV(2)} + V_{FV(3)} \quad (2.101)$$

$$I_{MOD,M,STC} = I_{FV(1)} = I_{FV(2)} = I_{FV(3)} \quad (2.102)$$

$$V_{GFV,MPP} = N_{ms} \cdot V_{mpp} \quad (2.103)$$

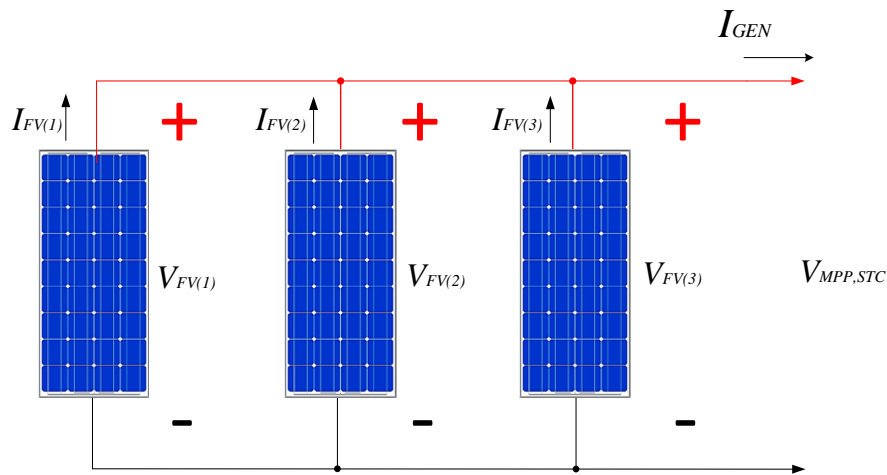
2.2.25.2 Conexión de módulos en paralelo

Se realiza conectando todos los módulos entre sí para formar el terminal (+) del generador y conectando todos los módulos entre sí para formar el terminal (-) del generador. Los autores (Green *et al.*, 2007), y (Cantos Serrano, 2016), consideran que, todas las cadenas del GFV, conectadas en paralelo, supone una baja inversión económica y una instalación más sencilla. Sin embargo, esta configuración se ve más afectada por las sombras, pudiendo limitar la producción óptima de cada cadena. Por ello, se recomienda esta solución, si no se prevé la existencia de sombras sobre los módulos donde se tenga la misma orientación e inclinación.

Algunas ramas deben estar conectadas en paralelo (N_{mp}), hasta que se alcance la potencia nominal del GFV (N_{mp}), y debe dimensionarse de forma que la corriente en la salida del inversor no supere su índice máximo ($I_{INV,M,DC}$). Una vez establecida (N_{mp}), la cantidad de módulos conectados en paralelo se calcula como:

$$N_{mp} = \text{Int} \left(\frac{N}{N_{ms}} \right) \quad (2.104)$$

Esquema N° 2.5: Asociación de módulos FV, conectados en paralelo.



Elaboración: Propia.

$$I_{MOD,M,STC} = \sum_{i=1}^{N_{mp}} I_{FV(i)} = I_{FV(1)} + I_{FV(2)} + I_{FV(3)} \quad (2.105)$$

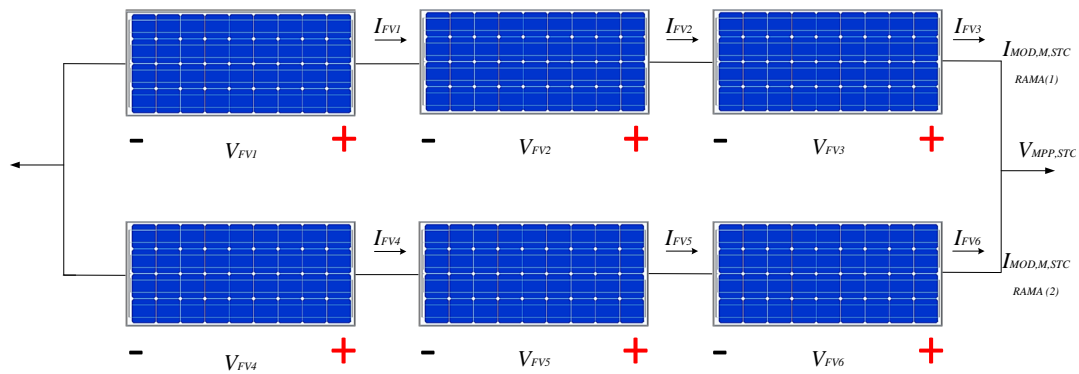
$$V_{MPP,STC} = V_{MPP,STC(1)} = V_{MPP,STC(2)} = V_{MPP,STC(3)} \quad (2.106)$$

$$I_{MOD,M,STC} = I_{GEN} \quad (2.107)$$

2.2.25.3 Conexión de los módulos serie paralelo:

Los paneles FV con potencias de salida CC de 1 kW a 30 kW , con los diferentes tipos de módulos FV, seleccionados con diferentes configuraciones en serie por rama (N_s) y número de ramas paralelas (N_p), fueron estudiado para analizar si el tamaño de la matriz FV, afecta los valores de los umbrales de los indicadores de corriente y tensión cuando aparece un fallo en la matriz FV. En la tabla se describen diferentes matrices FV, incluidas en el estudio de simulación, y la configuración del conjunto FV: $N_s \times N_p$ en cada uno de los casos de estudio.

Esquema N° 2.6: Asociación de módulos FV, conectados en serie y el paralelo.



Elaboración: Propia.

$$I_{MOD,M,STC} = \sum_{i=1}^{N_{mp}} I_{FV(i)} = I_{MOD,M,STC,RAMA(1)} + I_{MOD,M,STC,RAMA(2)} \quad (2.108)$$

$$V_{MPP,STC} = N_{mp} \cdot I_{MOD,M,STC} \quad (2.109)$$

Nofuentes (2011); Narciso & García (2010) señalan que, el coeficiente (*Int*), toma la parte entera del cociente indicado, ya que la potencia nominal del generador ($P_{Gen.FV}$), tiene que alcanzar utilizando módulos con una potencia nominal pico de ($P_{Mod.}$), dado por el fabricante de este tipo de módulos que se instalará:

$$N_{Módulos} = Int \left[\frac{P_{Gen.FV}}{P_{Mod.}} \right] \quad (2.110)$$

2.2.26 LOS CONDUCTORES Y ALAMBRES PARA LOS SFCR

Castejón & Santamaría (2010), explican que, se utilizan cables flexibles, con aislamiento y cubierta de materiales termoestables no propagadores de incendio, diferenciando dos zonas de la instalación con características propias, el conexionado de los módulos al regulador de carga y el conexionado con el resto del SFV. (pág.145).

Hammada *et al.*, (2015), indican que, es importante, la selección de cables para la conexión vital para que el sistema sea seguro, los cableados no deben reducir el rendimiento de cualquiera de las componentes del sistema y deben ser dimensionadas

correctamente para reducir la caída de tensión y asegurar de que la conducción de la corriente sea seguro y no exceda la capacidad del cable. (pág.50).

Una vez que la ubicación de todo el equipo ha sido designada, la ruta del cable debe estar determinado para cualquier instalación. Según, (Neill & Stapleton 2012), se debe tratar de minimizar la longitud de las rutas del cable, “*como la longitud del cable y la sección transversal donde se determina las pérdidas de tensión y la potencia que esta sostenida*”. Además, en la planificación de las rutas del cableado debe ser instalado de tal manera que se minimice los bucles y conductores. La reducción conductora disminuirá el riesgo de rayos inducida en *sobre-tensiones* dentro del campo, así como la reducción de la interferencia de las señales de radio *AM - FM*. (pág.146).

2.2.27 EL INVERSOR DE RED FOTOVOLTAICO CC-CA

La *ANSI/IEEE 929-2000*²⁸, contiene recomendaciones acerca de las funciones necesarias para asegurar la operación de los inversores compatibles con los SFV, los cuales se conectan en paralelo con la red eléctrica. Se resume los costes y las condiciones técnicas de los módulos e inversores, como los beneficios de los servicios públicos y los programas nacionales e internacionales que promueven la interconexión de los SFCR.

Gevorkian, (2010), menciona que: “*El objetivo de las normas de seguridad de diseño para los inversores, se pueden utilizar también en las turbinas eólicas, baterías, generadores de combustible y cualquier otro sistema de coenergación*”. (pág.47).

Los autores, (Green & Archer 2013); (Abella & Chenlo, 2016); (Luque & Hegedus 2003), mencionan que, el inversor es el segundo componente más importante después del GFV. Su tarea consiste en convertir la CC, generada por las células solares en frecuencia

²⁸ ANSI/IEEE 929-2000: Recommended Practice for utility interface of photovoltaic (PV) Systems.

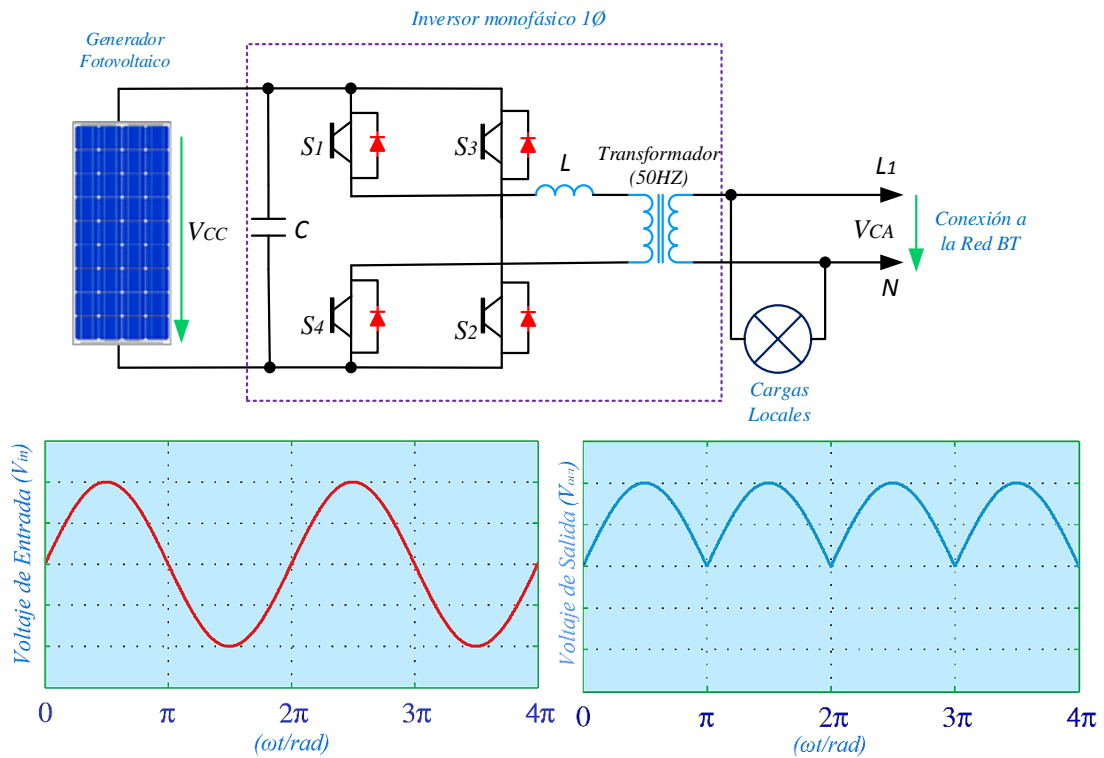
de 50Hz alternando la conformación actual de la red a la salida en CA. La afirmación de, (Hoffman, 2014), manifiesta que, “*además, esta pequeña caja también será el interruptor de control principal en un hogar inteligente como el cerebro de todo el sistema*”. (pág.141).

Labouret & Viloz (2010), señalan que, el inversor está equipado con un sistema de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (*MPPT*), y una serie de características comunes, tales como la desconexión automática en el caso de ausencia de la red y se ajusta constantemente a la tensión de entrada y a las características de los módulos FV, los cuales varían de acuerdo a la temperatura y la radiación solar. (pág.111).

Según, (Green *et al.*, 2007), (Sumathi, Kumar, & Surekha, 2015); (Gaonkar, 2010), mencionan, “*dos tipos principales de inversores éstas independientes (autónomos Stand-Alone) y de (conexión a la red) que se pueden utilizar para lograr la alimentación desde CC, en la tensión conectado a la red principal CA*”. Y se encuentran establecidos en el *ART 705.100* de la *NEC* y estas son:

- a) *Inversores monofásicos 1 \emptyset* : Se emplean en BT ya que los esquemas monofásicos solo existen 04 interruptores de potencia, conmutados con un transformador de 50Hz, donde utiliza la señal de la red para sincronizar con el inversor los cuales trabajan en base a patrones de conmutación con 02 interruptores que debe ser considerada ante una falla del sistema. Para un inversor monofásico estándar puede tener una configuración de un puente medio o completo. Las unidades monofásicas se pueden unir para tener una fase trifásica o polifásica. Tiene ventajas en la flexibilidad para la conexión (monofásico a trifásico), que se forma conectando al menos tres unidades de inversores monofásico en (*R,S,T*).

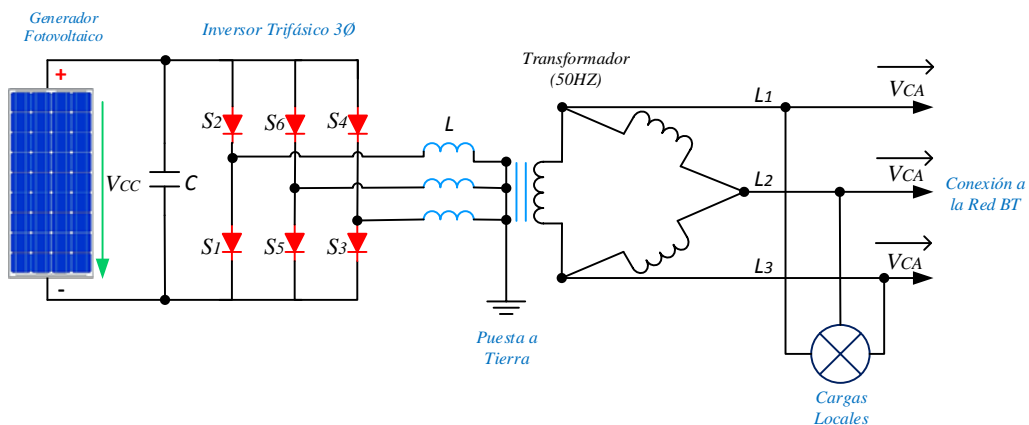
Esquema N° 2.7: Configuración básica de un inversor (1Ø),

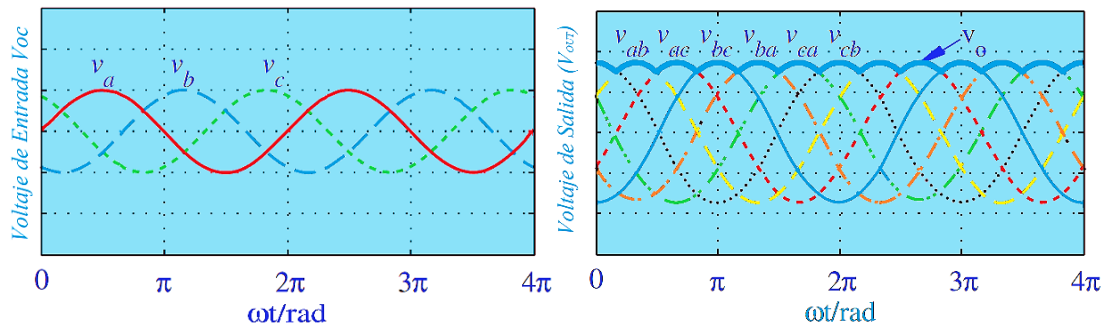


Elaboración: Propia.

- b) *Inversores trifásicos 3Ø:* Se emplean en aplicaciones, de BT a MT, es necesario emplear un transformador elevador cuya función es escalar la tensión a los niveles adecuados. La alimentación de la CC, se toma de una celda FV, por lo general desde un convertidor CC-CA.

Esquema N° 2.8: Configuración básica de un inversor 3Ø.





Elaboración: Propia.

Haberlin (2012), indica que, antes de que un SFV, esté conectada a la red pública, es esencial obtener un permiso de la compañía eléctrica local. Los inversores de conexión a red no se les permite interferir con normalidad la explotación con los dispositivos conectados a la red, y por lo tanto deben cumplir varios estándares y reglamentos. (pág.277). Se tienen a continuación normativas relacionadas con los inversores FV en IEC 62116:2014²⁹, EN 62477-1³⁰, UNE-EN 50524: 2010³¹, UNE-EN 62109-2³², UNE 206006 IN³³, UNE 206007³⁴, UNE 217001 IN³⁵, IEC 62920 (Ed.1)³⁶, UNE-EN 50530³⁷ y UNE-EN 61683³⁸ los inversores fotovoltaicos.

2.2.27.1 Tipos de inversores

Según, (Sanchez 2010, pág. 94), se puede distinguir entre:

- a) *Los inversores de conmutación natural:* Se aplican a sistemas conmutados a la red eléctrica, y mediante este se controla el flujo de energía en el sentido deseado.

²⁹ IEC 62116:2014: Inversores fotovoltaicos conectados a la red de las compañías eléctricas. Procedimiento de ensayo para las medidas de prevención de formación de islas en la red.

³⁰ UNE EN 62477-1: Requisitos de seguridad para sistemas y equipos de conversión de potencia de semiconductores.

³¹ UNE-EN 50524: 2010: Información de las fichas técnicas y de las placas de características de los inversores fotovoltaicos.

³² UNE-EN 62109-2: Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos.

³³ UNE 206006 IN: Ensayos de detección de funcionamiento en isla de múltiples inversores fotovoltaicos conectados a red en paralelo.

³⁴ UNE 206007: Requisitos de conexión a la red eléctrica. Parte-1, Inversores para conexión a la red de distribución. Parte-2, Requisitos relativos de seguridad del sistema para instalaciones constituidas por inversores.

³⁵ UNE 217001 IN: Requisitos y ensayos para sistemas que eviten el vertido de energía a la red de distribución.

³⁶ IEC 62920 (Ed.1): Requisitos de EMC y métodos de prueba para los convertidores-inversores de potencia conectados a la red que se aplican a sistemas de generación de energía fotovoltaica.

³⁷ UNE-EN 50530: Rendimiento global de los inversores fotovoltaicos conectados a la red (normas de calidad).

³⁸ UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento. (normas de calidad).

Actualmente están siendo desplazados por los inversores de conmutación forzados de tipo PWM, conforme se desarrollan los transistores de tipo IGBT (*transistor bipolar de puerta asilado*), que virtualmente no causan pérdidas de conmutación para mayores niveles de tensión y corriente.

- b) *Los inversores de conmutación forzada (autoconmutadas)*: Denominado (*conmutación forzada*), se refiere a que la apertura y cierre son forzados por el sistema de control. Pueden emplearse en SFVA son de salidas escalonadas (onda cuadrada) o de modulación por anchura de pulsos PWM, con lo que se pueden conseguir salidas prácticamente senoidales y con poco contenido de armónicos.

2.2.27.2 Característica de los inversores conectados a la red

Según, (Castejón & Santamaría 2010, pág.110), se tienen las siguientes funciones y características:

- Posee el seguimiento del punto de máxima potencia del GFV.
- Disponen del sistema de monitoreo de datos y vigilancia en la desconexión de la red.
- Estarán protegidos frente a las situaciones de cortocircuito, tensión de red, frecuencias de red, sobretensiones y perturbaciones presentes en la red.
- Los inversores estarán garantizados para una operación bajo las condiciones ambientales entre 0°C y 40°C de temperatura en el rango de 0% y 85% de humedad relativa.
- Los inversores para instalaciones FV, estarán garantizados según cada fabricante durante un período mínimo de 03 años.
- El inversor debe entregar la potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar superiores en un 10% a las condiciones STC.

Debe soportar picos de irradiancia de un 30% superiores a dichas condiciones durante períodos de hasta 10 segundos.

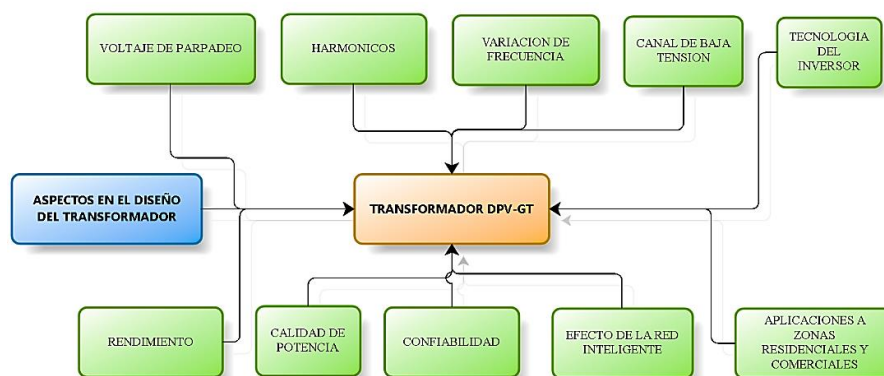
2.2.27.3 Los transformadores de aislamiento en los inversores de conexión a red

Como componente principal son los transformadores incorporados en los inversores dependiendo del aislamiento entre el SFV y la red. Según la normativa *UNE-EN 60742*³⁹. Está basada en *REBT ITC-BT-40*⁴⁰, Estos transformadores son principalmente utilizados como elevadores o como reductores. Según, (Madhusudan, 2014), señala que: “*Los transformadores de distribución interconectados a la red (DPV-GTs), son de tipos solares que van aumentando gradualmente en número debido al enfoque reciente de energías renovables*”. Según, (Perpiñan 2013, pág.74), se destacan las siguientes aplicaciones:

- El transformador permite adecuar el nivel de tensión de salida del puente de conmutación a la tensión de red.
- La componente inductiva del transformador es parte del filtro activo monofásico de una rama, dos ramas y el filtro activo de trifásico de tres a cuatro ramas sirve como acoplamiento en un puente inversor entre la red eléctrica de baja y mediana potencia y la salida del inversor con topología (*VSI Voltaje Source Inverter, CSI Current Source Inverter*).
- Se establece el aislamiento galvánico entre la entrada del inversor (CC) y la salida (CA) de esta forma se impide el paso de la CC, desde el inversor hacia la red (e.g., para garantizar que los defectos a tierra se produzcan en la zona del GFV, no sean transmitidos a la red eléctrica a través del inversor).

³⁹ UNE-EN 60742. Nota de interpretación de la equivalencia de la separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras.

⁴⁰ ITC-BT-40. Instalaciones generadoras de baja tensión.

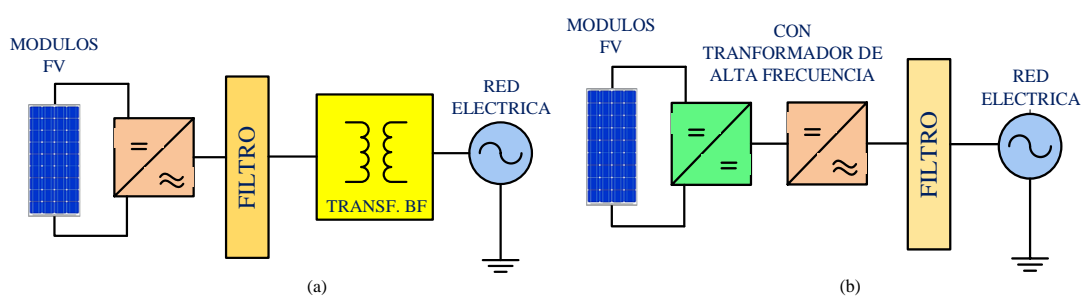
Gráfico N° 2.15: Transformador de distribución solar (DPV-GT).

Fuente: (Madhusudan, 2014, pág. 02).

Existen tres opciones en el mercado de inversores con transformador de conexión a red:

- a) *Los inversores con transformador de alta frecuencia (HF):* Realiza tres pasos de conversión; un primer inversor prepara la señal para su paso por un transformador de alta frecuencia; situado en la parte CC del convertidor este a su vez entrega la señal a un rectificador; y esta señal rectificada requiere una nueva inversión cada medio ciclo para convertirse en senoide.
- b) *Los inversores con transformador de salida en baja frecuencia (LF):* la salida del inversor se conecta a través de un transformador para asegurar el aislamiento galvánico entre la red y el SFV con el fin de protección. El transformador de LF sirve para incrementar el voltaje de salida del inversor.
- c) *Los inversores sin transformador:* Este tipo de transformador no hay aislamiento galvánico y solo posee un filtro LCL conectado para evitar la resonancia de la tensión alterna de la red, la protección personal debe asegurarse mediante un interruptor diferencial contra fugas sensible a todo tipo de corrientes.

Según, (Kerekes *et al.*, 2009), existen dos grupos principales de topologías de transformadores en los SFCR con y sin aislamiento galvánico.

Esquema N° 2.9: La utilización de un transformador con aislamiento galvánico.

Fuente: Propia.

Gevorkian (2010), menciona que, para evitar la transferencia de ruido del SFV, se coloca un transformador de aislamiento (*Delta estrella- ΔY*), entre las desconexiones del cuadro principal de servicio y los inversores. El devanado (*delta- Δ*), del transformador de aislamiento, que está conectado al bus de servicio, hace circular los ruidos armónicos en el devanado y disipa también el calor. Los transformadores también se utilizan para convertir o igualar los voltajes de salida del inversor a la red (V_{oc}). (pág.76).

Salameh (2014), señala que, debido a que los módulos y arreglos FV, generan energía eléctrica en CC, la mayoría de las cargas residenciales funcionan con energía en CA. En un SFV, interactivo con la red, el inversor también funciona como el control o cerebro del sistema, permitiendo la energía que fluya hacia y desde la red. (pág.81).

2.2.28 PARTES Y PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE LOS INVERSORES FOTOVOLTAICOS

Los autores, (Pearsall, 2013), citado por (Green & Archer, 2013), señalan que: “*La tensión de salida del inversor se selecciona para que coincida con la tensión de red en la ubicación de nivel requerido y la tensión de entrada al inversor dependiendo del diseño de la matriz FV, y el tipo de inversor que se tiene*”.

Las partes fundamentales de un inversor son las siguientes:

- a) *Control principal*: Incluye los elementos de control general, así como la propia generación de onda, que se suele basar en un sistema de modulación por (PWM) y también incluye una gran parte de sistemas de protección.
- b) *Etapas de potencia*: Determina la potencia máxima que se podrá suministrar a la red eléctrica en condiciones óptimas. Sin embargo, existen desde 50-400W.
- c) *Control de red*: Es el interfaz entre la red y el control principal. Proporciona el correcto funcionamiento del sistema a sincronizar la forma de onda a la red.
- d) *El seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)*: Su función es acoplar la entrada del inversor a los valores de potencia variables que produce el GFV.
- e) *Protecciones del inversor*: Los inversores disponen de unas protecciones adecuadas al trabajo que deben realizar, para garantizar una alta eficiencia de conversión y una alta calidad de energía.
- f) *Monitorización de datos*: utilizan microprocesadores para facilitar una cantidad de datos importantes no solo en parámetros sino también en temperaturas internas de trabajo.
- g) *Capacidad de sobrecarga*: es la capacidad que tiene el inversor de poder entregar una potencia superior nominal durante un cierto periodo de tiempo.

Los parámetros de los inversores de entrada y salida se definen de la siguiente manera:

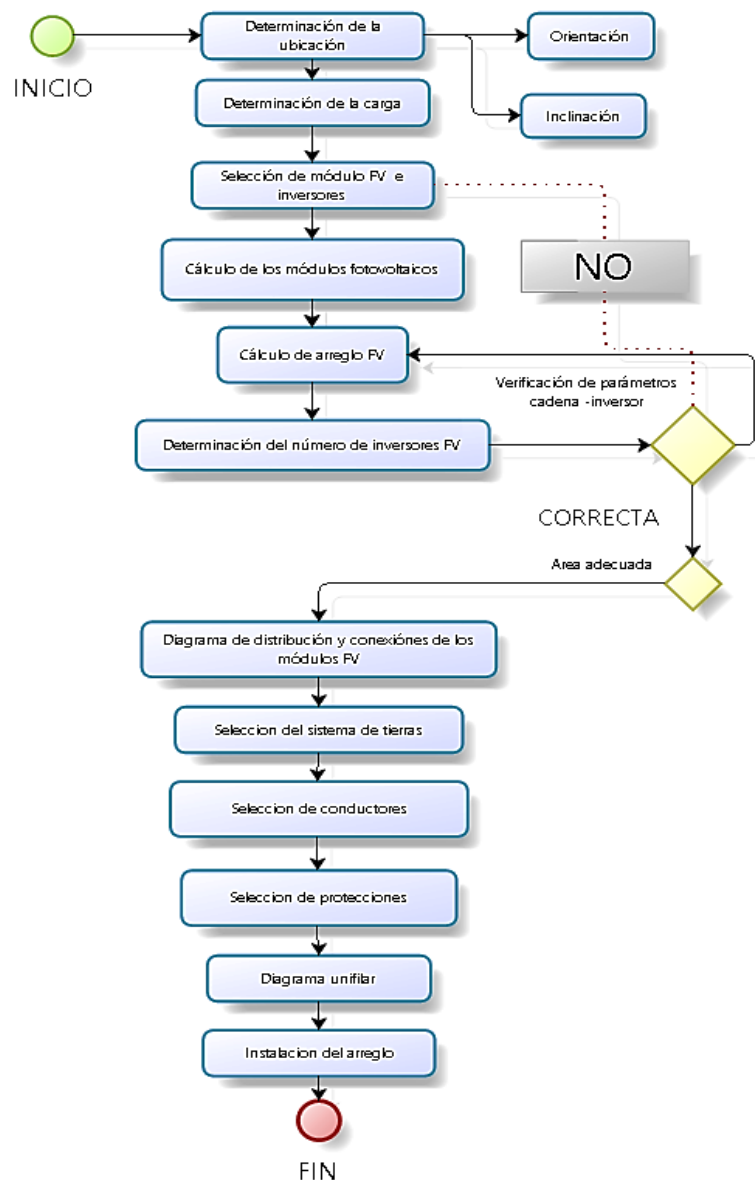
- a) *Potencia nominal CA de salida ($P_{INV,AC}$)*: es la que puede suministrar el inversor de forma ininterrumpida bajo unas ciertas condiciones de funcionamiento.
- b) *Potencia máxima CA de salida*: es la que puede suministrar el inversor durante transitorios o periodos de tiempo no permanentes. Es habitual expresarla como un (%) con respecto a la potencia nominal.
- c) *Tensión nominal de salida ($V_{INV,AC}$)*: Es el valor eficaz de la señal alterna de tensión de salida.

- d) *Frecuencia nominal (f):* Es la frecuencia de la señal alterna de tensión de salida.
- e) *Distorsión Armónica THD (%)*: Es el valor de la tasa total de distorsión armónica *THD (%)* de la señal alterna de tensión en la salida del inversor.
- f) *Potencia nominal CC de entrada ($P_{INV,CC}$):* Es la potencia máxima de entrada proporcionada por el GFV.
- g) *Tensión máxima CC de entrada ($V_{INV,CC}$):* es la máxima tensión que puede soportar el inversor en su entrada sin sufrir una avería. No debe ser superada en ningún caso. Puesto que la tensión de entrada es proporcionada por el GFV, se debe tener en cuenta la tensión en circuito abierto (V_{OC}) del GFV a bajas temperaturas.
- h) *Intensidad máxima CC de entrada ($I_{INV,CC}$):* Es la máxima intensidad que puede soportar el inversor en su entrada.
- i) *Rango de tensión de búsqueda del MPP ($V_{INV,m,MPP} - V_{INV,M,MPP}$):* Es el rango de tensiones donde el inversor aplica el algoritmo de búsqueda del MPP del GFV. Normalmente, si la tensión del generador se sitúa fuera de este rango, el inversor fija esta tensión al correspondiente valor límite del rango de búsqueda. Un diseño del GFV que proporcione con frecuencia una tensión correspondiente al MPP fuera del rango de búsqueda no ocasiona averías, pero da lugar a un desaprovechamiento de energía solar.
- j) *Eficiencia máxima (η):* es la relación máxima entre la potencia absorbida en la entrada del inversor y la potencia cedida en la salida.
- k) *Rendimiento europeo (η_{EUR}):* Es el valor ponderado del rendimiento o eficiencia del inversor a diferentes potencias de operación.
- l) *Otras características:* Suelen aportar los fabricantes son el rango de temperaturas de funcionamiento y el grado de protección IP.

2.2.29 EL DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE UN INVERSOR

Luque & Hegedus (2003), señala que, el dimensionamiento de una instalación del SFCR, comienza con la elección adecuado de un inversor. Puede ser configurado de acuerdo a las características de entrada y salida.

Gráfico N° 2.16: Método para determinar el dimensionado del inversor.

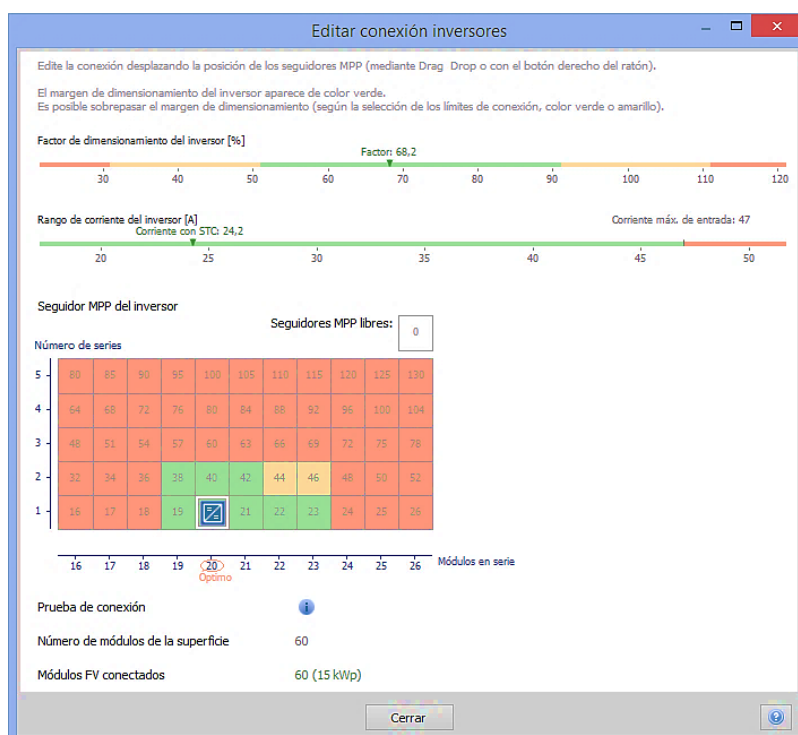


Elaboración: Propia.

Anthony, Durschner & Remmers (2006), indican que, en el normal proceso de planificación de una instalación se prueban frecuentemente varias combinaciones entre

módulo e inversores. La solución siempre es individual aplicado en tejados o suelos. En la práctica, se proyecta el ajuste y emplazamiento de los componentes a emplear, eligiendo el diseño óptimo para su aplicación. (pág.127). Los autores, (Pearsall, 2013), citado por (Green & Archer, 2013), menciona que la electricidad a partir de la instalación FV, es para ser alimentado directamente a un edificio o complejos residenciales, e.g., se puede elegir una salida trifásica de 415V, para grandes instalaciones FV. Las soluciones aisladas comúnmente operan desde 12,24 ó 48V, ya que la tensión del sistema está determinada por el sistema de almacenamiento, mientras que los inversores conectados a la red operan en forma significativa con los voltajes de 110, 150 y 1000V, dependiendo de la dimensión del sistema. (pág.692).

Figura N° 2.28: Conexión del inversor trifásico SUN 2000-20KTL.



Fuente: (PV*SOL Premium V7.5 (R4), 2016).

Según, (Sanchez 2010), la potencia nominal del inversor o del convertidor ($P_{nom.inver} = 0,8 \dots 0,9 \cdot P_{GFV,máx,inv}$) adecuado será el resultado de sumar las potencias nominales de los equipos consumidores multiplicados por un coeficiente de

simultaneidad comprendidos entre 0,5 y 0,75 (en función del tipo y cantidad del consumo, ya que nunca funcionan todos los equipos a la vez).

$$\begin{aligned} \Sigma \text{ de pot. nom. de todos los elem. de cons.} * 0,75 > P_{inversor} & \quad (2.111) \\ > \Sigma \text{ de pot nom. de todos los elem. de cons.} * 0,5 \end{aligned}$$

Una clasificación donde tenemos que distinguir entre inversores monofásicos y trifásicos, atendiendo al número de capacidad en (kW), por GFV.

2.2.29.1 Optimización del tamaño del inversor

Está representado por la relación (FDI_{GFV}) como la potencia nominal de la matriz FV para el inversor calificado y se puede divisar matemáticamente de la siguiente manera:


$$FDI_{GFV} = \frac{P_{GFV,elegido}}{P_{INV,elegido}} \quad (2.112)$$

Donde:

$P_{FV,elegido}$, $P_{INV,elegido}$, es la potencia de la matriz FV con respecto al inversor elegido.

Tabla N° 2.9: Inversores monofásicos $\leq 230V$, asignados para los SFCR.

Sistema N°	Fabricante	Tipo		Trafo. Dispon.
01	B&B Power Co., Ltd.	SF1600TL		NO
02	SMA Solar Technology AG	Sunny Boy 1200		SI
03	SMA Solar Technology AG	Sunny Boy 3600TL-21		NO
04	Aros	Sirio 1500		NO
	Fronius International	FRONIUS Galvo 1.5-1		SI
	GROWATT New Energy Co., Ltd.	Growatt 1500TL		NO

	<i>Mastervolt</i>	<i>Soladin 1500 Web</i>		<i>SI</i>
--	-------------------	-------------------------	---	-----------

Elaboración: Propia.

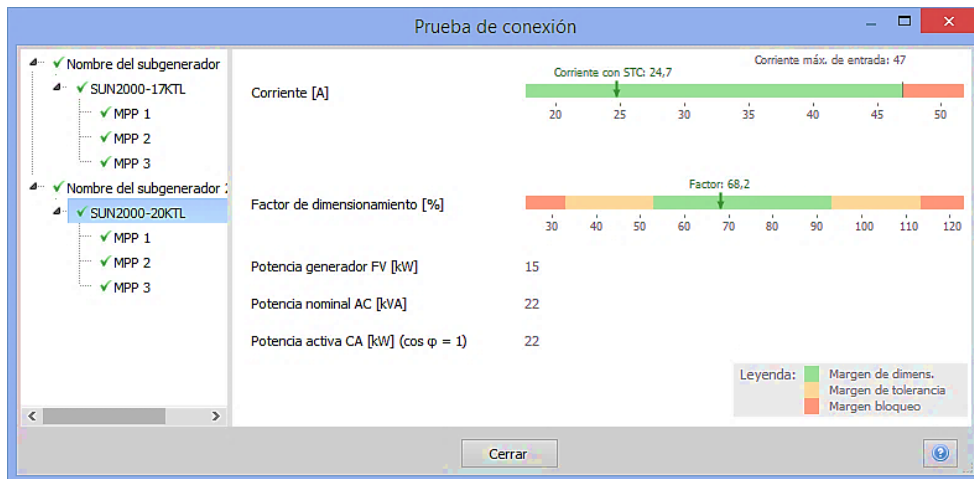
Tabla N° 2.10: Inversores trifásicos $\geq 230V$ asignados para los SFCR.

<i>Sistema N°</i>	<i>Fabricante</i>	<i>Tipo</i>		<i>Trafo. Dispon.</i>
05	<i>Sputnik Engineering AG</i>	<i>SolarMax 6MT2</i>		<i>NO</i>
06	<i>KACO new energy</i>	<i>Powador 7.8 TL3</i>		<i>NO</i>
	<i>Kostal PIKO 7,0</i>	<i>PIKO 7,0</i>		<i>NO</i>
07	<i>PLATINUM GmbH</i>	<i>PLATINUM 22000 TL</i>		<i>NO</i>
08	<i>Huawei Technologies</i>	<i>SUN2000-17KTL</i>		<i>NO</i>
	<i>Huawei Technologies</i>	<i>SUN2000-20KTL</i>		<i>NO</i>

Elaboración: Propia.

Lorenzo E., (2004), menciona que, los valores de este conjunto de parámetros dependen de la orientación del generador, la climatología del lugar, el grado de suciedad, etc. También de la relación entre las potencias nominales del GFV y del inversor. Este último se debe a que la mayoría de la irradiación corresponde a las irradiancias medias de ($200 < G(W/m^2) < 800$), por lo que, es posible obtener alguna ventaja energética por el hecho de utilizar inversores de potencia máxima inferior a las del generador, ($P_{máx,I} < P_{nom,G}$), que varían desde 0,6 para latitudes altas, hasta 0,8 para latitudes bajas. (pág.05). En los sucesivo, cuantificaremos esta característica de un SFCR mediante un parámetro adimensional denominado (*Factor de Dimensionamiento del Inversor*). En la siguiente figura evalúa cualitativamente la configuración de un inversor antes de seleccionar la configuración.

Figura N° 2.29: Prueba de conexión y del $FDI_{Inv.}$ del inversor SUN 2000-20KTL.

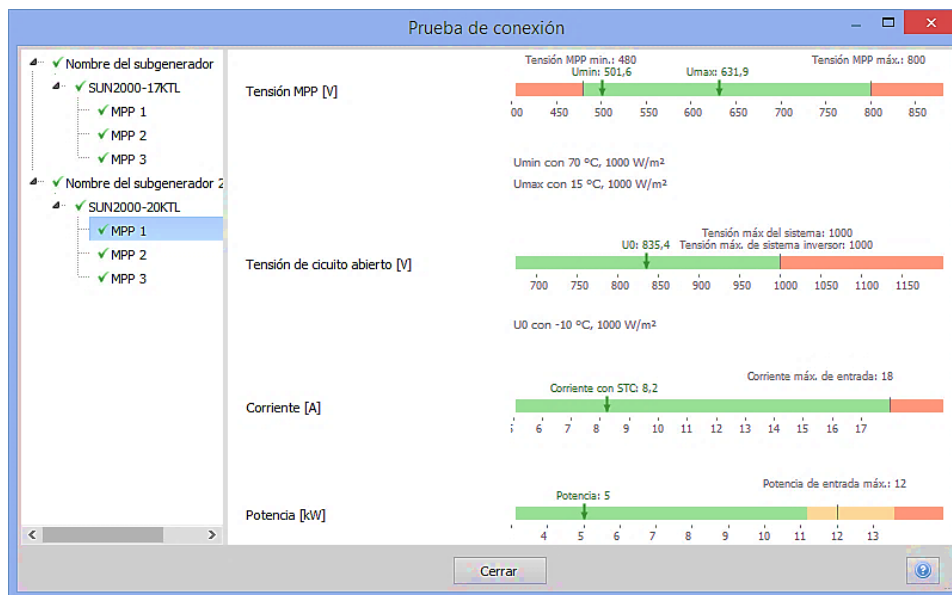


Fuente: (PV*SOL Premium V7.5 (R4), 2016).

$$FDI_{Inv.} = \frac{P_{m\acute{a}xima, Inversor}}{P_{nominal, Generador}} = \frac{P_{m\acute{a}x.I}}{P_{nom, GFV}} \quad (2.113)$$

$$FDI_{Inv.min} \leq FDI_{permitido} \leq FDI_{Inv.m\acute{a}x} \quad (2.114)$$

Figura N° 2.30. Prueba de parámetros del inversor SUN 2000-20KTL.



Fuente: (PV*SOL Premium V7.5 (R4), 2016).

Dan Chiras (2006), indica que, vienen en muchas formas, tamaños y precios de compra. Los más comunes son los sistemas entre 24 y 48V; los sistemas de 12V son comunes en aplicaciones pequeñas tales como casas o cabañas. Esto significa que el

inversor incrementará el voltaje de 120 – 220V, en estándar doméstica. La compra y adquisición de un inversor se debe ajustar al voltaje del sistema. Y el siguiente criterio de selección es el formulario de adquisición o catálogo de fabricación. (pág.197).

2.2.30 MONTAJE Y UBICACIÓN DE LOS INVERSORES

Castejón & Santamaría (2010), manifiestan que, para seleccionar la situación del inversor el factor importante es la longitud del tramo del cableado, para un (SFCR) generalmente se caracteriza por transportar la intensidad de CA. Para reducir la caída de tensión que produce, se debe situar el inversor lo más cerca posible a un generador o arreglo FV, y en caso de baterías de (*autoconsumo o acumuladores*), también es el mismo proceso según sea el tipo de sistema. (pág.118). También se tiene en cuenta la normativa *IEC 60529:2001*⁴¹ y la *RD N°003-2007-EM/DGE*, en el ítem *C-P-1* “*la caja de protección está proporcionada por la envolvente del inversor especificada por su grado de protección (IP)*”.

- La protección mínima (*IP20, IP30 y la IP43*), para el interior de edificios y lugares inaccesibles. El último es para regiones con alturas superiores a los *2300 msnm*.
- La protección máxima (*IP53, IP54, IP65 y IP61*), se utiliza para inversores instalados a la intemperie. El último es para regiones costeñas o andinas que no superen los *2300 msnm*.

Castejón & Santamaría (2010), expresan que, el montaje del inversor ya sea mural o en el suelo, se debe tener en cuenta su peso considerable, sobre todo si lleva un transformador de *BF (baja frecuencia)*. Un inversor de mediana potencia (*5 – 10 kW*)

⁴¹ IEC 60529:1989/A2:2013. Grados de protección proporcionados por las envolventes (código IP).

de montaje mural, puede pesar entre 25 y 50 *kg*. Un inversor central de unos 30*kW*, que se monta sobre el suelo puede pesar entre 150 y 200 *kg*.

- a) *Tolerancia a la temperatura y al peso:* Un inversor se instala en un lugar fresco, pues el calentamiento intenso (*generalmente es de 70°C*), hace que la potencia de la instalación se regule por debajo de su valor nominal en modo de protección. Si no es posible hacer un montaje en sitio fresco (*e.g., en el caso del tejado*), se usa aparatos con refrigeración (por ventilación), en lugar de aparatos refrigerados por convección (*sin ventilador*).
- b) *Instrucciones de seguridad para inversores:* La normativa IEC 62109-2⁴², IEC 62109-1:2011, EN 50438⁴³ proporciona requisitos de la red – interactiva con los inversores que cuenta con fuentes potencialmente peligrosas de entrada y salida en componentes y circuitos característicos, que exigen diferentes requisitos para la seguridad.

2.2.30.1 Conexión de los inversores

Para el conexionado del inversor es imprescindible utilizar los esquemas proporcionados por el fabricante con un manual de instrucciones. Según, (Castejón & Santamaría, 2010), Se debe tener en cuenta la polaridad del circuito de CC. También dispondrá de bornes para la salida de CA, que debe ser monofásica (*fase y neutro*) o trifásica (*tres fases y un neutro*), según la potencia del inversor. Tanto en el conexionado del circuito de CC como la CA, se deben usar terminales adecuados para la sección del

⁴² IEC 62109-2:2013. Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos particulares para inversores.

⁴³ EN 50438: 2007. Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public lowvoltage distribution networks.

conductor y el tipo de borne sobre el que se conecta. También se deben identificar los extremos de los cables con anillas de señalización (pág.119).

$$P_{INV,CC} = f_s \cdot P_{Mod,FV,STC} * N_{ms} * N_{mp} \quad (2.115)$$

Para, la potencia del inversor en CC: $P_{CC,nom,inv}(kW) \leq P_{CC,máx,inv}(kW)$ (2.116)

Para, la potencia del inversor en CA: $P_{CA,nom,inv}(kW) \leq P_{CA,máx,inv}(kW)$ (2.117)

Valor mínimo del rango: $V_{MPP,GFV(70^{\circ}C)} = N_{ms} * V_{MOD,MPP(70^{\circ}C)}$ (2.118)

Valor máximo del rango: $V_{MPP,GFV(-10^{\circ}C)} = N_{ms} * V_{MOD,MPP(-10^{\circ}C)}$ (2.119)

Tensión máxima en vacío del GFV: $V_{OC,GFV(-10^{\circ}C)} = N_{ms} * V_{OC}$ (2.120)

Intensidad máxima del GFV por cada inversor $I_{SC,GFV(70^{\circ}C)} = N_{mp} * I_{SC}$ (2.121)

Se cumple los rangos de tensiones de entrada del seguidor MPP del inversor:

$$V_{inv,min} \leq V_{MPP,GFV(70^{\circ}C)} \quad (2.122)$$

$$V_{inv,máx} \geq V_{MPP,GFV(-10^{\circ}C)} \quad (2.123)$$

Tensión máxima en vacío: $V_{OC,max,Vacío} \geq V_{OC,GFV(-10^{\circ}C)}$ (2.124)

Intensidad máxima: $I_{inv,máx} \geq I_{SC,GFV(70^{\circ}C)}$ (2.125)

2.2.30.2 Instalación de los inversores según la tecnología de la conexión a la red

Anthony, Durschner, & Remmers (2006); Castejón & Santamaría (2010), indican que: “*si la potencia nominal de la instalación FV, inferior o igual a 5kW, la salida del inversor es monofásica, si la potencia es superior a 5kW la salida del inversor es trifásica*”. (pág.192). Dicha conexión se podrá realizar mediante uno o mas inversores monofásicos de hasta 5KW, a las diferentes fases, o directamente a un inversor trifásico.

La conexión de un inversor a la red se tiene en diferentes formas en función de la tecnología que se utilice; para ello vamos a ver otras configuraciones, cada una de las cuales tiene sus ventajas y sus desventajas. En líneas generales, podemos observar que las configuraciones ofrecen mayor modularidad, fiabilidad y rendimiento que también suponen un mayor coste.

2.2.31 LA EFICIENCIA Y EVALUACIÓN DEL INVERSOR CC-CA

Para calcular la eficiencia instantanea de la conversión ($\eta_{k,inv}$) de los inversores, se utilizó el modelo propuesto por H. Schmidt en la ecuación (2.217), de la relacion demuestra la eficiencia de la conversión en forma precisa y compleja.

$$\eta_{k,inv}(P_O) = \frac{P_{Sal,CA}}{P_{Ent,CC}} = \frac{P_{Sal,CA}}{P_{Sal,CA} + P_{Pérdidas}} = \frac{P_O}{P_O + (k_0 + k_1P_O + k_2P_O^2)} \quad (2.126)$$

$$\eta_{b,inv}(P_O) = \frac{P_{Sal,CA}}{P_{Ent,CC}} = \frac{P_{Ent,CC} + P_{Pérdidas}}{P_{Ent,CC}} = \frac{P_{Ent,CC} - (b_0 + b_1P_{Ent,CC} + b_2P_{Ent,CC}^2)}{P_{Ent,CC}} \quad (2.127)$$

Donde:

$P_O = \frac{P_{Sal,CA}}{P_{máx,CA}}$, es la potencia de salida normal CA con respecto a su potencia máxima de salida del inversor en (W) y se deriva sobre la base de los coeficientes de pérdidas representados por (k_0, k_1 y k_2).

k_0 , es el coeficiente que representa las pérdidas de autoconsumo ($P_O \leq 0,5$).

k_1 , representa a la pérdidas linealmente dependientes de la potencia (diodos, dispositivos de conmutación, etc.).

k_2 , representa las pérdidas que dependen cuadráticamente de la potencia de operación (cables, bobinas, resistencias, etc).

b_0, b_1, b_2 , son los coeficientes de pérdidas característicos del inversor dados en (0,02;0,02;0,07).

Reemplazando los valores en la notacion (P_O).

$$P_{Sal,CA} = \frac{-(1 + k_1) + \sqrt{(1 + k_1)^2 - 4k_2 \cdot \left(k_0 - \frac{P_{Ent,CC}}{P_{Inv,Máx}}\right)}}{2 \cdot \frac{k_2}{P_{Inv,Máx}}} \quad (2.128)$$

Para determinar los parámetros característicos (k_0, k_1 y k_2), se pueden obtener ajustando en la función de H. Schmidt con las siguientes expresiones:

$$k_0 = \frac{1}{9} \cdot \frac{1}{\eta_{k,inv1}} - \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{\eta_{k,inv0,5}} + \frac{5}{36} \cdot \frac{1}{\eta_{k,inv0,1}} \quad (2.129)$$

$$k_1 = -\frac{4}{3} \cdot \frac{1}{\eta_{k,inv1}} - \frac{33}{12} \cdot \frac{1}{\eta_{k,inv0,5}} - \frac{5}{12} \cdot \frac{1}{\eta_{k,inv0,1}} - 1 \quad (2.130)$$

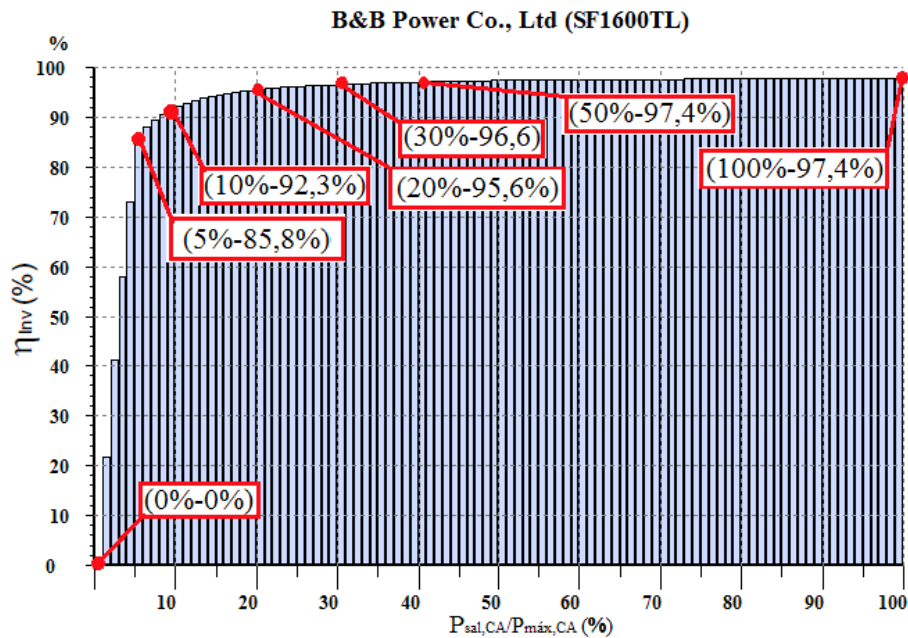
$$k_2 = \frac{20}{9} \cdot \frac{1}{\eta_{k,inv1}} - \frac{5}{2} \cdot \frac{1}{\eta_{k,inv0,5}} + \frac{5}{18} \cdot \frac{1}{\eta_{k,inv0,1}} \tag{2.131}$$

Donde, $(\eta_{k,inv1}, \eta_{k,inv0,5}, \eta_{k,inv0,1})$ son los valores de eficiencia instantanea correspondientes a la operación del inversor dados en $(P_O = 10\%, 50\%, 100\%)$, de la potencia nominal respectivamente.

El cálculo de error se da finalmente en la expresión:

$$e = \frac{1}{\eta} \sum_{i=1}^{\eta} \frac{|\eta_{k,inv} - \eta_{b,inv}|}{\eta_{k,inv}} \tag{2.132}$$

Gráfico N° 2.17: Modelo de la eficiencia y medida de un inversor de 1kW.



Elaboración: Propia.

Según, (Greenpeace 2008), menciona alguna de sus características técnicas que influyen en la eficiencia del inversor fotovoltaico.

- a) *El rendimiento de potencia del inversor:* El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma *UNE-EN 61683*⁴⁴.

⁴⁴ UNE-EN 61683. Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimientos para la medida del rendimiento.

- b) *Alto rendimiento*: Los niveles de eficiencia de los inversores deben ser en orden del 90% o más para el rango de carga de hasta 10% de la carga nominal.
- c) *Bajo consumo eléctrico*: el consumo interno de energía eléctrica del inversor debe ser mínimo para maximizar el rendimiento del sistema. Es deseable obtener valores de consumos menores que el 1% de la potencia nominal del inversor. Lo ideal del inversor debe tener un modo de “*consumo cero*” durante las noches.

2.2.31.1 El rendimiento y la eficiencia global del inversor

Castejón & Santamaría (2010), indican que, el rendimiento es un indicador de pérdidas constantes que se produce, dependiendo del régimen de carga que son las pérdidas en vacío, a las que hay que sumar las pérdidas producidas al circular la corriente que produce las caídas de tensión en los semiconductores y por efecto joule, debidas a las resistencias eléctricas de los componentes del inversor. (pág.108).

Eicker (2003, pág.235); Haberlin (2012, pág.318), mencionan, el método para determinar la eficiencia del inversor en general (η_{total}), se describirá en el siguiente esquema (5). Un generador solar que proporciona (P_{MPP}), específica en función de la irradiancia (G), y la temperatura (T). En condiciones de funcionamiento estacionarias, el inversor utiliza $P_{Ent,CC} = \eta_{MPPT} \cdot P_{MPP}$ de esta potencia para producir $P_{Sal,CA} = \eta_{inv} \cdot P_{Ent,CC}$, cuando (η_{inv}), es la eficiencia de la conversión del inversor con $P_{Ent,CC} \leq P_{MPP}$, esto a su vez permite la definición de un nuevo valor de eficiencia.

$$Efic. de invers. globales = \eta_{inv} = \frac{E_{AC}}{E_{CC}} = \frac{\int P_{Sal,CA} \cdot dt}{\int P_{MPP} \cdot dt} = \frac{P_{Sal,CA}}{P_{MPP}} \quad (2.133)$$

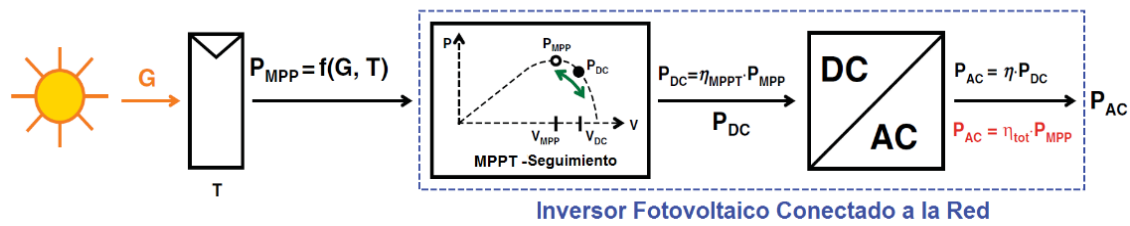
Donde:

η_{inv} , es la eficiencia de la conversión para $P_{Ent,CC} \leq P_{MPP}$.

E_{CC} , energía eléctrica en CC requerida diaria en (Wh/día).

E_{AC} , energía eléctrica en CA requerida diaria en (Wh/día).

Esquema N° 2.10: Determinación de la eficiencia general del inversor de red.



Fuente: (Haberlin, 2012, pág.319).

Haberlin (2012), señala que, aparte de las características estáticas de funcionamiento que se pueden describir, es utilizando los η , η_{MPPT} y la η_{total} que son de interés práctico para el MPPT aquellas características dinámicas que se producen durante períodos de insolación fluctuante desde el punto de vista de los operadores de instalaciones. (pág.323).

$$Dinámica (\eta_{MPPT}) = \frac{E_{DC}}{E_{MPP}} = \frac{\int_0^t V_{DC} \cdot I_{DC} dt}{\int_0^t P_{MPP} dt} \tag{2.134}$$

Según, (Anthony, Durschner & Remmers, 2006), un inversor o convertidor, de CC a CA tiene los grados de eficiencia entre el 85% y 92%.

2.2.31.2 El rendimiento η_{WT} de un acondicionador de potencia para el SFCR

Se describen aquí los SFCR sin subsistema de acumulación y para los que se admite el flujo bidireccional de la potencia. En este caso, la potencia de CC generada por el campo (FV) se suministra directamente al acondicionador de potencia (AP). Casi toda la potencia de CC a la entrada del AP se transforma en potencia CA a la salida. Una parte de ella se disipa como pérdidas del AP.

$$\eta_{WT} = \frac{\sum P_{oi} \cdot T_i}{\sum P_{li} \cdot T_i} = \frac{P_{11} \cdot \eta_1 \cdot T_1 + \dots + P_{1n} \cdot \eta_n \cdot T_n}{P_{11} \cdot T_1 + \dots + P_{1n} \cdot T_n}$$

Dado que: $\eta_{WT} = K_1 \cdot \eta_1 + K_2 \cdot \eta_2 + \dots + K_n \cdot \eta_n$ (2.135)

Donde:

η_{WT} , es el rendimiento medio ponderado, se calcula como la suma de los productos de rendimiento a cada nivel de potencia por el coeficiente de ponderación correspondiente.

K_i , coeficiente de ponderación para cada nivel (η_i).

T_i , tiempo de duración.

P_{Oi}, P_{Ii} , nivel de potencia de salida y de entrada en CC.

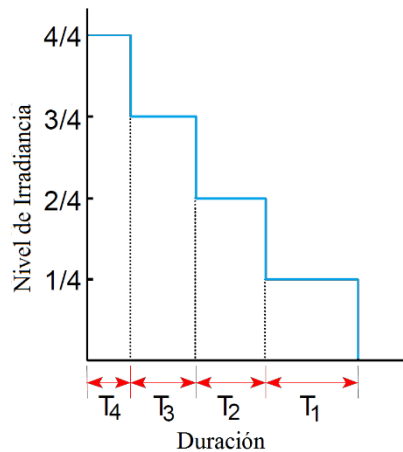
$$\eta_{WT} = \frac{1T_1}{T_{WT}} \eta_{1/4} + \frac{2T_2}{T_{WT}} \eta_{2/4} + \frac{3T_3}{T_{WT}} \eta_{3/4} + \frac{4T_4}{T_{WT}} \eta_{4/4} \geq \eta_{ER}$$

$$T_{WT} = 1T_1 + 2T_2 + 3T_3 + 4T_4 \tag{2.136}$$

η_{ER} , es el rendimiento energético especificado.

$\eta_{1/4}, \dots$, es el rendimiento del acondicionador de potencia cuando su potencia de CC de entrada es $1/4, \dots$ Del valor nominal respectivamente.

Gráfico N° 2.18: Ejemplo de nivel irradiancia con respecto a la duración.



Fuente: IEC 61683:2000

2.2.31.3 Rendimiento de potencia y factor de conversión

Según, la norma IEC 60146-2⁴⁵ se definen dos tipos de rendimientos: uno es el rendimiento de potencia η_P , y el otro es un factor de conversión η_C .

$$\eta_P = (P_{aAC}/P_{aCC}) \times 100 \text{ dado en (\%)} \tag{2.137}$$

$$\eta_C = (P_{fAC}/P_{fCC}) \times 100 \text{ dado en (\%)} \tag{2.138}$$

Donde:

η_P, η_C , es el rendimiento de potencia y el factor de conversión.

P_{aAC}, P_{aCC} es la potencia activa de CA y CC.

⁴⁵ IEC 60146-2: Semiconductore converters-General requirements and line commutated converters- Part1-2

P_{fAC}, P_{fCC} , Potencia fundamental de CA y media de CC (*tensión x corriente media*).

Tabla N° 2.11: Rendimiento de potencia η_P y del factor η_C para distintas formas de onda

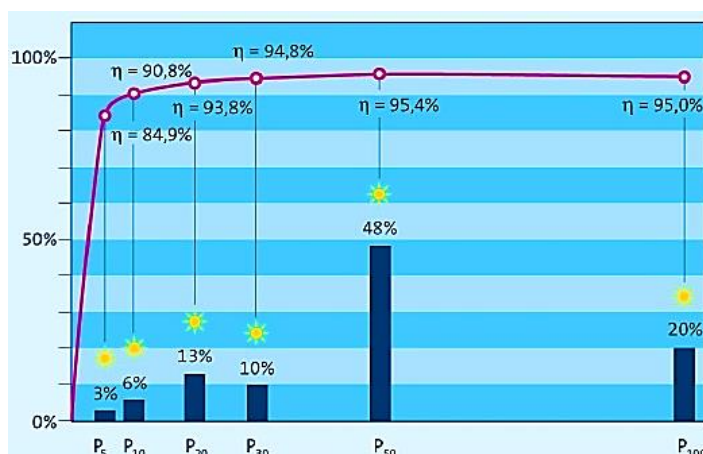
Ejemplo	Entrada de c.c. (caso 1)	Entrada de c.c. (caso 2)	Entrada de c.a. (caso 3)	Entrada de c.a. (caso 4)	Entrada de c.a. (caso 5)
Forma de onda de tensión					
Forma de onda de corriente					
Condición	La tensión no tiene rizado	La tensión y la corriente tiene el mismo rizado (10%pp) en oposición de fase	Tensión: senoidal Corriente: onda cuadrada (50% de ciclo de trabajo)	Componente armónico: Tensión: (5°,2%) valor eficaz Corriente: (5°,5%) valor eficaz en fase	Tensión y corriente ambos en ondas cuadradas con un ciclo de trabajo de 50%
P_{fAC}/P_{aAC}	1,0	1,0	1,0	$1/(1 + 0,02 \times 0,05) = 0,999$	$(\frac{4}{\pi^2})/0,5 = 0,81$
P_{fCC}/P_{aCC}	1,0	$1/(1 - (\frac{0,1}{2\sqrt{2}})^2) = 1,001$	1,0	1,0	1,0
η_C/η_P	1,0	0,999	1,0	0,999	0,81
Comparación	$\eta_C = \eta_P$	$\eta_C \leq \eta_P$	$\eta_C = \eta_P$	$\eta_C \leq \eta_P$	$\eta_C < \eta_P$
Nota	$\eta_C = P_{fAC}/P_{fDC}, \eta_P = P_{aAC}/P_{aCC}, \eta_C/\eta_P = (P_{fAC}/P_{aAC})/(P_{fCC}/P_{aCC})$				

Fuente: (IEC 61683,2000)

2.2.31.4 La eficiencia europea de los inversores

Anthony, Durschner & Remmers (2006), mencionan que: “la eficiencia europea η_{EU} , permite comparar los inversores bajo condiciones de insolación europeas. Pondera los diversos rangos de carga parcial de acuerdo con su cuota temporal respecto al tiempo total de funcionamiento del inversor”. (pág.125). En este ejemplo, la eficiencia máxima es del 95,4% y alcanza sólo con una utilización del 50% de la potencia nominal. Resulta evidente que la especificación de un “grado de eficiencia máxima de un inversor no es muy reveladora”.

$$\eta_{EU} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,1 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,2 \cdot \eta_{100\%} \tag{2.139}$$

Gráfico N° 2.19: Determinación del grado de eficiencia europea en inversores.

Fuente: (Anthony, Durschner, & Remmers, 2006).

Mertens (2014), indica que, en realidad la máxima eficiencia de un inversor no es tan importante desde el punto de vista de una instalación fotovoltaica, pero es decisivo para el rendimiento de la planta durante todo el año. Para el inverso, esto significa que se trabaja a menudo en la región de carga inferior a la (*baja tensión*). (pág.180). Según, (SIEMENS, 2009), “*hoy en día, la máxima eficacia y eficiencia de los euros inversores llegan con valores muy elevados, alrededor del 98%*”.

Castejón & Santamaría (2010), indican que, por este motivo los inversores de (SFCR), utiliza una definición de rendimiento normalizado, que permite la comparación de especificaciones entre diferentes fabricantes, y se tiene en cuenta que el GFV, trabaja mayor parte del tiempo con irradiancia que van desde 200 a 800 W/m² y recibirá una potencia de entrada variable que lo va a hacer trabajar con diferentes regímenes de carga. (pág.108).

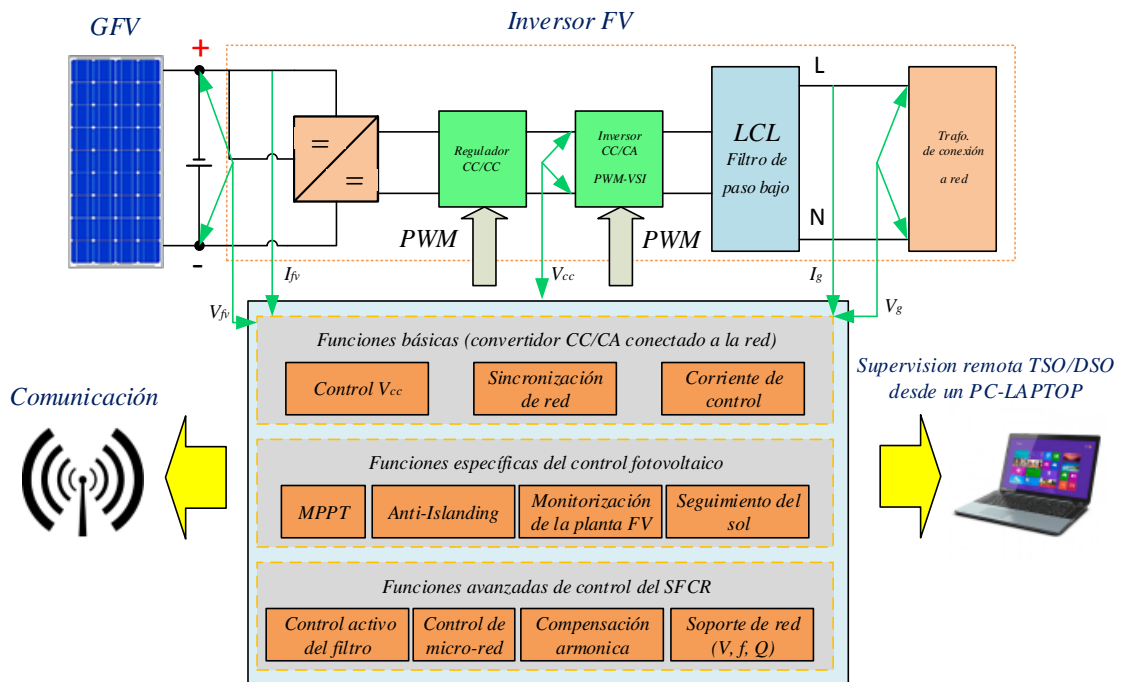
2.2.32 MONITORIZACIÓN Y CONTROL DEL DISEÑO DEL INVERSOR

Según, (Firman *et al.*, 2012), exponen que, existen en la actualidad sistemas de monitoreo desarrollados específicamente para plantas generadoras fotovoltaicas. La mayor parte de los sistemas se basan en la utilización de una PC y herramientas virtuales

para monitoreos continuos en las que se analizan datos ambientales, datos eléctricos en CC provenientes del GFV, y datos de conversión en CA, algunos con prestación de monitoreo remoto. Según, (Fernandez, 2008, pág.141), el sistema de monitorización como mínimo debe realizar el control sobre las siguientes variables:

- La tensión en CC a la entrada del inversor.
- La tensión de fases en la red, corriente total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos medida con una célula o módulo de tecnología equivalente.
- Determinación de temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5kWp.
- Los datos se presentarán en forma de medias horarias.
- El sistema de monitorización deberá ser fácilmente accesible para el usuario.

Esquema N° 2.11: Estructura del control y monitorización TSO/DSO.



Fuente: (Teodorescu & S. Dezso, 2011).

medir la producción total de energía de un SFV. Estos indicadores se encuentran en los propios aparatos de control. (Junta de Castilla y León, 2006, pág. 36).

2.2.32.1 Las formas de ondas y salidas en los inversores

Dan Chiras (2006), opina que, “*la forma de onda de salida senoidal modificada y la onda sinusoidal pura*”, básicamente, indica la pureza de la electricidad. La onda sinusoidal es pura y más cara a la vez, equivalente a la electricidad que se compra de la red eléctrica, sin problemas de apagones, caídas, y la sobretensión. A menos que el dinero sea un problema, se recomienda adquirir un inversor de onda sinusoidal, porque producen electricidad “*más limpia*” de CA, por lo que tienden que trabajar mucho mejor con los equipos electrónicos modernos. (pág.197). Según, (Sanchez 2010), “*la conversión de CC a CA pueden realizarse de diversas formas. La mejor, depende de cuanto ha de parecerse a la onda senoidal ideal para realizar un funcionamiento adecuado de la carga de CA*”.(pág.96).

Las normativas IEC 61000-3-15⁴⁶; 4-15⁴⁷; IEC 61000-4-29⁴⁸; 4-30⁴⁹, IEC 60947-1⁵⁰, etc. establece la aplicación metodológica de ensayos ondulatorios armónicos de calidad energética como la respuesta y salida del potencial en los inversores solares conectados a la red en BT. Para, (Harper, 2012), todos los tipos de inversores emiten ruido electromagnético, que puede causar interferencia en aparatos de sonido y video, para reducir este efecto es recomendable instalar los inversores lejos de estos aparatos sensibles y haciendo una buena conexión a tierra o partes metálicas. (pág.182). A

⁴⁶ IEC 61000-3-15:2011. Compatibilidad electromagnética (EMC) - Parte 3-15: Límites - Evaluación de la inmunidad electromagnética de baja frecuencia y los requisitos de emisión de los sistemas de generación dispersa en la red BT

⁴⁷ IEC 61000-4-15:2010. Compatibilidad electromagnética (EMC) - Parte 4-15: Técnicas de ensayo y medición - Flickermeter - Especificaciones funcionales y de diseño

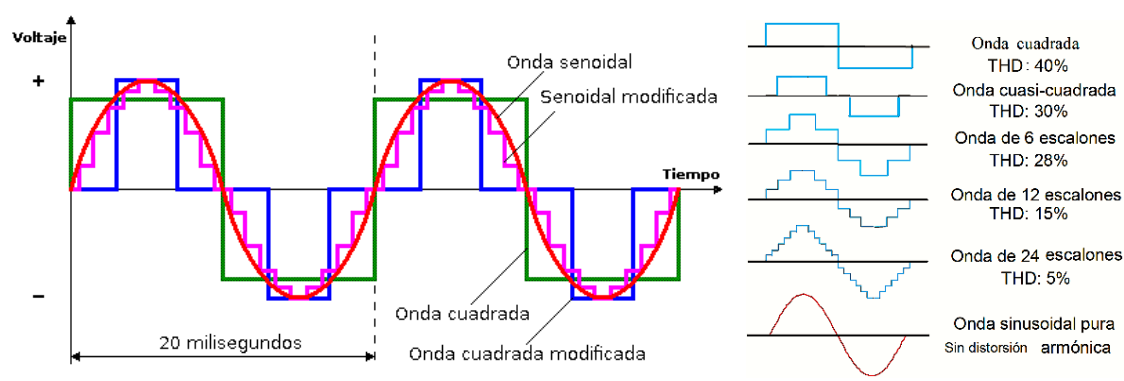
⁴⁸ IEC 61000-4-29:2000. Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 4: Técnicas de ensayo y de medida. Sección 29: Ensayos de inmunidad a los huecos de tensión, interrupciones breves y variaciones de tensión en los accesos de alimentación en corriente continua.

⁴⁹ IEC 61000-4-30:2015. Compatibilidad electromagnética (CEM) - Parte 4-30: Técnicas de ensayo y medición - Métodos de medición de la calidad de la energía

⁵⁰ IEC 60947-1:2004. Aparatos de distribución de baja tensión - Parte 1: Reglas generales.

continuación en el siguiente gráfico se muestra los tipos de ondas aplicables a la salida de los inversores:

Gráfico N° 2.20: Formas de ondas producidas por los inversores.



Fuente: (YUBA, S.L.;, 2015).

- a) *Inversores de onda cuadrada:* La mayoría de los inversores funcionan haciendo pasar la CC a través de un transformador, primero en una dirección y luego en otra. El dispositivo de conmutación que cambia la dirección de la corriente debe actuar con rapidez. A medida que la corriente pasa a través de la cara principal del transformador, la polaridad cambia 100 veces cada segundo. Como consecuencia, la corriente que sale del secundario del transformador va alternándose, en una frecuencia de 50 ciclos completos por segundo. Los inversores de onda cuadrada son los más económicos, son también menos eficientes ya que provoca gran cantidad de armónicos e interferencias (*ruídos*). La principal aplicación es la alimentación de circuitos de iluminación y de cargas resistivas. Si se desean CA es únicamente para alimentar un TV, un ordenador, o un aparato eléctrico pequeño se puede utilizar este tipo de inversor. Esto dependerá de la potencia nominal del aparato en cuestión (para un TV de 19" es suficiente un inversor de 200W).
- b) *Inversores de onda senoidal modificada (trapezoidal):* Utilizan técnicas de modulación (PWM). Soportan las sobrecargas y pueden generar interferencias (ruidos de telecomunicación). Con relación al anterior, éstos poseen un rendimiento

mayor, ya que la forma de la onda se va acercando más a la onda senoidal pura y más a la onda cuadrada y su precio no se eleva tanto. Por lo tanto, son usados por excelencia en SFV aislados. Aunque son los más caros, y habituales a causa de que ofrecen una mejor relación calidad/precio. Tienen un rendimiento muy elevado al 95%, con lo que apenas se producen pérdidas en la conversión CC/CA. Gracias a esto es posible disponer de CA a 220V y 50Hz para toda la instalación tanto “*electrodomésticos, motores de inducción y la iluminación en vivienda*”.

- c) *Inversores de onda senoidal pura*: Hasta hace poco tiempo estos inversores eran grandes y caros, aparte de ser poco eficientes (a veces sólo un 40% de eficiencia). Últimamente se han desarrollado nuevos inversores senoidales sólo consiguen superar una eficiencia del 90% con determinadas potencias. La incorporación de microprocesadores permite aumentar las prestaciones de los inversores con servicios de valor añadido como telecontrol, cómputo de energía consumida, selección de batería, etc. Son más estables y no soportan demasiadas sobrecargas y normalmente no generan interferencias ni incompatibilidades y con una tecnología muy sofisticada. Sin embargo, su coste es mayor que el de inversores menos sofisticados.

2.2.32.2 Calidad de la forma de onda

Los parámetros que definen una señal en baja tensión y corriente son las siguientes:

- a) *Forma de onda de una señal*: viene definida en general por la expresión $f(t) = A \sin(2\pi\omega t)$, donde (A) es la amplitud o valor máximo de la señal, (ω) es la frecuencia en Hz y (t) es el tiempo en segundos.
- b) *Valor de pico*: Es la amplitud o valor máximo que alcanza la señal. El valor pico en la tensión de alimentación de las viviendas suele oscilar entre (311 - 325V). Según,

la norma española *UNE-EN 50160*⁵¹ la tensión suministrada por la red de baja tensión debe tener un valor de 230 V_{ca}, permitiéndose una variación en condiciones normales de explotación de un 10%.

- c) *Valor eficaz (V_{rms}):* es el valor que indica la energía, para el caso de la tensión, y de forma análoga para la intensidad. Esta expresión permite obtener el valor eficaz de cualquier señal periódica, a partir de su expresión en función del tiempo (*T*).

$$V_{rms} = V_{eff} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [v(t)]^2 dt} \quad (2.140)$$

- d) *Frecuencia (f):* La frecuencia de una señal periódica se define como las veces que esa señal se repite en un segundo. En el Perú la frecuencia de la señal es de 60Hz.
- e) *Calidad de energía:* Decimos que la calidad de la energía se ha perdido cuando hay variaciones significativas de algunos parámetros que definen la señal.
- f) *Factor de potencia (FP) y la distorsión armónica total (THD):* es la razón entre el contenido armónico de la señal y la primera armónica o armónica fundamental. Es el parámetro de medición de distorsión más conocido, por lo que es recomendable medir la distorsión en parámetros individuales.

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmax} I_h^2}}{I_1} \times 100\% \quad THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmax} V_h^2}}{V_1} \times 100\% \quad (2.141)$$

$$THD = \frac{\sqrt{(h_2)^2 + (h_3)^2 + \dots + (h_n)^2}}{h_1} \times 100\% \quad (2.142)$$

$$FP = \frac{I_{s1}}{I_s} \times \cos\varphi = \frac{1}{\sqrt{1 + THD_i^2}} \times DFP \quad (2.143)$$

Donde:

THD_I, *THD_V*, representa la magnitud de distorsión armónica de intensidad y de voltaje debe ser inferior al 5%, según la estandarización *Std 929-2000*.

⁵¹ UNE-EN 50160:2011. Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.

DPF , desplazamiento del factor de potencia.

h_1, h_2, \dots, h_n , representa el valor eficaz de los armónicos del orden $1, 2, \dots, n$.

2.2.32.3 Compatibilidad entre tipos de inversores y aparatos electrodomésticos

Díaz & Carmona, (2012, pág. 64), recomienda elegir un inversor que proporcione a la salida una onda senoidal como la que nos da la red eléctrica, aunque para algunas aplicaciones (*luces incandescentes, pequeños motores, etc.*), pueden valernos de un inversor de onda cuadrada.

Tabla N° 2.12: Categoría de compatibilidad de ondas en los inversores FV.

ÍTEM	Equipos electrodomésticos	Tipos de salidas de ondas en los inversores		
		Onda cuadrada	Onda senoidal modificada	Onda senoidal pura
01	Refrigeradoras, alumbrado, licuadoras, aspiradoras, computadoras	Aplicable	Aplicable	Aplicable
02	Bombas, Lavadoras, ventiladores	Posibilidad de sobrecalentamiento	Posibilidad de sobrecalentamiento usar filtros	Aplicable
03	Televisores, sistemas musicales, radios, monitores	Posibles interferencias	Posibles interferencias en ocasiones	Aplicable
04	Hornos microondas, cargadores de baterías	Los hornos operan a menor potencia las baterías podrían no estar totalmente cargadas	Los hornos operan a menor potencia. Las baterías no pueden estar cargadas	Aplicable

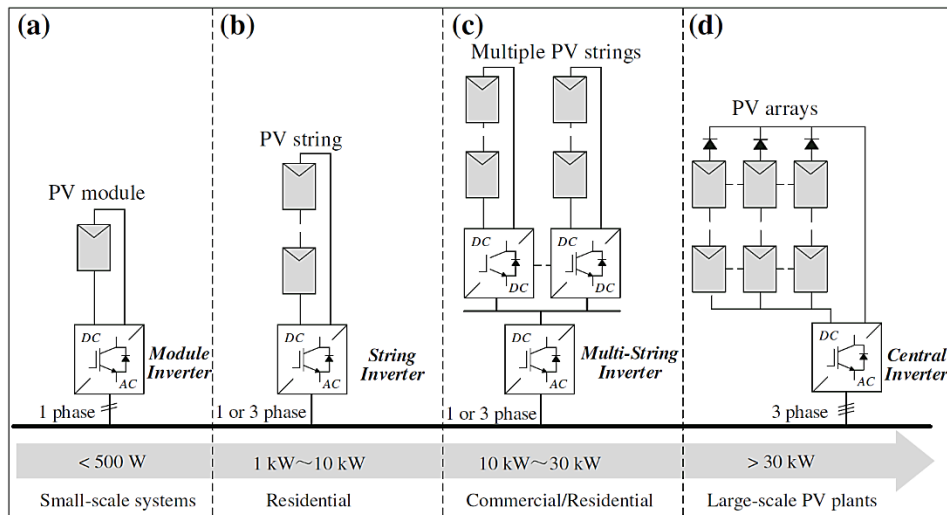
Fuente: (Harper, 2012).

2.2.32.4 Estado de arte en la configuración de los inversores fotovoltaicos

Chakraborty, Simoes & Kramer (2013), mencionan que, los SFV distribuidos se caracterizan por la conexión de un número de módulos en *serie y/o paralelo*. Como se muestra en el Esquema N° 2.13, los matrices y/o arreglos están dispuestas en subconjuntos de paneles y solo uno con su propio convertidor CC-CC, todos conectados en una serie para formar un bus de CC con su propio inversor. (pág. 98). Para, (Islam, Rahman, & Xu, 2016), basándose en la tecnología de estado de arte, la configuración FV, puede

clasificarse en cuatro categorías que comprende una combinación de módulos dependiendo de los requisitos de la aplicación del sistema. (pág.14).

Esquema N° 2.13: Topología de las conexiones de los inversores fotovoltaicos.



Fuente: (Islam, Rahman, & Xu, 2016, pág. 16).

Tabla N° 2.13: Tipos de integración de los inversores compatibles a los GFV.

Tipo de Inversores	Potencia (kW)	Eficiencia Max. (%)	Rango de frecuencia (CA) (Hz)	Voltaje Min/Max (V)	Normativa
Inversores integrados a los módulos (microinversor)	0,05-0,5	95,5-96	47,5-51	18 – 150	IEC 62109-1 IEC 62109-2
Inversores de cadena o rama string	1-10	96-98,3	50,2	240-450 1φ 350-510 3φ	IEEE Std 929-2000 IEC 60068
Inversores multi-string	10-30	94-97	49,8-50,2	125-750	IEEE Std 929-2000 IEC 62116
Inversores centralizados	30 - Max	95-97	50-60	400-850 +	IEC 61727

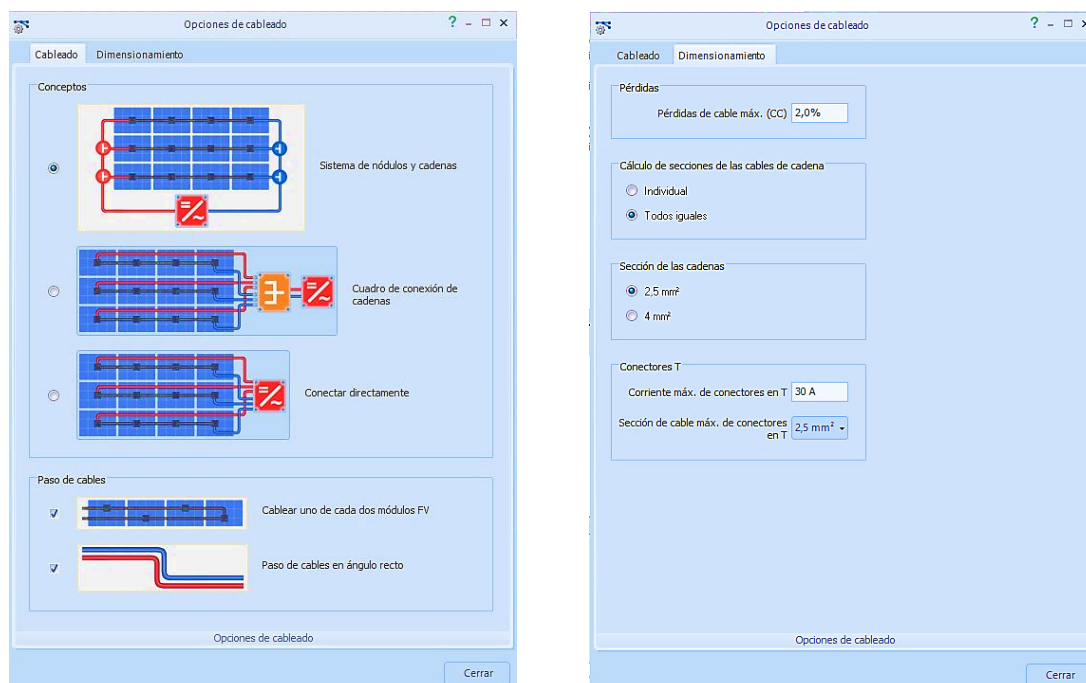
Elaboración: Propia.

2.2.32.5 Dimensionamiento de los conductores fotovoltaicos

Los cables y alambres doblemente aislados deben ser resistentes a los rayos UV y clasificados para altas temperaturas son utilizados también para cableados exteriores o detrás de los módulos. El aislamiento debe ser de halógeno en la medida que la temperatura ambiente pueda soportar hasta 50°C, detrás de los módulos. Ya que el aislamiento térmico de cables y alambres a temperatura ambiente debe ser al menos (85°C

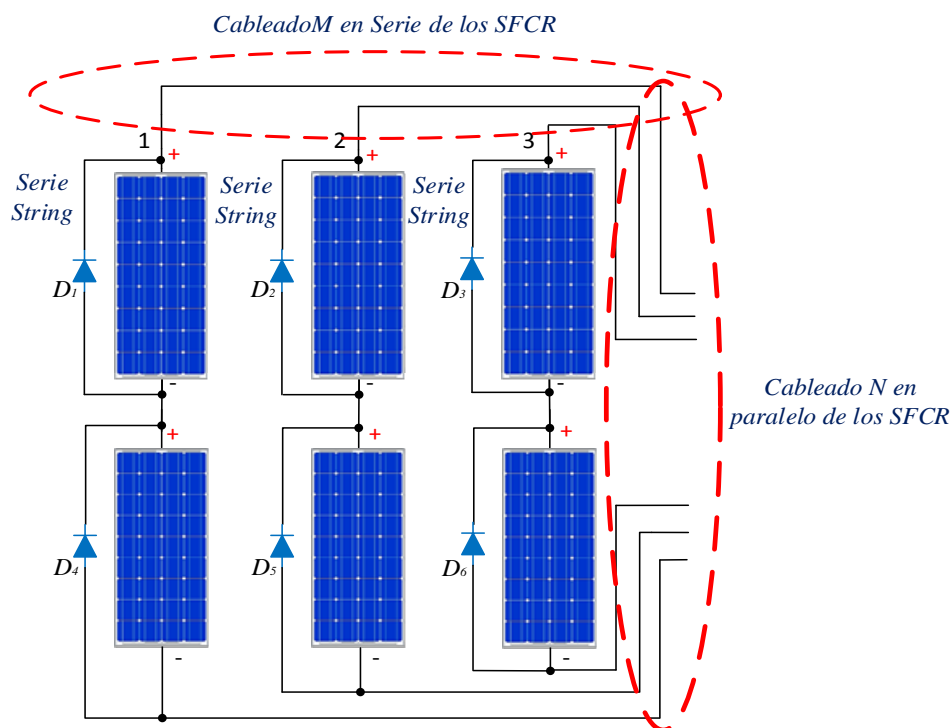
a 100°C), en la medida aproximada posible. Se han demostrado que los conductores están clasificados para una temperatura de hasta 125°C y son altamente efectivos.

Figura N° 2.31: Dimensionamiento y opciones de cableado en los SFCR.



*Fuente: (PV*SOL Premium V7.5 (R4), 2016).*

El calibre del cableado debe ser por lo menos $2,5$ a 4 y 6mm^2 . También están disponibles cables de hasta 16mm^2 para plantas FV con dos o más cadenas paralelas. El cableado de CC, fabricado con este mismo material blindado está disponible de hasta $2 \times 10\text{mm}^2$ y $4 \times 10\text{mm}^2$, así como el blindaje de 13mm^2 permite una protección óptima contra rayos $UV\ HD\ 605/A1$. Sin embargo, al aplicar esta regla, el diseñador del sistema debe verificar la procedencia de los módulos FV individuales, capaces de soportar una corriente de $V_{OC(STC)} \times M \times 1,15$ y la tensión de $I_{SC(STC)} \times N \times 1,25$, para un sistema de N cadenas conectadas en paralelo y para M módulos conectados en serie.

Esquema N° 2.14: Conexión M en serie y N en paralelo de CC de salida.

Elaboración: Propia.

Anthony, Durschner & Remmers (2006), señalan que, “*la conexión en serie de los módulos solares en una cadena se realiza por lo general mediante el cable con conector que se encuentra en el módulo (...)*”. (pág.211). Según, (SEBA, 2004), menciona que: “*El cableado de los módulos se hará mediante cables unipolares de intemperie con doble aislamiento. La sección será suficiente para soportar la corriente de cortocircuito en la peor condición de operación*”. (pág.50). Para, (Castejón & Santamaría, 2010), en general, la sección mínima normalizada del conductor necesario para una línea eléctrica de BT, viene determinada por las limitaciones de calentamiento y caída de tensión que se puedan dar en el conductor y su cálculo se hace para que cumpla las tres condiciones. (pág.143).

- a) *La 1ra condición de la caída de tensión:* La circulación de corriente por los conductores de una línea eléctrica ocasiona una caída de tensión que debe ser inferior a los límites tolerados según la, *Schneider Electric*, y la *REBT*, que garantizan el funcionamiento correcto de los receptores alimentados por la línea.

- b) *La 2da condición del criterio térmico o calentamiento del conductor a la intensidad máxima admisible:* Se produce un calentamiento debido a la transformación de calor de la energía perdida de la resistencia eléctrica de los conductores. Esta temperatura es de 70°C para aislamientos termoplásticos y para los termoestables de 90°C.
- c) *La 3ra condición; intensidad de cortocircuito:* La temperatura que deben alcanzar los conductores de una línea eléctrica, como consecuencia de un cortocircuito o de una sobre intensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible especificada en las normas particulares de los cables.

2.2.32.6 Normativas y reglamentos del cableado

Para dimensionar correctamente los cables básicamente se elige el valor comercialmente disponible que cumpla los estándares y las normativas, Edición AENOR (UNE, IEC, EN), las instrucciones del “Reglamento Electrotécnico para baja Tensión (REBT), NTP, CNE y la “Guía de diseño de instalaciones eléctricas Schneider Electric Perú S.A”. La normativa IEC 61000-3-4:1998⁵², refiere a la emisión de perturbaciones armónicas y son aplicables a los aparatos eléctricos y electrónicos con una corriente de entrada nominal superior a 16A, por fase y destinados a ser conectados a los sistemas de distribución de CA de BT donde se tiene los siguientes tipos:

- La tensión nominal desde 230 – 240V, monofásica de dos a tres hilos.
- La tensión nominal desde 400 – 600V, trifásica, tres a cuatro hilos.
- La frecuencia nominal de 50Hz o 60Hz.

⁵² IEC 61000-3-4:1998. Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 3-4: Límites. Limitación de las emisiones de corrientes armónicas en las redes de baja tensión para equipos con corriente asignada superior a 16 A.

Castejón & Santamaría (2010), mencionan que, se necesitan datos de potencias o intensidades, tensiones y longitudes de los diferentes tramos de la instalación. En el tramo de CC se utiliza como dato, la caja de conexiones del GFV, tomando el V_{MPP} , en condiciones *STC*, o la *CEM* del GFV. Esta tensión tiene valores típicos superiores a 120V. (pág.188).

Tabla N° 2.14: Conductores solares especiales para protección contra rayos UV.

<i>Función del cableado Según la NTP 370.053</i>	<i>Código de colores Para (120/208/240V)</i>	<i>Código de colores Para (277/480V)</i>
<i>Línea Trifásica (L1)</i>		
<i>Línea Trifásica (L2)</i>		
<i>Línea Trifásica (L3)</i>		
<i>Neutro (N)</i>		
<i>Protección Puesta a tierra (PE)</i>		
<i>Para la línea Monofásica (L1, L2)</i>		
<i>Determinación del Cableado compuesto</i>		<p>Conductores de Cobre aislamiento y resistente a los rayos UV y temp. de hasta 125°C Blindaje de 10mm²</p>

Elaboración: Propia.

2.2.32.7 Tipos o métodos de instalación

Según, las normas *UNE 20460-5-523*⁵³, *UNE 20460-7-712*⁵⁴, menciona sobre instalaciones eléctricas en edificios en la *IEC-60364-5-523*⁵⁵, *IEC 60364-7-712*⁵⁶ y la

⁵³ UNE 20460-5-523. Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Selección e instalación de los materiales eléctricos Sección 523: Intensidades admisibles en sistemas de conducción.

⁵⁴ UNE 20460-7-712:2006. Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV).

⁵⁵ IEC-60364-5-523. Instalaciones eléctricas de edificios. Parte 5: Selección y montaje de equipos eléctricos- Sección 523: Capacidad de corriente en sistemas de cableado.

⁵⁶ IEC 60364-7-712:2002. Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV).

*REBT en la instrucción ITC-BT-19*⁵⁷, menciona las reglas de instalación y la normativa constructiva *AENOR EA0038* para emplazamientos especiales en cada tramo y se utilizan con los mismos que se emplean en los sistemas autónomos. Para la selección del cableado en los 08 generadores FV, que deberán cumplir con las siguientes normativas:

- La *IEC 60364*, para cableados de baja tensión.
- La *IEC 60502*, para cableados para SFCR desde 1-36KV.
- La *IEC 60840*, para cableados para SFCR desde 30-150KV.

2.2.32.8 Los tipos de cable utilizados

Según, (PRYSMIAN, 2008), son los fabricantes de cables y accesorios para instalaciones de energías renovables, aconseja cables flexibles de protección según *UNE-EN-60228*⁵⁸, *UNE-EN-21123*⁵⁹, con temperatura de servicio ambiental de -40°C a $+90^{\circ}\text{C}$ según *IEC 60811-1-4*⁶⁰, asigna hasta la máxima temperatura del conductor de 120°C y la máxima temperatura de corto circuito de 250°C , con mayor rango de tensión de 2kV , garanticen una vida útil de 30 años según *IEC 60216*⁶¹, *EN 50396*⁶² si no pretendemos sobrepasar los límites de caída de tensión que debemos tomar. La normativa *UNE-EN-50525*⁶³ aclara que son cables eléctricos de baja tensión y de tensión asignada inferior o igual a $450/750\text{V}$. La parte 3-41; Con propiedades especiales ante el fuego. Son unipolares sin cubierta con aislamiento reticulado libre de halógeno y con baja emisión de humo.

⁵⁷ ITC-BT-19. Instalaciones interiores o receptoras.

⁵⁸ UNE-EN-60228:2005. Conductores de cables aislados.

⁵⁹ UNE-EN-21123. Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1kV.

⁶⁰ IEC 60811-1-4. Métodos de ensayo comunes para materiales de aislamiento y cubierta de cables eléctricos y cables de fibra óptica. Parte 1-4: Métodos de aplicación general. Ensayos a baja temperatura.

⁶¹ IEC 60216. Materiales aislantes eléctricos. Propiedades de durabilidad térmica.

⁶² EN 50396:2005. Métodos de prueba no eléctricos para cables de energía de baja tensión.

⁶³ UNE-EN-50525. Cables eléctricos de baja tensión.

Esta norma sustituye a la *UNE 21031*⁶⁴ y *UNE 21027*⁶⁵, y por tanto afecta a las *ITC-BT 15*⁶⁶ y *16*⁶⁷.

Tabla N° 2.15: Tipos de cables y conductores utilizados en los SFCR.

<i>Sistema N°</i>	<i>Tipo de Cable</i>	<i>Designación Genérica</i>	<i>Detalles CA y CC</i>
1 -2	SOLARPLAST	PVI-F PVI-F TWIN	0,6/1KV _{CA} 0,9/1,5KV _{CC}
3-4	EXZELLENT SOLAR	ZZ-F (AS)	0,6/1KV _{CA} 1,8KV _{CC}
5-6	TECSUN – PSUN 2.0	SIZZ-FPV(AS) ZZ-F	0,6/1KV _{CA} 0,7/1,2 KV-0,9/1,8KV _{CC}
7-8	TOPSOLAR	ZZ-F ZZ-F DUAL	0,6/1KV _{CA} 1,8KV _{CC}

Elaboración: propia.

2.2.32.9 Cálculo por calentamiento

La temperatura ambiente es diferente de 40°C, en los tramos de instalación con el aire a 25°C en los tramos de instalación enterrada. En los tramos 1 y 2, si están instalados al aire libre (*sobre bandeja, en tubo o canal cerrada*), se debe considerar una temperatura ambiente de 50°C (*factor de corrección 0,89 para el cable con aislamiento termoestable*).

Hay más de un circuito en la misma canalización. En el tramo 1, con el conexionado de los módulos FV, se debe considerar el agrupamiento de varios circuitos en la misma canalización. La línea está expuesta a la radiación solar (*factor de corrección 0,9*).

2.2.32.10 El cableado general en CC y CA

Neill & Stapleton (2012), indica que, por lo general, los módulos FV, se suministran con los cables de interconexión a una caja de conexiones sellada con conectores de enchufe y un receptáculo al final de cada longitud del cable. El cable de los módulos está formado mediante la conexión adyacentes entre sí en serie (*positivo a negativo o de*

⁶⁴ UNE 21031:2014. Cables eléctricos de baja tensión. Cables de tensión asignada inferior o igual a 450/750 V (U_o/U). Cables de utilización general. Cables flexibles con aislamiento termoplástico (PVC) de más de 5 conductores.

⁶⁵ UNE 21027:2004 Cables de tensión asignada inferior o igual a 450/750 V, con aislamiento reticulado

⁶⁶ ITC-BT-15. Instalaciones de enlace. Derivaciones individuales.

⁶⁷ ITC-BT-16. Instalaciones de enlace. Contadores: ubicación y sistemas de instalación.

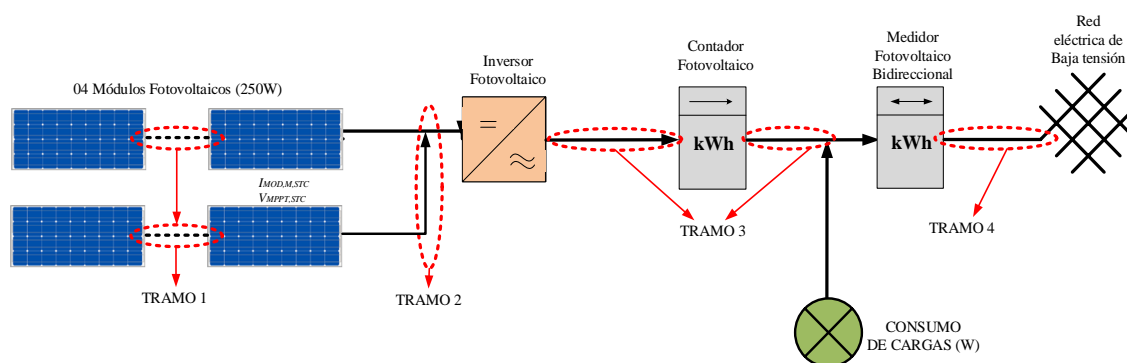
negativo a positivo). Una vez que el número deseado de módulos esté conectado en serie o en cadena, el circuito tiene que ser traído a una ubicación central, por lo general en una caja de combinaciones FV, donde son conectados en paralelo sin ningún tipo de condiciones adicionales de la serie. Cualquier cadena de módulo en fusión también se instalará una caja de combinación FV, hay varios factores claves que deben ser considerados durante el diseño y la instalación. (pág.148). Para, (Papadopoulou, 2012), la salida del inversor es conectado a un tablero eléctrico, donde se encuentran las medidas de protección y control. La alimentación del cuadro eléctrico debe venir directamente del administrador de la red que proporciona a un edificio. (págs. 83-84).

2.2.32.11 Criterios de máxima intensidad admisible del cable

Neill & Stapleton (2012), menciona además que, cada conductor tendrá una tensión nominal máxima (*disponible del fabricante*) sin sobrepasar, los tamaños pueden variar según las especificaciones. Los cables también tiene una clasificación en cuanto a la corriente máxima que no puede ser segura, e.g., en los estándares del Reino Unido y Australia, los cables y conductores de CC, en un SFV, deben estar dimensionados (...), tanto el módulo y el cable de la matriz principal de CC y debe ser $(1,25 \times I_{MOD,M,STC} \text{ de la matriz} \leq I_{MOD,M,STC} \text{ del módulo} \times N_{mp} \text{ número de módulos paralelas en la matriz})$. En los EE.UU., la norma es ligeramente diferente a los cables de CC en donde deben tener una capacidad mínima de $1,5625 \times I_{SC}$, i.e., los cables se facturarán tanto desde el módulo como también desde la matriz principal. (pág.119-120). Según, la *NEC 690.8(D)*, cuando se utiliza un solo dispositivo de sobreintensidad para proteger un conjunto de dos o más módulos conectados en paralelo la intensidad de cada uno de los conductores interconectados no debe ser menor que la suma de la clasificación del dispositivo de sobreintensidad simple más el $125\% \times I_{SC}$, de los otros módulos conectados en paralelo.

Las normativas IEC 60287-1-1⁶⁸, IEC 60287-3-2⁶⁹, determina el cálculo de la corriente actual, y los dimensionamientos. Para, (Castejón & Santamaría, 2010), indican que, en todos los tramos se debe multiplicar el valor de la intensidad considerado por 1,25 en cumplimiento con la normativa ITC-BT-40. Los cables de interconexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, y la caída de tensión (ΔU) entre el generador y el punto de conexión con la red pública, la instalación del interior no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal. (pág.188).

Esquema N° 2.15: Instalación unifilar de conductores en tramos en los SFCR.



Elaboración: Propia.

- a) *Cableado fotovoltaico en el tramo 1 en CC:* El tipo de cable que utilizaremos en nuestros sistemas son “cables colocados directamente al aire” con una temperatura de 90°C y conductividad de cobre $\gamma_{Cu-90^{\circ}} = 44 \text{ Smm}^2/\text{m}$ y para el aluminio $\gamma_{Al-90^{\circ}} = 27,3 \text{ Smm}^2/\text{m}$. por la simple razón que estas no puedan sufrir daños con la radiación directa del sol, y los rayos UV, además de que puedan soportar temperaturas extremas. Son las conexiones de los módulos FV, ya sea en serie o

⁶⁸ IEC 60287-1-1:2006. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1-1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Generalidades.

⁶⁹ IEC 60287-3-2:2012. Cables electricos. Cálculo de la potencia nominal. Parte 3-2: Secciones sobre condiciones de funcionamiento – optimización económica del tamaño del cable de alimentación.

paralelo a una caja de conexiones CC del GFV. Se determina bajo las condiciones *STC* ($I_{MOD,M,STC}$).

- La sección $S_{m,string}$, en (mm^2), del cable es determinada por longitud (m).
- Establecer una caída de tensión de $\Delta\%=1\%=0,01$, y repartirse en función de las longitudes de cada tramo del circuito CC.

$$\text{La tensión MPP (STC)} V_{MPP,STC} = N_{ms} \cdot V_{mpp} \quad (2.144)$$

$$I_{GFV,MPP} = I_{MOD,M,STC} \cdot N_{mp} \quad (2.145)$$

$$S_{m,string} = \frac{2 \cdot L \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta\% \cdot N_{ms} \cdot V_{mpp} \cdot \gamma_{Cu}} \quad (2.146)$$

$$1,25 \times I_{MOD,M,STC} \quad (2.147)$$

b) *Cableado fotovoltaico en el tramo 2 en CC*: Son las uniones de la “caja de conexiones del generador FV – CCGFV”, que van directamente a la entrada del inversor. También se determina por la (*intensidad del cortocircuito del generador FV, en condiciones STC - $I_{MOD,M,STC}$*). La conductividad para el interior de canalizaciones o tubos sobre una pared es, $\gamma_{Cu-40^\circ} = 52 \text{ Smm}^2/m$.

- La sección $S_{m,princ}$, en (mm^2), es el cable principal de la conexión del GFV, y el inversor.
- Se establece de igual manera la caída de tensión de $\Delta\%=1\%=0.01$

$$S_{m,princ} = \frac{2 \cdot L \cdot I_{GFV,MPP}}{\Delta\% \cdot N_{ms} \cdot V_{mpp} \cdot \gamma_{Cu}} \quad (2.148)$$

$$1,25 \cdot I_{GFV,MPP} \cdot N_{mp} \quad (2.149)$$

c) *Cableado fotovoltaico en el tramo 3 en CA*: Son las conexiones del inversor monofásico y trifásico en la salida de CA al “cuadro general de protección – CGP” conectados directo al suministro de energía eléctrica “*red secundaria o red de baja tensión BT en 230 y 400 Voltios*”. se determina por la (*tensión $V_{INV.AC}$ e intensidad*

$I_{INV,AC}$, de la salida del inversor). La conductividad para el interior de canalizaciones en tubos sobre una pared es de, $\gamma_{Cu-40^{\circ}} = 52 \text{ Smm}^2/m$.

- La sección $S_{conductor,AC}$ en (mm^2), es el cable de salida del inversor conectado a la red de baja tensión (BT).
- Se establece la caída de tensión de $\Delta V_{AC} = 1,5\% = 0,015$.

$$\text{Para inversores monofásicos } 1\phi \quad I_{INV,AC} = \frac{P_{Nom,INV,AC}}{V_{INV,AC}} \quad (2.150)$$

$$S_{conductor,AC} = \frac{2 \cdot L \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos\phi}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \gamma_{Cu}} \quad (2.151)$$

$$\text{Para inversores trifásicos } 3\phi \quad I_{INV,AC} = \frac{P_{Nom,INV,AC}}{\sqrt{3} \cdot V_{INV,AC} \cdot 0,9} \quad (2.152)$$

$$S_{conductor,AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos\phi}{\Delta V_{AC-2\%} \cdot V_{INV,AC} \cdot \gamma_{Cu}} \quad (2.153)$$

d) *Cableado fotovoltaico en el tramo 4 en CA:* Son las conexiones del inversor monofásico y trifásico en la salida de CA al “cuadro general de protección – CGP” conectados directo al suministro de energía eléctrica “acometida red secundaria o red de baja tensión BT en 230 y 400 Voltios”. se determina por la (tensión $V_{INV,AC}$ e intensidad $I_{INV,AC}$, de la salida del inversor). La conductividad para el interior de canalizaciones en tubos sobre una pared es de, $\gamma_{Cu-40^{\circ}} = 52 \text{ Smm}^2/m$.

- La sección $S_{conductor,AC}$ en (mm^2), es el cable de salida del inversor conectado a la red de baja tensión (BT).
- Se establece la caída de tensión de $\Delta V_{AC} = 1\% = 0,01$.

2.2.32.12 Acometida interconectada al suministro de energía eléctrica

Para definir un cable de (BT), habrá que tener en cuenta 2 aspectos (*el sistema de distribución y las características del conductor*).

a) *Definir el sistema de distribución:* Se busca de una línea que representa el cable.

- Tipo de corriente: Continua (-) o alterna (~).

- Si posee neutro en ambos casos (N), si es trifásico (L_3) o monofásico (L).
- b) *Definir las características del conductor:* Para determinar los conductores se utiliza la siguiente nomenclatura.
- Fases: L_1, L_2, L_3 , (UNE) R, S, T (DIN).
 - Si posee conductor de tierra (E, T), Conductor de protección (PE).

2.2.33 TUBOS PROTECTORES

Según la normativa *ITC-BT-21*⁷⁰. Los tubos protectores pueden ser de tubos y accesorios compuestos (constituidos por materiales metálicos y no metálicos). Los tubos se clasifican según lo dispuesto en las normas siguientes:

- a) *UNE-EN 50086-2-1*: Sistemas de tubos rígidos.
- b) *UNE-EN 50086-2-2*: Sistemas de tubos curvables.
- c) *UNE-EN 50086-2-3*: Sistemas de tubos flexibles.
- d) *UNE-EN 50086-2-4*: Sistemas de tubos enterrados.

2.2.34 MEDIDAS EN REDUCIR RIESGO DE UN CHOQUE ELÉCTRICO

Los autores, (Pearsall 2013), citado por (Green & Archer 2013), dado, que muchos sistemas operan a voltajes bajos, en el lado de CC, del SFV. En particular, las chispas pueden mantenerse durante largos períodos de tiempo, dando lugar a un posible riesgo de incendio si los componentes no aptos son usados. Debido a su diseño y situación expuesta, los SFV pueden ser vulnerables a la caída de rayos, con la probabilidad del lugar en cuestión. Normalmente esto se trata, garantizando la correcta puesta a tierra del sistema incluyendo la protección contra sobretensiones de componentes eléctricos sensibles (...). (pág.594).

⁷⁰ ITC-BT-21. Instalaciones interiores o receptoras. Tubos y canales protectoras.

Según la normativa IEC 60364-4-41:2010⁷¹, IEC 60364-7-712:2002⁷², señala que durante la instalación de un SFV el instalador entra en contacto con los bordes del módulo donde existe la CC. Por lo general este valor no excede los límites de seguridad. Los valores indicativos de la tensión de los módulos comerciales varían entre 17 y 100 V, dependiendo de la tecnología y el número de células de hecho, los inversores electrónicos que se utilizan en los SFV suelen exigir una serie de conexiones de dos o más módulos.

Según, (Papadopoulou 2012, pág.93), establece las siguientes características:

- a) *Método de instalación propuesto:* En primer lugar, ponemos en medio la desconexión general de la CC, de lado y las cajas de conexión. Luego conectamos el lado positivo y la conexión de la red de polo negativo de toda la matriz con la desconexión general sin la realización de las conexiones de los módulos intermedios. A continuación, se lleva a cabo la conexión en serie de los módulos de la matriz, mientras que el medio de desconexión general es conectado a la entrada del inversor electrónico.
- b) *Instalación sin la luz del sol:* Para evitar la aparición de tensiones altas en la instalación del sistema se puede hacer ya sea cubriendo completamente los módulos o realizando por las noches cuando sea posible.
- c) *Las señales de advertencia:* Durante la instalación del sistema una señal de advertencia especial debe ser utilizado para advertir los riesgos de una descarga eléctrica.
- d) *La elección de los cables de aislamiento y las cajas de conexión:* El uso de cables y cajas de conexión con doble aislamiento minimiza el riesgo de descarga eléctrica.

⁷¹ IEC60364-4-41. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 4-41: Protección para garantizar la seguridad. Protección contra los choques eléctricos. Parte 4-42: Protección contra los efectos térmicos.

⁷² IEC 60364-7-712:2002. Requirements for special installations or locations – solar photovoltaic (PV) power supply systems.

Por esta razón el uso de materiales y módulos de esta clase puede no ser evidente, el instalador debe confirmar poniéndose en contacto con el fabricante.

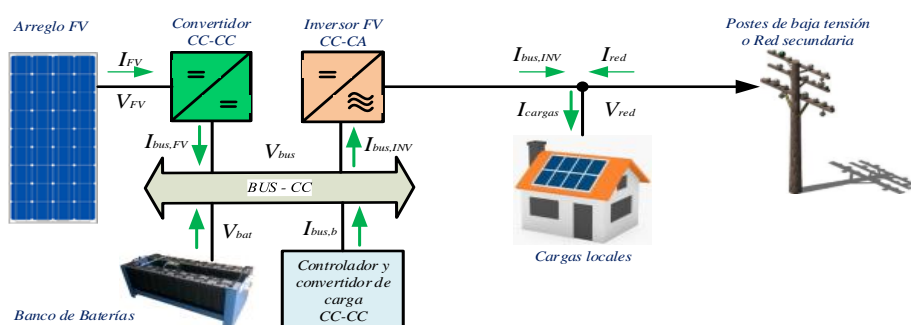
- e) *La elección de los módulos fotovoltaicos con sistema de conexión preinstalada:* Con conectores aislados minimizan la posibilidad de estar expuesto a tensiones peligrosas. Esta opción es necesaria si la instalación lo realiza un personal calificado.
- f) *Evitar la puesta a tierra del lado CC, durante la instalación:* Un sistema en el que no se ponen a tierra ninguno de los dos polos plantea menos riesgos (*en comparación con un sistema de puesta a tierra*), ya que minimiza el número de posibles vías de corriente eléctrica. E.g., supongamos que en un sistema de puesta a tierra con el polo negativo el instalador entra en contacto con cualquier parte de la matriz y también entra en contacto con el suelo. En tal caso, la tensión en la que el instalador esté expuesto es igual a la suma de las tensiones de la serie conectada de módulos entre al punto de contacto en el polo negativo de la matriz.
- g) *Criterio de la caída de tensión:* Ocasiona pérdidas de potencia transportada entre las tensiones en el origen y extremo de la línea. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento correcto de los receptores alimentados. Este criterio suele ser el determinante cuando las líneas son de larga longitud.
- h) *El criterio de la intensidad máxima admisible, de calentamiento, o criterio térmico:* La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares y suele ser de 70°C –

160°C, para cables con aislamiento termoplásticos y de 90°C – 250°C para cables con aislamientos termoestables.

2.2.35 EL USO DE BATERÍAS DE RESPALDO EN LOS SFCCR

Según, (Deambi, 2016), un inversor autónomo utiliza la CC de las baterías y lo convierte en energía de la CA para su utilización (...). El sistema está diseñado de tal manera que dependa totalmente de la energía solar que se cargan cuando el sol esté disponible. (pág.48). Por el contrario, (Green *et al.*, 2007), (Kleissl, Ru, & Martinez, 2008), (Haberlin 2012), mencionan que, el propósito de un (SFCCR), es la de obviar la necesidad de un banco de baterías y evitar los gastos de almacenamiento en relación con la potencia del generador solar, que es una fuente de energía inherentemente fluctuante, ya que es posible vender el exceso de energía a la red durante el día y comprar energía por la noche. (pág.186). Según, (Labouret & Viloz, 2010), la red eléctrica sustituye a la batería de almacenamiento de capacidad infinita que será capaz de volver a cargar, necesariamente, más energía que se haya alimentado en él. (pág.111). Según, (Luque & Hegedus 2003), el almacenamiento de energía en baterías (*en el lado de BT es para reducir la tensión y compensar las distorsiones armónicas*), con sistemas de control inteligentes entre los componentes individuales y una unidad central de gestión de la energía que tiene que ser aplicado. (pág.796).

Esquema N° 2.16: Instalación del banco de baterías con cargador y/o convertidor.



Fuente: (Sangyoung *et al.* 2011).

Los autores, (Pearsall, 2013), citado por (Green & Archer, 2013), los SFV, autónomos requieren, durante las horas de oscuridad y períodos de mal tiempo, un almacenamiento de electricidad, por medio de baterías de tamaños apropiados para satisfacer la demanda, cuando el GFV no pueda proporcionar suficiente potencia. Hay una variedad de tipos de batería y de los diseños que se pueden utilizar, y el más común es una batería de (*plomo-ácido*) de bajo mantenimiento, diseñado para la profundidad media en descarga. El diseño de baterías de plomo-ácido utilizado comúnmente en los vehículos no es adecuado para aplicaciones FV ya que esto sólo permite la descarga superficial. (pág. 593).

Tabla N° 2.16: Criterio de la carga mayor de una batería desde una tensión mayor.

CRITERIO DE SELECCIÓN DEL VOLTAJE DEL SISTEMA	
Potencia de demanda del consumo (W)	Tensión de CC de trabajo del sistema (V)
<1500	12
1500-5000	24 o 48
>5000	120 o 300

Fuente: (Anthony, Durschner, & Remmers, 2006).

2.2.35.1 Dimensionamiento del banco de baterías para el SFCR

Según, (Harper, 2012), manifiesta que, generalmente se calculará en términos de (*amperes-hora*), de una batería capaz de entregar un estado totalmente cargado y terminado; la capacidad esta generalmente en un índice de “20 horas” de duración; es decir, el número dado como la capacidad en (*Ah*), antes que su voltaje caiga por debajo de los 10,5 V, que es el punto en el cual la batería esta descargada $C=TI$. La capacidad de las baterías se fija para cierto número de horas, en forma típica 100, 25 ó 5. Para la capacidad se usa la letra C, por lo que se definen como C100, C20 y C5. El índice de descarga es afectado también por el cambio en la temperatura.

$$Capacidad\ en\ (AH) = I\ (Corriente\ en\ ampers) \times T\ (Tiempo\ en\ horas) \tag{2.154}$$

Se tendrá la siguiente tabla del diseño en (AH), de cada uno de los SFCR .

$$E_{\text{Elect.Diseño}} (AH) = E_P \left(\frac{Wh}{\text{día}} \right) / \text{Tensión de la Batería} \quad (48) \quad (2.155)$$

$$C_{\text{Req.}} = E_{\text{Elect.Diseño}} * \text{1 día de autonomía} \quad (2.156)$$

Donde:

$E_{\text{Elect.Diseño}} (Ah)$, se denomina la energía eléctrica del diseño en (CC).

$C_{\text{Req.}}$, es la capacidad requerida de la batería (Ah).

K_T , es designado con el valor 1 (según la, IEEE Std 1013-2000).

K_D , es designado con el valor desde (1,1 a 1,2).

Tabla N° 2.17: Dimensionamiento del banco de baterías para el SFCR.

Tipo de batería	Tensión por vaso (V)	Tiempo de recarga	Autocarga por mes	N° de ciclos	Capacidad (por tamaño)	Precio
Plomo-acido	2	8-16 horas	5%	Medio	30-50Wh/kg	Bajo
Ni-Cd (Niquel-Cadmio)	1,2	1 hora	20%	Elevado	50-80 Wh/kg	Medio
Ni-Mh (Niquel-metal hydride)	1,2	2-4 horas	20%	Medio	60-120 Wh/kg	Medio
Litio	3,6	2-4 horas	6%	Medio-Bajo	110-160 Wh/kg	Alto

Fuente: (Harper, 2012).

La normativa IEEE 1013-2000⁷³, que tiene como referencia la capacidad de ajustar y modificar el ciclo de vida de una batería. Se asigna una de tipo (plomo-ácido), con la máxima profundidad de descarga en (MDOD); la profundidad máxima de descarga diaria (MDDOD) y para la capacidad de fin de vida (EOL). Por lo tanto, es necesario conocer la potencia nominal de los equipos que serán energizados por el sistema.

$$S_{1\phi} = E . I \quad (2.157)$$

Donde:

$S_{1\phi}$, Es la potencia aparente monofásica (W).

E , Es el voltaje de la línea (tensión a la salida del inversor CA) (V).

I , Es la corriente de línea (corriente a la salida del inversor) (A).

⁷³ IEEE 1013-2000. IEEE Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Photovoltaic (PV) Systems.

$$D_{Energía\ diaria} = \frac{S_{1\phi} \cdot t_1 \cdot S_{Arranque} \cdot t_2}{\eta_{inv} \cdot \eta_{cableado} \cdot V_{nom.CC}} \quad (2.158)$$

Donde:

$D_{Energía\ diaria}$, Es la demanda de la energía diaria en el lado CC (Ah).

η_{inv} , Es la eficiencia (≤ 1) del inversor utilizado.

$\eta_{cableado}$, Esta determinado por las pérdidas en el cableado con el factor (≤ 1).

$V_{nom.CC}$, Es el voltaje nominal (CC) del sistema (V).

$S_{Arranque}$, Es la potencia aparente consumida durante el arranque (VA).

t_1 , Es el tiempo de trabajo del motor con su capacidad nominal en el día (h).

t_2 , Es el tiempo que trabaja el motor por el número de veces durante el día (h).

La capacidad requerida de la batería debe ajustarse de la siguiente manera:

- a) *La Máxima Profundidad de Descarga Permitida (MDOD)*: Se obtiene dividiendo la capacidad requerida no ajustada entre (%MDOD) y se le asigna un valor de 60%.

$$C_{(MDOD)} = 100 * \frac{K_T \cdot K_D \cdot D_{Energía\ diaria} \cdot N_{num,dias,autonomia}}{\%MDOD} \quad (2.159)$$

- b) *La Máxima Profundidad de Descarga Diaria Permitida (MDDOD)*: se obtiene dividiendo el máximo de (Ah) por (%MDDOD) y se le asigna un valor de 25%.

$$C_{(MDDOD)} = 100 * \frac{K_T \cdot K_D \cdot D_{Energía\ diaria} \cdot N_{num,dias,autonomia}}{\%MDDOD} \quad (2.160)$$

- c) *La capacidad EOL ajustada por vida útil de la batería*: se obtiene dividiendo la capacidad no ajustada por el final de la vida útil (*End of Life - EOL*), expresada en (%) de capacidad nominal comúnmente en 80%, (*según la, IEEE Std 1013-2000*).

$$C_{(EOL)} = 100 * \frac{K_T \cdot K_D \cdot C_{Req.(sin\ ajustar)}}{\%EOL} \quad (2.161)$$

- d) *Se realiza la capacidad del banco de baterías (Ah)*: Un valor mayor entre los tres valores:

$$C_{(Req)} = \text{Máx}\{C_{(MDOD)}, C_{(MDDOD)}, C_{(EOL)}\} \quad (2.162)$$

- e) Se realiza el cálculo del régimen de descarga funcional (RDF): un valor de capacidad requerida del banco (Ah) con respecto a la corriente máxima de operación de las baterías:

$$RDF = C_{(Req)} / I_{m\acute{a}x \text{ de operaci3n}} \quad (2.163)$$

- f) Se realiza el cálculo del rango de tensiones mínimas y máximas $V_{M\acute{i}n}, V_{M\acute{a}x}$:
De operación del banco de baterías (Voltage Window).

$$V_{M\acute{i}n} = M\acute{a}ximo\{V_{M\acute{i}n,carga}, V_{Corte}\} \quad (2.164)$$

$$V_{M\acute{a}x} = M\acute{i}nimo\{V_{M\acute{a}x,carga}, V_{m\acute{a}x \text{ baterías}}\} \quad (2.165)$$

- g) Se realiza el cálculo de número de baterías (Bat_{serie}): Son conectadas en serie con respecto al voltaje de carga de la celda seleccionada (V).

$$Bat_{serie} = Redondear \text{ hacia abajo } \left\{ \frac{V_{M\acute{a}x}}{V_{Carga \text{ celda}}} \right\} \quad (2.166)$$

- h) Se realiza el cálculo de la tensión mínima del sistema y tensión de corte: Es para asegurar que la batería no trabajará por debajo de la tensión de corte recomendada por el fabricante. Por lo tanto, $V_{Calculado \text{ corte}}$, con el $V_{Recomendado \text{ corte}}$ el cual es un dato que proporciona el fabricante. Si $V_{Calculado \text{ corte}} \geq V_{Recomendado \text{ corte}}$ se prosigue a calcular el número de celdas conectadas en paralelo.

$$V_{Calculado \text{ corte}} = \frac{V_{M\acute{i}n}}{Bat_{serie}} \quad (2.167)$$

$$V_{Carga \text{ celda}} = \frac{V_{M\acute{a}x}}{Bat_{serie}} \quad (2.168)$$

- i) Se realiza el cálculo de número de baterías $Bat_{paralelo}$: Son conectadas en paralelo con el fin de aumentar la capacidad nominal del banco de baterías.

$$Bat_{paralelo} = Redondear \text{ hacia arriba } \left\{ \frac{C_{(Req)}}{C_{Nom,batería}} \right\} \quad (2.169)$$

- j) Se realiza el cálculo del número total de baterías $N_{baterías}$: Son los que conforman el banco de baterías.

$$N_{baterias} = Bat_{paralelo} \cdot Bat_{serie} \tag{2.170}$$

k) Se realiza el cálculo de la capacidad final del banco de baterías (C_{final}): Se determina por la capacidad (Ah).

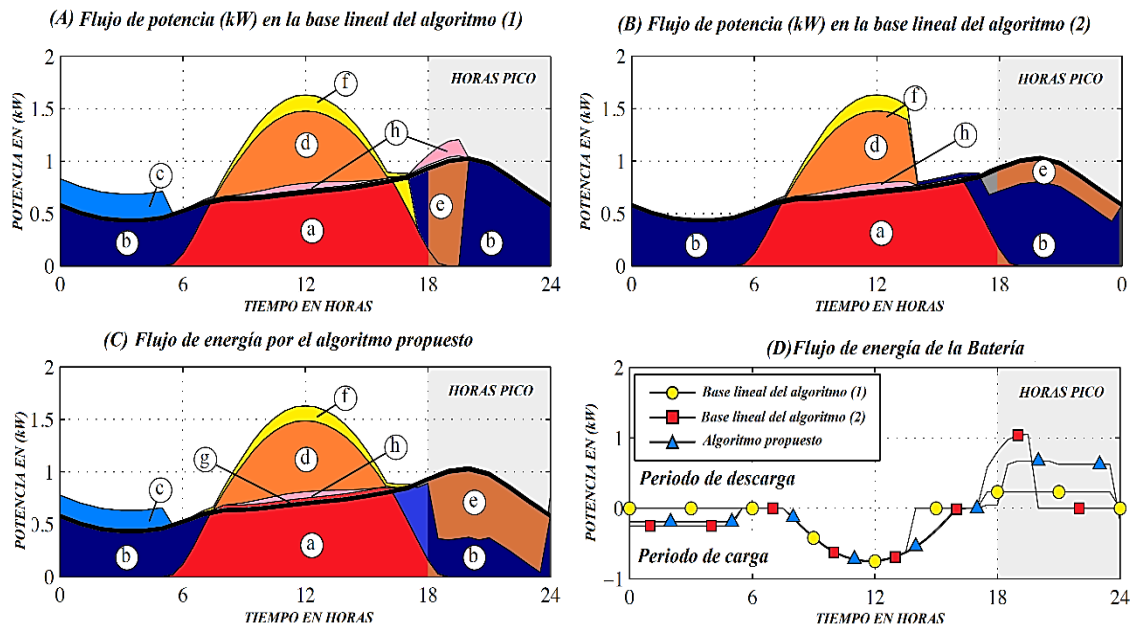
$$C_{final} = C_{nom\ bateria} \cdot Bat_{paralelo} \tag{2.171}$$

l) Se realiza el cálculo de la corriente de diseño ($I_{diseño}$): Con respecto de HSP y las eficiencias de las baterías ($Ah_{salida}/Ah_{entrada}$).

$$I_{diseño} = \frac{D_{Energía\ diaria}}{\eta_{baterias} HSP} \tag{2.172}$$

Se tienen los patrones de línea de base donde se muestra el período de carga y descarga de una batería, con respecto a la red eléctrica durante las horas pico.

Gráfico N° 2.21: Salida de potencia FV, con el uso de las baterías.



a) Consumo de carga directo del SFV.	e) Baterías en plena carga.
b) Consumo de carga directo desde la red eléctrica.	f) Las pérdidas en un convertor fotovoltaico.
c) Consumo directo desde la batería.	g) Las pérdidas en el convertor e inversores.
d) El consumo de la batería con el SFV.	h) Las pérdidas en la batería.

Fuente: (Sangyoung et al., 2012).

2.2.36 EL USO DE GENERADORES DE RESERVA COMO RESPALDO

Gevorkian (2010), menciona que, el generador de reserva consiste en un motor accionado que se utiliza para proporcionar energía auxiliar durante los apagones solares o cuando la descarga de la batería alcanza un nivel mínimo. La salida del generador está conectada a la entrada auxiliar del inversor. Los motores funcionan con gasolina, diesel, gas natural, propano o cualquier tipo de combustible. Incorporan tanques de combustible debajo del chasis con suficiente capacidad de almacenaje para hacer funcionar hasta por 48 horas. Los tanques separados también se pueden diseñar para contener reservas de combustible mucho más grandes, que por lo general se encuentran fuera de la sala de máquinas y pueden equiparse con sistema de monitoreo y aviso a distancia que indican los datos de generación de energía y registran los parámetros funcionales y dinámicos del motor, tales como (*la temperatura del refrigerante, la presión de aceite y las averías*). Los motores también incorporan circuitos electrónicos especiales para regular la frecuencia de salida del generador, voltaje y potencia bajo condiciones de carga especificadas. (pág.74).

2.2.37 MONITORIZACIÓN Y ANÁLISIS DEL SFCR

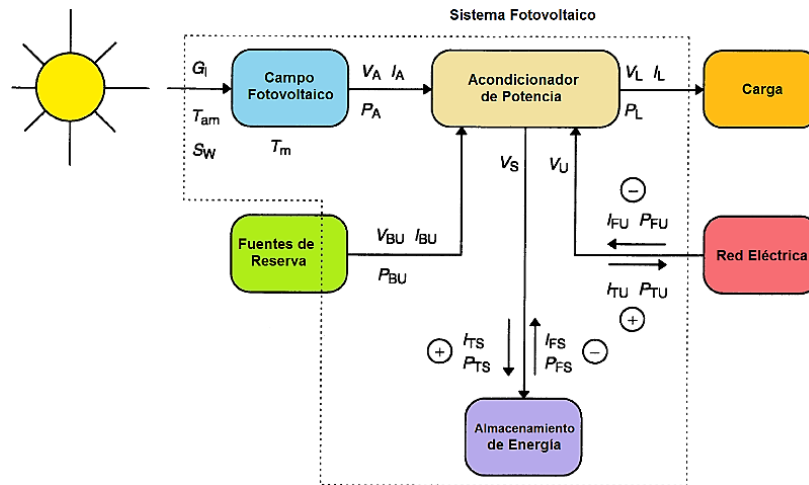
Según la IEC61724:1998⁷⁴ recomienda procedimientos generales para la monitorización y la evaluación del comportamiento eléctrico de los SFV configurados en autónomos o conectados a la red eléctrica, el análisis del rendimiento energético y la eficiencia como indicadores apropiados determinados en la figura (2.32).

La afirmación de, (Vilariño & Menendez, 2017), opina que, los principales objetivos de un sistema de monitorización son: medir el rendimiento energético, evaluar el rendimiento del SFV, e identificar rápidamente los defectos de diseño o el mal

⁷⁴ IEC61724:1998. Monitorización de sistemas fotovoltaicos - Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.

funcionamiento. Muchas grandes instalaciones FV, utilizan estos sistemas para evitar pérdidas económicas debido a problemas operativos.

Figura N° 2.32: Parámetros de medición en tiempo real de los SFCR.



Fuente: IEC 61724:1998.

2.2.38 EL RENDIMIENTO Y LA EFICIENCIA GLOBAL DEL SFCR

Según, (Marion *et al.*, 2005), afirman que, se determina las evaluaciones precisas y de energía y el rendimiento del sistema para continuos desarrollos de las industrias FV, como también la investigación de equipos como una medida clave para ayudar a identificar las necesidades futuras.

Para, (Aoun, Bouchouicha, & Chenni, 2016), consideran que, el rendimiento de una instalación FV, depende de los parámetros físicos y meteorológicos como la latitud, temperatura ambiente, velocidad del viento y la radiación solar. El conocimiento del desempeño de los SFV, en condiciones reales de operación es esencial elegir el producto adecuado y predecir con precisión la generación de la energía. Se puede calcular en períodos anuales, mensuales o incluso diarios.

$$\eta_{SFV,(mensual,anual)}(\%) = \frac{E_{use,\tau(mensual,anual)}}{AxG_{inc,\tau(mensual,anual)}} \tag{2.173}$$

Donde:

$\eta_{SFV,(mensual,anual)}$, eficiencia energética mensual y anual del GFV.

$E_{use,\tau(mensual,anual)}$, energía total generada por el GFV.

$G_{inc,\tau(mensual,anual)}$, coeficiente de radiación reflejada ($1kW/m^2$), sobre la superficie del GFV.

2.2.38.1 Características del rendimiento del SFCR

Así, la comparación de distintos sistemas exige independizar su comportamiento de las condiciones medioambientales. (Caamaño, 1998, pág. 10). Para, (Marion *et al.*, 2005), mencionan que, pueden diferir en cuanto al diseño, tecnológico, y ubicación geográfica. Los cuatro parámetros definen el rendimiento general del sistema con respecto a la producción de energía, de un recurso solar. (pág.01).

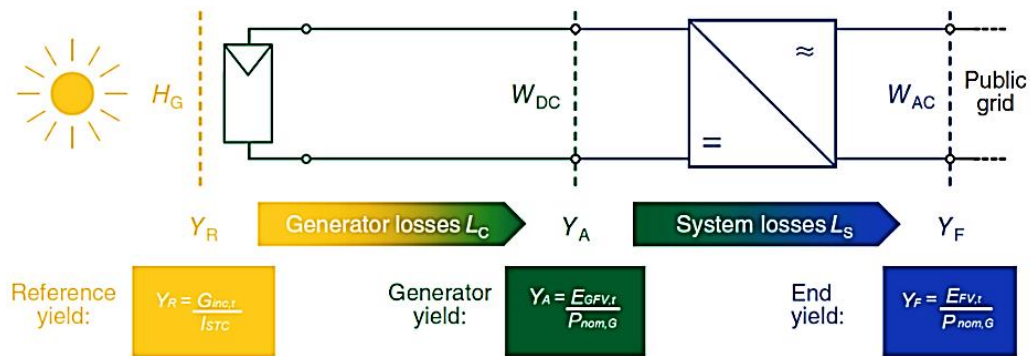
- Los esquemas de conexión deben responder el principio de minimizar las pérdidas en el sistema favoreciendo el mantenimiento de la seguridad y calidad de suministro, posibilitando el trabajo en isla. Las configuraciones de conexión deberán asegurar la fiabilidad de las medidas de energía producida y consumida.
- Si la potencia nominal de la instalación de generación a conectar a la red de distribución es superior a $5kW$, la conexión de la instalación a la red será trifásica con un desequilibrio entre fases inferiores a $5kW$.
- La contribución de los generadores al incremento de la caída de tensión en la línea de distribución de baja a media tensión, entre el centro de transformación o la subestación de origen donde se efectúe la regulación de la tensión y el punto de conexión, en el escenario más desfavorable para la red, no debe ser superior al 2,5%, de la tensión nominal de la red de baja o media tensión, según corresponda.
- El factor de potencia de la energía suministrada a la red de la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad y en todo caso

superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25% de su potencial nominal.

2.2.39 ÍNDICES DEL COMPORTAMIENTO DEL SFCR

El tipo más simple de vigilancia de la planta es, de vez en cuando, mirar la pantalla del inversor. Esto debería mostrar que el inversor está alimentando la red y que la planta está operando en la operación MPP. Se obtiene información más precisa cuando la energía generada se lee al final del mes o la semana y luego se compara con los rendimientos de otras plantas FV. (Mertens, 2014, pág. 235).

Esquema N° 2.17: Rendimientos específicos de una planta fotovoltaica.



Fuente: (Konrad Mertens, 2014, pág. 236).

Mertens (2014), concluye que, para la información adecuada sobre la mejora del rendimiento se obtiene por medio de un análisis más preciso. El propósito del registro de datos también debe obtener $E_{GFV,t}$, como la energía dada por el generador esto es la determinación como los sistemas de pérdidas y el registro que pueden proporcionar información sobre si existe potencial de mejora en el CC, o del lado del generador en el caso de un mal funcionamiento y los errores que se pueden prevenir. (pág.238).

Según, (Kymakis, *et al.*, 2008), (Attari *et al.*, 2016); (Haibaoui *et al.*, 2017); consideran las características en el siguiente cuadro:

Tabla N° 2.18: Lista de definiciones de rendimiento y pérdidas del SFCR.

Abreviatura	Termino	Significado/Definición	Unidades	
Y_R	Referencia de productividad	$Y_R = \frac{G(\alpha,\beta)}{G_{inc,\tau}}$ (h); es igual al tiempo que el sol debe brillar en el GFV equivalente al HSP.	$\frac{kWh}{m^2}$ $d. 1kW/m^2$	[h/d]
L_C	Pérdidas por captación	$L_C = Y_R - Y_A$; esta expresado en captura térmica L_C <ul style="list-style-type: none"> - Son causadas por temp., en las celdas superiores a 25°C. - Pérdidas de captura diversas L_{CM}, no dependientes de la (T°). - Pérdidas por cableados, diodos, baja irradiancia, sombreado parcial, nieve, errores en MPP y mediciones entre otros. 	$\frac{kWh}{d. kWp}$	[h/d]
Y_A	Rendimiento de la matriz	$Y_A = \frac{E_{A,\tau}}{P_{GFV}}$ (h); es igual al tiempo de la energía neta $E_{A,d}$ generada desde el GFV en (CC).	$\frac{kWh}{d. kWp}$	[h/d]
L_S	Pérdidas por sistema	$L_S = Y_A - Y_F$; Pérdidas de conversión del inversor (CC-CA), y de almacenamiento del acumulador (Sistemas autónomos).	$\frac{kWh}{d. kWp}$	[h/d]
Y_F	Productividad final	$Y_F = \frac{E_{use,\tau}}{P_{GFV}}$ (h); es igual al tiempo de la energía de salida total del sistema $E_{use,\tau}$ generada desde GFV.	$\frac{kWh}{d. kWp}$	[h/d]
L_{Tot}	Pérdida total	$L_{Tot} = L_C + L_S$; corresponde a la pérdida total de captación y sistema.	$\frac{kWh}{d. kWp}$	[h/d]
PR	Performance ratio	$PR = \frac{Y_F}{Y_R}$; corresponde a la relación global que generaría un GFV ideal sin pérdidas, con temp., de 25°C y la misma radiación solar. $PR_C \cdot PR_S = \frac{Y_A}{Y_R} \cdot \frac{Y_F}{Y_A} = \frac{Y_F}{Y_R} = PR$	(%)	

Elaboración: Propia.

2.2.40 PÉRDIDAS POR PERFORMANCE RATIO (PR)

Según, (Neill & Stapleton, 2017), mencionan que, durante la etapa de planificación el desarrollador debe garantizar un determinado (PR), para asegurar una financiación en la vida útil del proyecto, si el rendimiento de la planta cae por debajo de $\leq 1\%$. Los (PR), mide la calidad y fiabilidad de la planta independientemente de su ubicación e insolación

solar. Por lo tanto, hay una gran variedad de pérdidas de energía que impactan las relaciones públicas de un SFV, que deberían tenerse en cuenta al diseñar el sistema.

Tabla N° 2.19: Pérdidas típicas en GFV, utilizada para calcular el (PR).

<i>Factores de pérdidas</i>	<i>Descripción</i>	<i>Factor de pérdidas aproximadas</i>
<i>Temperatura en módulos. (f_{temp}).</i>	<i>Determinado a temperatura estándar de 25°C por cada aumento de grados °C, por encima de este estándar los módulos reducen la eficiencia y la potencia de salida. Cada módulo posee diferentes coeficientes de temperaturas.</i>	<i>10-20%</i>
<i>Ensuciamiento. (f_{ens}).</i>	<i>Son las pérdidas debido a la suciedad (Polvo, lluvias excrementos de aves, escombros, hojas de árbol, etc.).</i>	<i>5-15%</i>
<i>Fabricante en calidad por tolerancia del módulo FV. (f_{fab}).</i>	<i>Son las pérdidas por la mayoría de los módulos FV, que no coinciden exactamente con las especificaciones nominales de cada fabricante debido a divergencias.</i>	<i>0-3%</i>
<i>Caída de voltajes en cables. (f_{cables}).</i>	<i>Son las pérdidas que se producen por aumento de temperatura y la longitud del cableado debe ser inferior al 3% en lado CC y el 1% en el lado de CA.</i>	<i>< 3% (CC) lejano a un inversor AS 5033 y <1% (CA)</i>
<i>Pérdidas en el Inversor (f_{inv}).</i>	<i>El inversor convierte la CC en CA con una eficiencia que varía según la carga del inversor. Las pérdidas están en forma de calor, y por lo tanto la eficiencia del inversor es directamente proporcional a la temperatura de funcionamiento.</i>	<i>2-6%</i>
<i>Pérdidas del transformador. (f_{transf}).</i>	<i>La pérdida del transformador en cortocircuito en potencia (kW) desde 5 a 20%.</i>	<i>5-20%</i>
<i>Pérdidas por sombreado (f_{somb}).</i>	<i>Son las pérdidas por sombreado donde especifican la dependencia del lugar y el sitio donde se encuentre la instalación FV.</i>	<i><1%</i>
<i>Pérdidas por reflexión (f_{reflex}).</i>	<i>Son las pérdidas que se minimizan cuando la luz incidente es dependiente de la posición del módulo.</i>	<i>3-8%</i>
<i>Tiempo de inactividad. (f_{inac}).</i>	<i>Es un periodo en donde no genera energía por motivos de fallas.</i>	<i>Altamente variable</i>
<i>Pérdidas por interrupción en la red (f_{interr}).</i>	<i>Esta pérdida generalmente se basa en la suposición de que la red local no estará operativa en un determinado número de horas / día en cualquier año.</i>	<i>Altamente variable</i>
<i>Degradación (f_{degrad}).</i>	<i>Esta pérdida se considera una tasa de deterioro máximo que se ajusta a la garantía del módulo.</i>	<i>0,5-1,5% / año</i>

Fuente: (Neill & Stapleton, 2017).

Los factores de pérdidas de cada una de la eficiencia se pueden calcular utilizando la siguiente fórmula:

$$PR(\%)f_{p\acute{e}rdidas\leq 1\%} = \frac{E_{use,\tau}}{\frac{G(\alpha,\beta)}{G_{inc,\tau}} \cdot P_{GFV}} = 100x \prod_i (1 - f_{p\acute{e}rdidas\leq 1\%}) \quad (2.174)$$

Donde:

$f_{p\acute{e}rdidas}$, son cada una de las p\acute{e}rdidas enumeradas, expresadas en tanto por uno ($L_i\%/100$).

\prod , indica el producto de todos los valores $(1 - f_{p\acute{e}rdidas\leq 1\%})$.

El (PR) se puede calcular multiplicando todos los factores de reducci\o{n} de potencia juntos. Si se considera todas las p\acute{e}rdidas de la tabla anterior, de la siguiente manera:

$$PR(\%) = 100x[(1 - f_{temp})x(1 - f_{ens})x(1 - f_{fab})x(1 - f_{cables})x(1 - f_{inv})x(1 - f_{transf})x(1 - f_{somb})x(1 - f_{reflex})x(1 - f_{inac})x(1 - f_{degrad})] \quad (2.175)$$

2.2.41 PRODUCCI\O{N ANUAL ENERG\ETICA DEL SFCR

Para conocer la producci\o{n} que tendr\aa la instalaci\o{n} FV. Se incluye finalmente el c\alculo de la producci\o{n} mensual te\o{rica en funci\o{n} de la irradiancia $G_{inc,\tau}$, tanto en el proyecto de la instalaci\o{n} como en la memoria t\e{cnica se incluir\aa la potencia instalada del generador P_{GFV} , y el rendimiento de la instalaci\o{n}. Los datos de entrada que deber\aa aportar el proyectista son los siguientes:

$$E_P = \frac{G_{dm}(\alpha,\beta)xP_{GFV}xPR}{G_{inc,\tau}} \left(\frac{kWh}{d\acute{a}a}\right) \quad (2.176)$$

Donde:

$G_{dm}(\alpha,\beta)$, es el valor medio mensual de la irradiaci\o{n} diaria sobre el plano del generador en ($kWh/m^2.mes$), condiciones de orientaci\o{n} e inclinaci\o{n}.

$G_{inc,\tau}$, se toma el valor de ($1kW/m^2$).

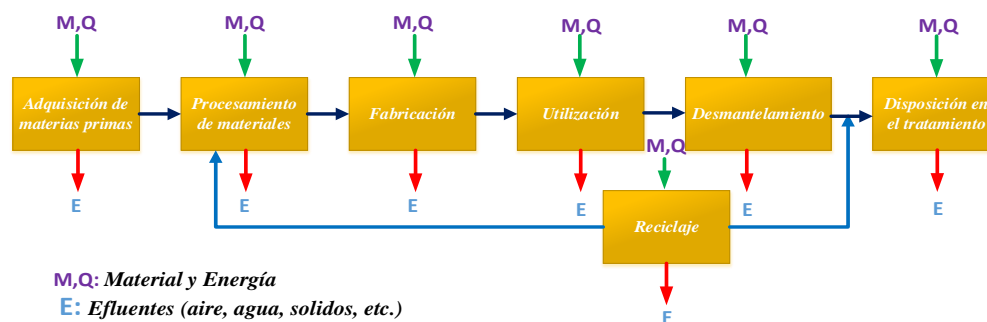
P_{GFV} , Potencia pico del GFV.

PR , rendimiento energ\etico de la instalaci\o{n} o "performance ratio".

2.2.42 LA VIDA ÚTIL DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO (GFV)

El Análisis de Ciclo de Vida – *Life Cycle Assessment (LCA)*, tiene como objetivo evaluar y analizar los impactos ambientales como los GEI, que provoca en el sistema y su entorno desde su producción hasta su desmantelamiento y/o reciclaje. (Singh, Pant, & Irving, 2013). La certificación *ISO 14040*⁷⁵ e *ISO 14000*⁷⁶ define la LCA, como la compilación de las entradas y salidas y los posibles impactos ambientales de un sistema. En una tesis de investigación elaborado por, (Perpiñan, 2008), menciona que, para conseguir que un GFV funcione como tal, es necesario el empleo de diferentes técnicas que a su vez demandan el consumo de diferentes fuentes de energía. A lo largo de *LCA*, además de producir energía, un generador requerirá el empleo de energía y el tratamiento del terreno en el que será ubicado, el transporte e instalación de los equipos, la reposición de los equipos que agotan su ciclo, etc. (pág.83).

Gráfico N° 2.22: Etapas del ciclo de vida del sistema fotovoltaico.



Fuente: (Kiger, 2016).

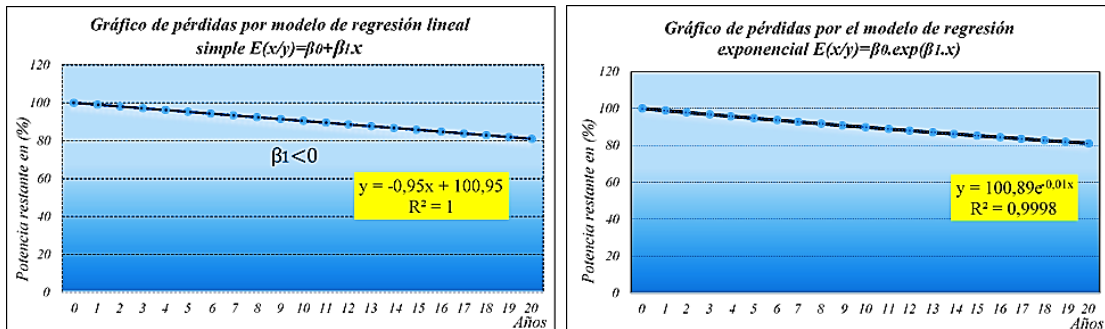
La prueba al aire libre elaborada y expuesta, por (Mohammed, Boumediene, & Miloud, 2016); (Tamizh & Kuitche, 2013); (Gevorkian, 2012), de los 32 módulos FV, reveló que la tasa de degradación de la energía oscila entre (7% - 33%) en 11-12 años de explotación, y la degradación anual es de (0,64% - 3%), pero la tasa media anual debe ser

⁷⁵ ISO 14040:2006. Environmental management – Life cycle assessment- Principles and framework.

⁷⁶ ISO 14000. Serie de normas sobre gestión ambiental.

aproximadamente de (1-1,5%) con el fin de cumplir las garantías de rendimiento de potencia en los 25 años. El *Laboratorio Nacional de Energías Renovables* (NREL) estima que la vida útil de los SFV es de aproximadamente 25 a 40 años.

Gráfico N° 2.23: Degradación de los módulos FV en regresión lineal y exponencial.



Elaboración: Propia.

2.2.43 EL FACTOR DE CAPACIDAD ANUAL DE LOS SFCR

Se define como la relación entre la producción de energía anual real ($E_{use,\tau}$), operado a plena potencia del (P_{GFV}) durante 24h/día durante un año. Si el sistema, es entregado por completo a la potencia nominal CC, un CF de 0,4, e.g., podría significar que el sistema ofrece una potencia nominal completa en un 40% de las veces y ningún poder en todo el resto del tiempo, pero eso no es la única interpretación, también podría entregar el 40% de la potencia nominal todo el tiempo y todavía tiene ($CF = 0,4$), o cualquiera de un número de otras combinaciones. La ecuación que rige para el rendimiento anual en términos de CF es:

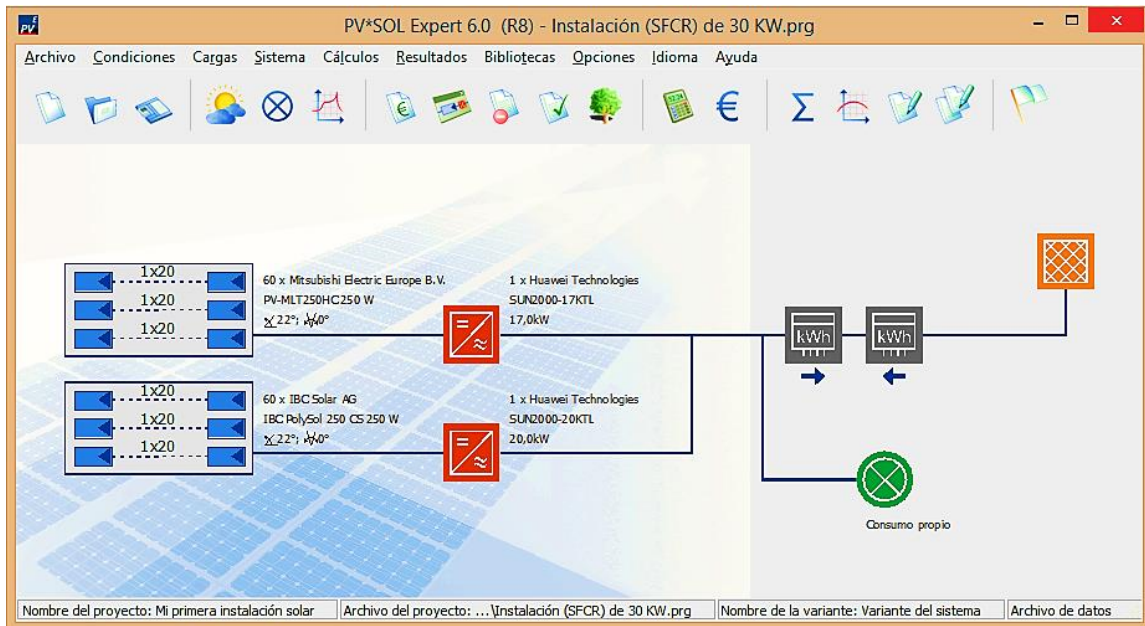
$$CF = \frac{E_{use,\tau}}{P_{GFV} \times 24 \times 365} \left(\frac{kW}{kW} \right) \quad (2.177)$$

2.2.44 DIMENSIONAMIENTO EN SOFTWARE DE LOS SFCR

Según, (Pearsall, 2013), citado por (Green & Archer, 2013), mencionan que, es importante determinar el tamaño correcto del sistema, tanto en términos de salida en pico y la producción anual global, con el fin de garantizar un funcionamiento aceptable a costo

mínimo. Si el sistema es demasiado grande será más caro. Sin embargo, si un sistema instalado es demasiado pequeño, la disponibilidad del sistema será de interés bajo (...). Una vez que el coste y la efectividad se reducen (...), el primer paso es recopilar la información relevante de la ubicación y el propósito del sistema. (pág. 694).

Figura N° 2.33: Diseño en software de un SFCR de 30kW.



Fuente: PV*SOL Expert 6.0 (R8).

Neill & Stapleton (2012), indican que, hay una variedad de softwares disponibles para ayudar en el diseño de los SFV (...), ya que da cientos de opciones con respecto al fabricante y el modelo. Los diseñadores pueden utilizar el software para simular diferentes sistemas y comparar sus resultados con el fin de elegir el sistema que mejor se adapte a nuestro diseño por escrito. Puede ser utilizado para la dimensión de una matriz, ahorrando tiempo que lo haría hacer en cálculos complejos. La mayoría de softwares son capaces de acceder a los datos meteorológicos y por lo tanto pueden simular la salida de factores climáticos y rangos de la ubicación del sistema. Alternativamente los usuarios pueden ser capaces de introducir información sobre los recursos y el sombreado solar local. (pág.125).

2.2.45 LA IMPLANTACIÓN DE LOS SFVR DISTRIBUIDOS

Según, la *NEC* el *Art. 705* “*Fuentes de producción de energía eléctrica interconectadas*” se da detalles de interconexión cubriendo aspectos de los *Art. 690* “*Sistemas FV solares*” y el *Art. 691* “*Producción de energía eléctrica FV a gran escala*”.

2.2.45.1 La interconexión y paridad con la red eléctrica

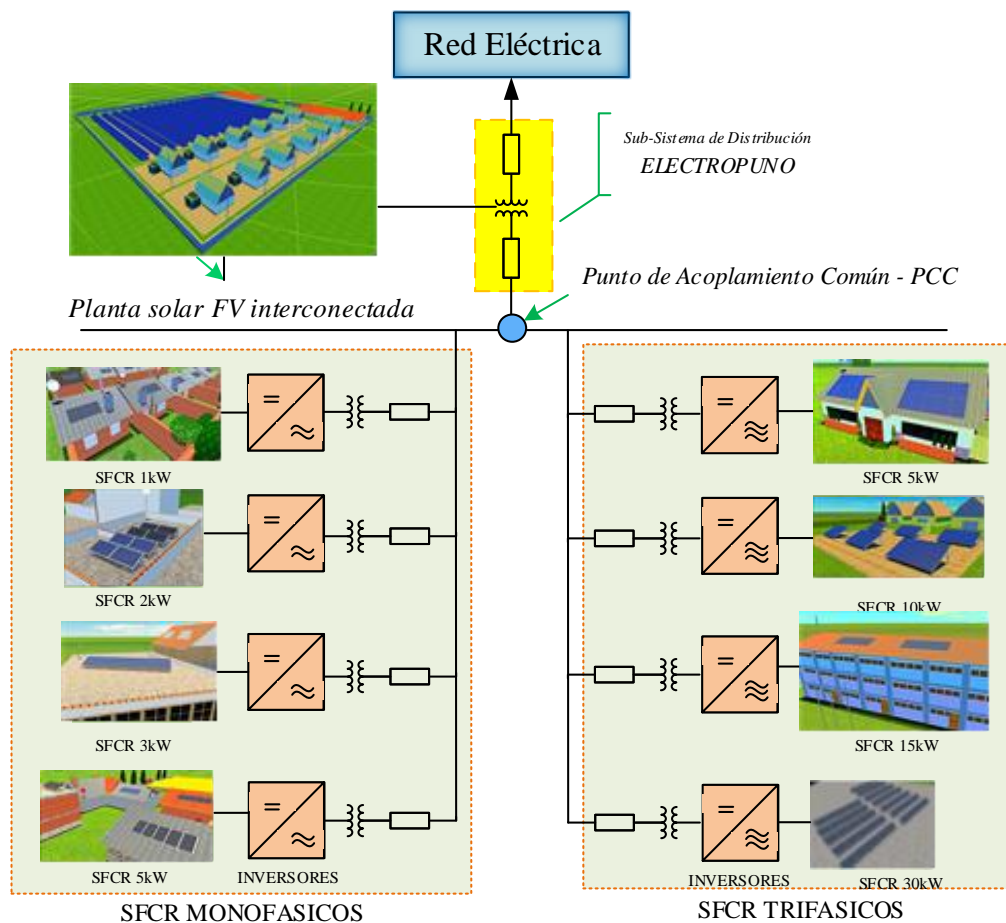
Gevorkian (2012), menciona que, el despliegue a gran escala de tecnología de energía renovable da como resultado alcanzar los precios de paridad con la red, debido a numerosos factores variables como la cantidad de generación de energía durante el día y la desventaja de las variaciones climáticas a lo largo de los años, no obstante, se convierte en el objetivo total del precio de la electricidad. (pág.117). Dentro de las funciones se tendrá las siguientes:

- a) *La interconexión con el generador fotovoltaico:* Para extraer la potencia máxima en el caso más frecuente) y controlar hasta el límite de lo que está disponible finalmente, cumplir con las restricciones estáticas y dinámicas (*corrientes, tensiones y variaciones admisibles*).
- b) *La interconexión con la red eléctrica:* Para inyectar la potencia activa con la red, y asegurar la calidad de la energía (*tensión, frecuencia, armónicos, distorsión armónica total de velocidad con las corrientes inyectadas*), posiblemente para ayudar en la regulación de la tensión de la frecuencia (*sistema en isla*), y asegurar el funcionamiento de protección (*anti-isla*) y por último, controlar las operaciones de conexión y desconexión.

Según, la norma *IEC 61727:2004*, contiene los requisitos de interfaz entre el SFV y las recomendaciones técnicas que alcanza la paridad con la red (*Grid Parity*), cuando el precio de la energía generada por el SFV, es lo mismo que el precio de referencia de la

electricidad. Los valores mínimos de $V-I$, son las clasificaciones desde los componentes (cables, aisladores-seccionadores, interruptores, conectores, etc.). Para esta publicación, se clasificarán de acuerdo con la normativa IEC 60038⁷⁷. El sistema de distribución de electricidad aplica diferentes niveles de voltaje de acuerdo con los niveles de transmisión de energía requeridas, estos niveles de voltaje se clasifican en varias formas:

Esquema N° 2.18: Esquema unifilar del sistema de distribución interconectada a los SFCR.



Fuente: Propia.

La tipología en el ámbito de la instalación de los SFCR se han considerado dos aplicaciones de tipo (*monofásico 1 ϕ* y *trifásico 3 ϕ*), dependiendo de que si la potencia conectada a la red desde un inversor este comprendidas en un rango (*1kW*, *5kW* y *30kW*). La aplicación $\leq 5kW$ de potencia máxima corresponde a una sola vivienda “familiar y

⁷⁷ IEC 60038:2009. Tensiones normalizadas de CENELEC.

residencial”. La aplicación de $\geq 5kW$ hasta los $30kW$ es proyectado para aspectos comerciales e industriales. El inversor también dispone de los terminales correspondientes para conectar del circuito a CA. Habitualmente en caso de un circuito monofásico esta denominado en “ $L1$ y N ” en caso del circuito trifásico es “ $L1, L2, L3$ y N ”. Asimismo, incorporan un terminal de conexión para el conductor de protección “puesta a tierra”.

Tabla N° 2.20: Clasificación de tensiones de instalación de los inversores en los SFCR.

<i>Tipos de voltaje</i>	<i>Rango de voltaje en (AC)</i>
<i>Voltaje Bajo</i>	<i><1000 V</i>
<i>Voltaje Medio</i>	<i>1000 V – 35 kV</i>
<i>Voltaje Alto</i>	<i>35kV – 230 kV</i>
<i>Extra voltaje alto</i>	<i>>230 kV</i>

Fuente: (Neill & Stapleton, 2017).

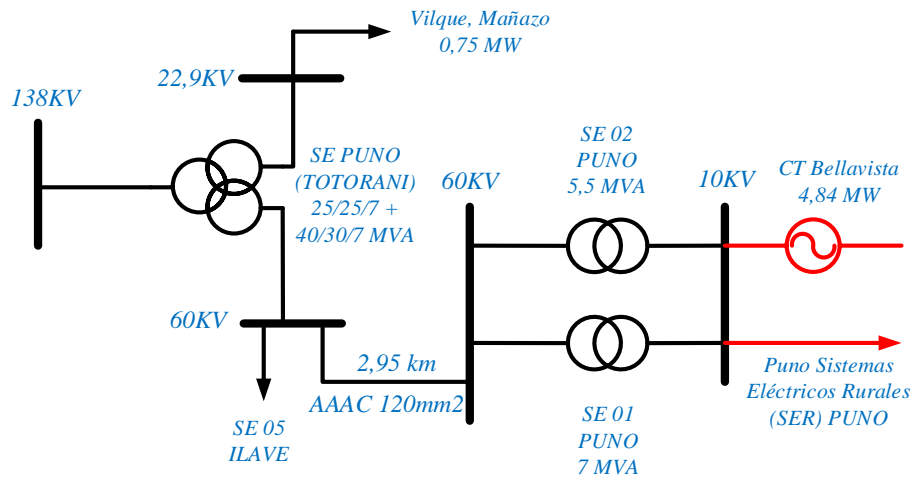
2.2.45.2 Definición y tipos de redes aéreas de distribución en BT

Se define como la red que inicia en el cuadro de BT desde un centro de transformación para dar un suministro eléctrico a los usuarios. La instalación de estas redes se ajustará a los prescrito en la *ITC-BT-06, 07* del (REBT), así como a las normas “*Código Nacional de Electricidad*” que establezca la empresa distribuidora de energía.

La red de distribución en BT se puede realizar de dos formas siguientes:

- Mediante redes aéreas; que suelen aparecer de dos modos (conductores trenzados posados sobre fachadas, y sobre apoyos).
- Mediante redes subterráneas; se encuentran bajo zanjas y/o tierra.

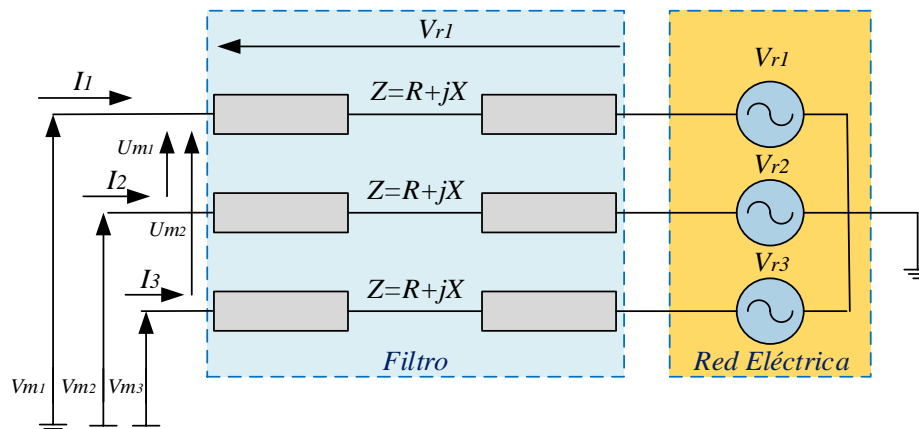
Esquema N° 2.19: Diagrama unifilar del sistema eléctrico ELECTROPUNO.



Fuente: (OSINERGMIN, 2013).

Según, (Hamrouni & Cherif, 2007), manifiestan que, la unidad formada por la línea de transporte de energía y todos los transformadores de conexión entre los diferentes niveles de tensión idearon el modelo por circuito de *Thevenin*, compuesto por una fuente de tensión sinusoidal (50Hz, 220V) en serie con una impedancia ($Z = R + jX$). Incluye todas las impedancias que se indican dentro del filtro inversor de salida (L). Este circuito es alimentado por la V_{OC} del inversor.

Esquema N° 2.20: Circuito equivalente de Thevenin de la red eléctrica.



Fuente: (Hamrouni & Cherif, 2007).

2.2.46 EL BALANCE DEL SISTEMA (BOS)

Para dimensionar un SFCR es necesario hacer un (BOS) del promedio anual de $E_{L,\tau}$ y $E_{A,\tau}$. El promedio anual de energía consumida ($E_{L,\tau}$), es relativamente fácil de determinar, ya que las compañías eléctricas realizan estadísticas y tienen esta información disponible. Por otro lado, el promedio anual de electricidad FV, ($E_{A,\tau}$), generada es complicado de calcular con precisión, ya que requiere el promedio anual de radiación solar global en el lugar de la instalación, que es difícil de determinar con precisión, ya que depende de factores climáticos, geográficos, y astronómicos. Además, el cálculo de la ($E_{A,\tau}$), anual está fuertemente influenciado por los factores de pérdida asociados con la potencia y las características del inversor seleccionado, así como otros factores tales como el nivel de sombreado, orientación e inclinación del conjunto de módulos FV, polvo y mantenimiento. Se puede lograr un enfoque realista del SFCR usando un modelo del (BoS), utilizando el principio de conservación de la energía. Según, (Haberlin, 2012), define que: *“En la medida que, la suma total de la energía generada en una red eléctrica debe ser igual a la suma total de la potencia consumida en la red, ésta no puede actuar como una plataforma de almacenamiento”*. (pág.262).

a) Se determinará las cantidades de energía eléctrica entradas y salidas de (kWh).

$$E_{in,\tau} \approx E_{use,\tau}$$

$$E_{A,\tau} + E_{BU,\tau} + E_{FUN,\tau} + E_{FSN,\tau} \approx E_{L,\tau} + E_{TUN,\tau} + E_{TSN,\tau} \quad (2.178)$$

Donde:

$E_{A,\tau}$, es la energía generada por el SFV en (kWh).

$E_{FUN,\tau}$, es la energía neta extraída desde la red eléctrica en (kWh).

$E_{TUN,\tau}$, es la energía neta vertida hacia la red eléctrica en (kWh).

$E_{L,\tau}$, energía neta hacia la carga (*es la energía consumida por el edificio*) en (kWh).

Valor mínimo durante el periodo de informe (τ) es de 0 $\Rightarrow \begin{cases} E_{TUN,\tau} = E_{TU,\tau} - E_{FU,\tau} \\ E_{FUN,\tau} = E_{FU,\tau} - E_{TU,\tau} \end{cases}$

b) Energía de entrada total del sistema (kWh).

$$E_{in,\tau} = E_{A,\tau} + E_{BU,\tau} + E_{FUN,\tau} + E_{FSN,\tau} \quad (2.179)$$

Donde:

$E_{in,\tau}$, Energía de entrada total del sistema en (kWh).

$E_{BU,\tau}$, Energía neta desde la reserva en (kWh).

$E_{FSN,\tau}$, Energía neta desde el almacenamiento (*en baterías*) en (kWh).

c) Energía de salida total del sistema completo (kWh).

$$E_{use,\tau} = E_{L,\tau} + E_{TUN,\tau} + E_{TSN,\tau} \quad (2.180)$$

d) Fracción de energía proveniente de todas las fuentes a la que contribuye el campo

FV:

$$F_{A,\tau} = \frac{E_{A,\tau}}{E_{in,\tau}}; \quad \eta_{Load} = \frac{E_{use,\tau}}{E_{in,\tau}} \Rightarrow F_{A,\tau} \approx \eta_{Load} \quad (2.181)$$

Donde:

$E_{use,\tau}$, Energía de salida total del sistema completo (kWh).

$F_{A,\tau}$, Fracción de la matriz FV de la energía entregada total (*adimensional*).

η_{Load} , Rendimiento con que la energía proveniente de todas las fuentes se transmite a las cargas (*adimensional*). $E_{use,\tau}(kWh)/E_{in,\tau}(kWh)$.

e) Consumo energético anual $E_{C,\tau}$ (kWh).

$$E_{C,\tau} = E_{FUN,\tau} + E_{A,\tau} \quad (2.182)$$

f) Energía producida por el Subgenerador fotovoltaico $EP_{A,\tau SUBGFV}$ (kWh/año).

$$EP_{A,\tau SUBGFV} = E_{C,\tau} + E_{TUN,\tau} \quad (2.183)$$

g) Energía producida por el Generador y Subgenerador fotovoltaico anual en (kWh/año).

$$EP_{A,\tau GFV} (kWh/año) = EP_{A,\tau SUBGFV(1)} + EP_{A,\tau SUBGFV(2)} + \dots + EP_{A,\tau SUBGFV(n)}$$

2.2.47 METROLOGÍA Y FORMAS DE CONECTARSE A LA RED (ON GRID)

Thomas, Max & Partners (2003), mencionan que, el diseño real requerirá los servicios de ingenieros mecánicos electricistas. A partir de la conexión a la red (*On-grid*) es esencial contactarse con el proveedor de electricidad y obtener su permiso. Tendrán que asegurarse de que la instalación no causara riesgos para la seguridad y cumplirá con las recomendaciones, normas y reglamentos técnicos. La calidad de la potencia será aceptable para la exportación a la red, e.g., el proveedor de electricidad de la red puede exigir una instalación, en caso de una alimentación en la instalación FV, y se cerrará automáticamente. Esto es dar a los técnicos un mantenimiento de la red en que se llevará a cabo las reparaciones. (pág.42). La conexión a la red eléctrica puede ser realizada de diversas maneras según las siguientes interpretaciones generales:

- La instalación del (SFCR) solamente (con la inyección total en la red).
- La instalación del (SFCR) con consumidores eléctricos (inyección del excedente en la red).
- La instalación del (SFCR) con consumidores eléctricos y sistema de baterías, (inyección del excedente en la red).

2.2.47.1 Contadores para la facturación fotovoltaica

La medida de la energía eléctrica se realiza mediante contadores electrónicos “*unidireccionales*” y demás dispositivos son ubicados en módulos, paneles o armarios para ello deben cumplir la norma (UNE-EN 60439⁷⁸ partes 1,2 y 3, UNE-EN 61036⁷⁹ ITC-BT 015) con grado de protección IP40 e IK09 para interiores, y los IP43 e IK09 para exteriores. Actualmente están comprendidos por microprocesadores, que ofrecen múltiples funciones que incluye un reloj interno de tiempo real así como una memoria no

⁷⁸ UNE-EN 60439: Conjunto de aparatos de baja tensión.

⁷⁹ UNE-EN 61036: Contadores estáticos de energía activa para corriente alterna (clases 1 y 2).

volátil para almacenar las constantes de parametrización y los datos acumulados por el contador FV. Cuando la tensión de la red se desconecta, los circuitos se alimentan a partir de una batería auxiliar. Algunos modelos también permiten medir la energía reactiva y aparente. Según, (Zobaa & Bansal 2011), indican que, la medición neta de la energía producida a partir del (SFCR), eléctrica se acredita en tiempo real. Todo el excedente de la energía eléctrica producida por la energía solar en un edificio no utiliza la realimentación equilibrada de la red eléctrica. A medida que este excedente se alimenta de energía eléctrica, la medición en la casa hace girar en sentido inverso. Esto significa que la potencia producida por el sistema solar que no se utiliza en el hogar “*se vende a la empresa local de servicio eléctrico por lo que la factura de la electricidad de los consumidores es reducida*”. Esta reducción de la factura de la luz tiene un efecto positivo en la economía de la inversión; ya que reduce la factura, y el período de recuperación para la inversión donde también se reduce. (pág.210). Según, (ASIF, 2008, pág. 21), los contadores netos (*Net-Metering*), se conectan al lado del consumidor, reduciendo la necesidad de comprar electricidad; disminuyendo la factura de la compañía eléctrica que suministra sólo la energía que no aportan los paneles. Cuando se produce un excedente, producción eléctrica se vierte en la red y puede recibir la tarifa FV correspondiente, si lo contempla la regulación. Según, (Gevorkian 2010), señala que, a diferencia de los contadores convencionales, tienen la capacidad de registrar la energía consumida o generada en un formato de suma exclusiva; (...). La característica del equipo de medida de salida será el ajuste de la $P_{Nom. GFV}$ en un 50% de la $I_{nom. de precisión}$, de dicho equipo.

$$0,5I_{nom. de precisión} \leq I_{nom. FV} \leq 0,5I_{máx. de precisión} \quad (2.184)$$

Renewables Academy (2008), revela, sin embargo, tiende a ser más un mecanismo de incentivo para el proveedor de electricidad; la energía solar es una energía de demanda

en pico – en el momento de la producción (*desde el mediodía hasta la tarde*), hay un pico de demanda y los proveedores de electricidad tienen que pagar altos precios en el mercado cuando compran energía adicional. (pág.09).

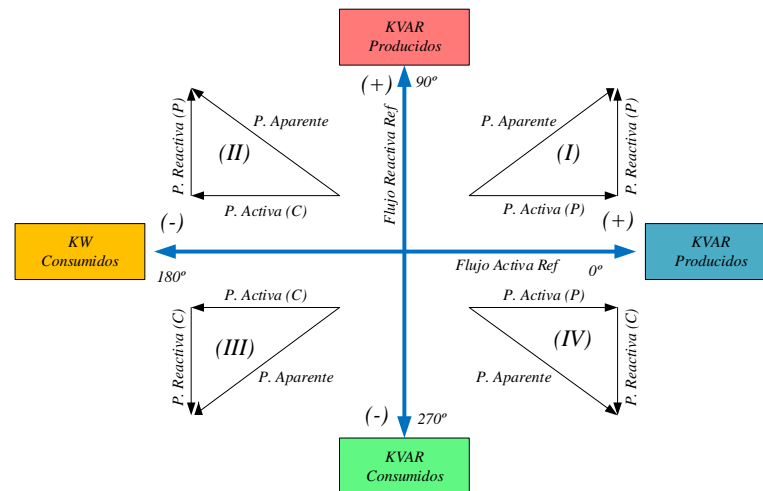
2.2.47.2 El medidor bidireccional de facturación neta (Net-Metering)

Pantoja (1987), menciona que, el medidor bidireccional de la energía generada-consumida por un (SFCR), se basa en los términos de “*entrada y salida*” fluyendo hacia el consumidor, desde la red eléctrica. La dirección de referencia tanto de activa y reactiva, pueden operar en todos los casos, dependiente del nivel relativo de generación (*solar-consumo*) de su carga. El diseño y la experimentación de un sistema de medida fiable y de bajo coste es sin duda un objetivo para poder optimizar la alternativa de un (SFCR), de vender la energía o de almacenarla para su uso posterior e incluso poder comprar de forma selectiva las 24 horas del día. (pág.436). Para la contabilización de consumos, se tendrá la normativa *IEC 62053-21-23-31*, *EN 50470-1-3:2007*, comprenden en frecuencias de *50-60Hz*.

$$0,5I_{nom. de precisión} \leq I_{Consumos} \leq 0,5I_{máx. de precisión} \quad (2.185)$$

Una instalación SFCR, consume energía de la red cuando la energía demandada por su instalación interior es mayor que la energía producida por el GFV. En cambio, cuando la energía producida es superior a la energía consumida por la instalación interior, el excedente puede ser vertido a la red. Además de los terminales de conexión, los contadores incorporan interfaces de comunicación para la transmisión local de datos del contador a un ordenador para su programación.

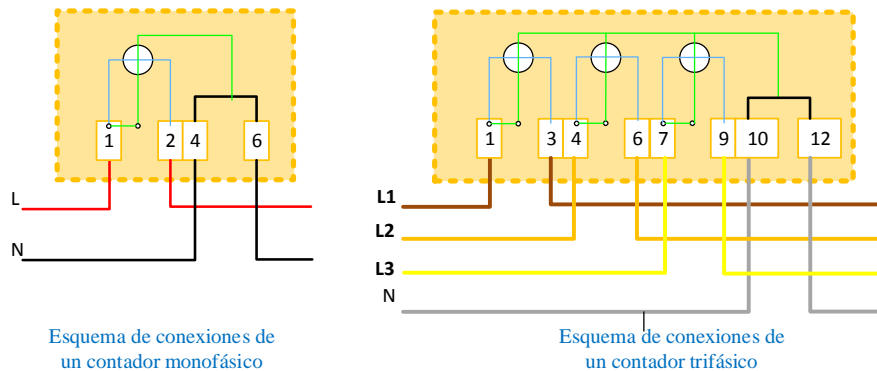
Gráfico N° 2.24: Flujo multidireccional de producción y Consumo.



Fuente: (Pantoja, 1987, pág. 435).

Los contadores se pueden clasificar según la red de distribución, en monofásico o trifásicos.

Esquema N° 2.21. Detalles del contador monofásico y trifásico del SFCR.



Elaboración: Propia.

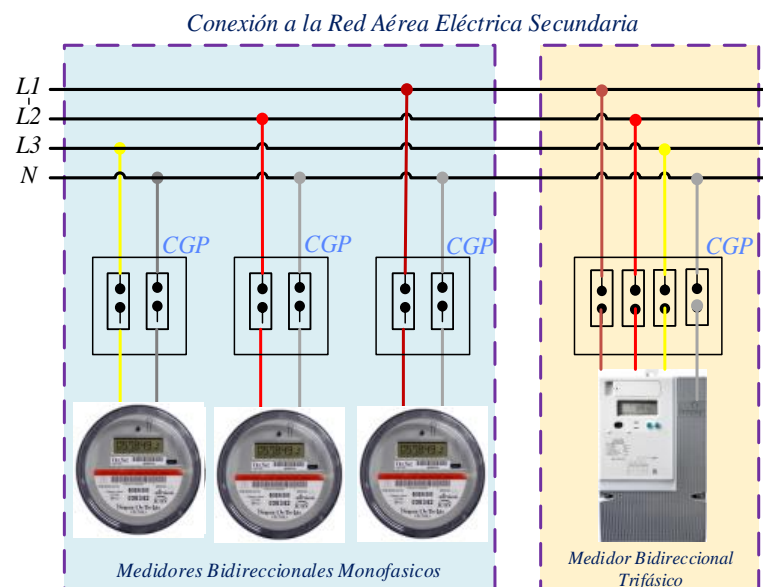
Tabla N° 2.21: Simbología de un contador y medidor FV.

Designación	Simbología de un contador CC	Simbología de un medidor CA	Detalle de un contador FV CC	Detalle de un medidor FV CA
Contador FV y medidor bidireccional				

Elaboración: Propia.

Según las normativas, para los medidores bidireccionales se tiene las especificaciones técnicas para energía activa *EN 50470-1-3*, *IEC 62052-11*, *IEC62053-21* y para energía reactiva *IEC 62053-23*, establecen un rango de frecuencia de $50-60\pm 5\%$ para todos los casos conectados en CA. “Al mismo tiempo funciona como un incentivo eficaz para la adquisición de una propia fuente renovable. Se describe más fácilmente como rotación del medidor de electricidad en ambas direcciones”. (S.W.H. GROUP SE, 2014, pp.).

Esquema N° 2.22: Conexión de medidores y cuadros de protecciones (CGP).



Elaboración: Propia.

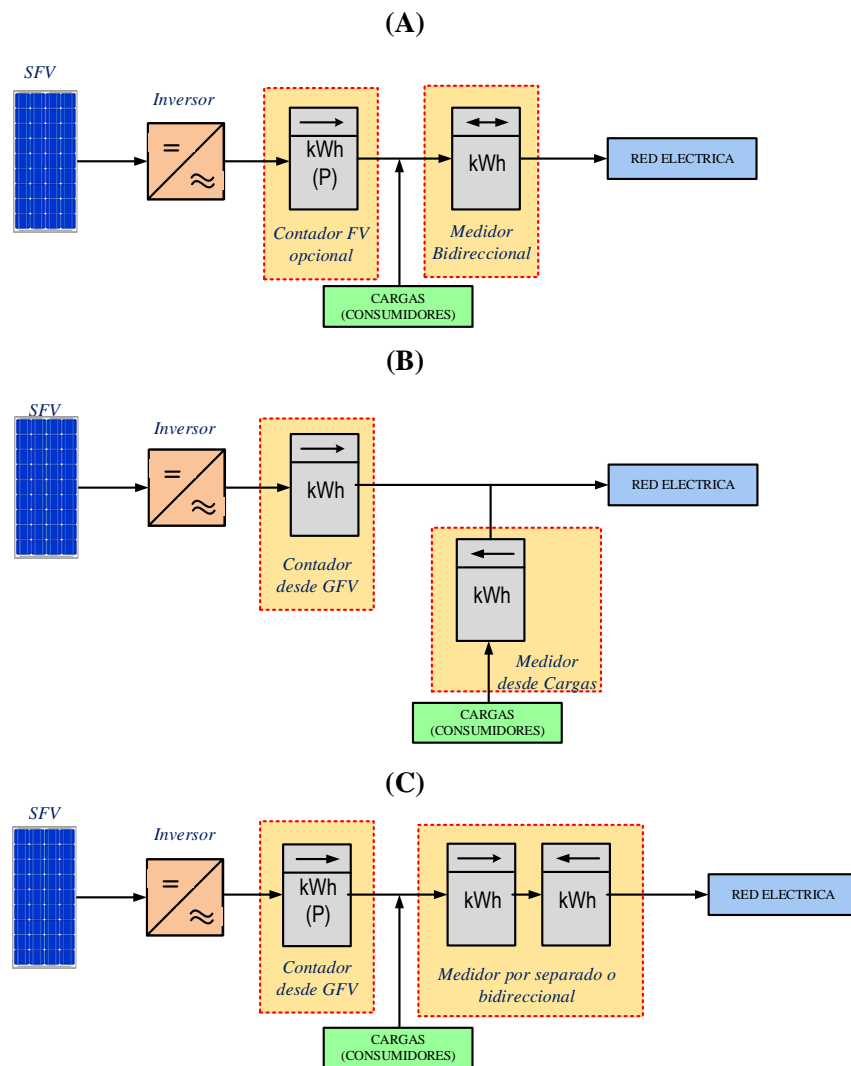
2.2.47.3 Configuración de los medidores para los (SFCR)

Dichos medidores de red son suministrados e instalados por empresas de servicios públicos que proporcionan sistemas de servicio de conexión a la red. Los cogeneradores de energía solar de medición neta están sujetos a acuerdos contractuales específicos y son subsidiados por agencias de empresas gubernamentales, estatales y municipales. El primer paso del estudio suele implicar una estrecha coordinación con el arquitecto encargado y el consultor de ingeniería eléctrica en un diseño preliminar de un conjunto y

un estudio asistido por computadora que son esenciales para proporcionar la base necesaria para el diseño.

Haberlin (2012), menciona que, los contadores de energía pueden ser conectados a los SFV de varias maneras, dependiendo de la contabilidad y la disposición de medición con la compañía eléctrica local (...). Las posibles configuraciones de circuitos de un medidor electrónico entre los SFV con la potencia del medidor de las compañías eléctricas. Se elaboran de la siguiente manera. (pág.263).

Esquema N° 2.23: Configuración de los medidores para los (SFCR).



Elaboración: Propia.

- La configuración de los medidores; uno es utilizado por el propietario del SFV, y el otro es utilizado desde la red donde el medidor funciona en lados contrarios y/o viceversa (*bidireccional*). Donde solo la compañía eléctrica local acredita la carga en la cuenta del usuario.
- La configuración de un medidor desde el GFV implica subvenciones o emolumentos de cubrir los gastos de electricidad. En tales casos, la empresa local compra toda la energía producida con el precio más alto (*subvencionado*), mientras que el propietario es facturado por el uso de electricidad a la tarifa normal, que es por supuesto más baja que el precio subvencionado.
- La configuración de medición de dos medidores, separadas y alimentada a la red, cada uno de los cuales integra un dispositivo de anti-inversión.

2.2.48 VENTAJAS DE LA CONEXIÓN DE UN (SFCR)

Según, (Neill & Stapleton, 2012), sugiere algunas ventajas del sistema.

- El SFCR es fiable y de bajo mantenimiento; que no contiene partes móviles y con una garantía de 20-25 años.
- El SFCR es adaptable al medio ambiente y algunas personas pueden sugerir que un SFV no pueda generar la suficiente energía en su vida y equiparar la cantidad de energía necesaria para su producción; esto no es predecible. La energía requerida se recupera en 2-7 años, dependiendo de los componentes del sistema, en el diseño de la instalación y su ubicación.
- Los SFCR son fáciles y rápidos de instalar, también hace que sea muy fácil de trabajar y pueden ser de cualquier dimensión sin grandes cambios. Los

módulos de fabricación por lo general pueden ser añadidos o eliminados durante la vida de la instalación.

- Los SFCR apoya el desarrollo de las fuentes renovables y el ahorro de energía.
- Los SFCR amplían el tiempo de uso de la electricidad de la fuente privada sin necesidad de la propia acumulación.

2.2.49 PERFILES DE CARGA Y FORMAS DE CONSUMO

Es la representación horaria de la potencia en (W) que vamos a consumir, este perfil nos da la información sobre la simultaneidad de los consumos y nos sirve para calcular los sistemas de acondicionamiento de potencia y de distribución. (Tobajas, 2008, pág. 84). Para elaborar el perfil de consumo hay que tener en cuenta los hábitos del lugar, estudiando cada caso en concreto por lo que no se puede obtener una gráfica correcta.

Tabla N° 2.22: Perfiles de cargas para instalaciones FV conectadas y aisladas de la red.

Tipo de instalación	Perfiles y formas de consumo	Características	Curva de consumos domésticos
<p><i>Con consumo constante a lo largo del día</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> - Sistemas de alarma. - Sistemas de señalización (Ferroviaria, marítimo, etc.). - Repetidores de radiofrecuencia. - Estaciones meteorológicas, etc. 	<p><i>En este tipo de instalaciones están conectados todos los aparatos las 24 horas del día. Se da la circunstancia además de que el consumo es constante a lo largo de todo el año.</i></p>	
<p><i>De consumo mayoritariamente nocturno</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> - Alumbrado público. - Señalización de carreteras. - Señalización de navegación aérea. - Faros marinos. 	<p><i>El consumo de este tipo de instalaciones dependerá de la duración de los días y por tanto será mayor cuantas horas menos de luz tengamos. En consecuencia, son instalaciones que tienen mayor consumo en los meses de invierno, al ser los días más cortos.</i></p>	

<p><i>De consumo diurno</i></p>	<p>- Destinados para bombeos de agua para riegos.</p>	<p>Estas instalaciones tienen su actividad en los momentos centrales del día, es decir en las horas en las que recibe mayor cantidad de radiación solar.</p>	
<p><i>Domésticas</i></p>	<p>- Una de las más importantes aplicaciones de las instalaciones FV autónomas, es la electrificación de viviendas aisladas</p>	<p>Durante la noche solo existirá el consumo de aparatos que tengan las 24 horas del día (e.g., el frigorífico) y existirán picos de consumo a lo largo del día en función de los diferentes aparatos, las horas de estancia en la vivienda, etc.</p>	

Fuente: (Tobajas, 2008).

2.2.49.1 Determinación de las demandas de consumo de energía

El primer paso en el diseño es averiguar la potencia total y el consumo de energía de todas las cargas que deben ser suministradas por el SFV. Según, (Papadopoulou 2012, págs.94-95), menciona las siguientes características:

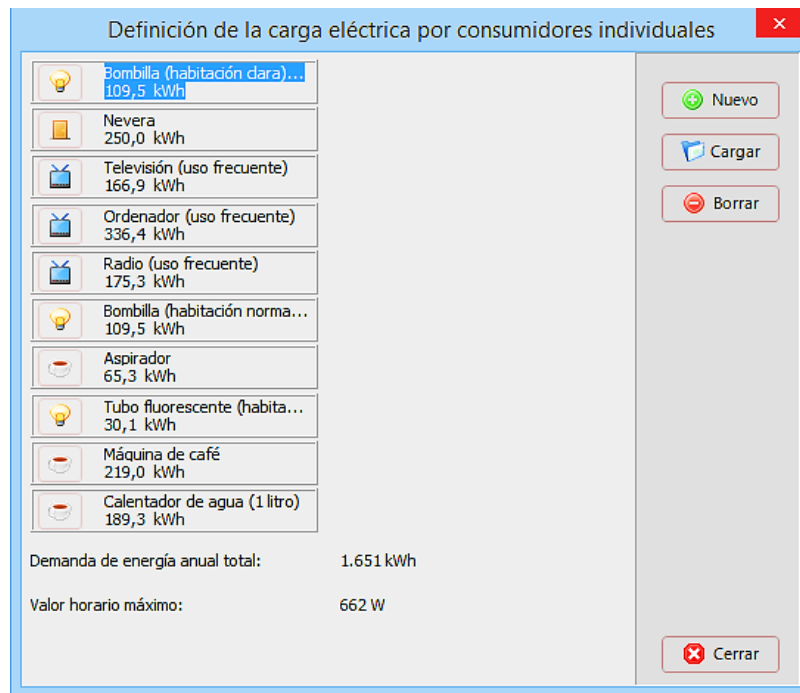
- El cálculo de (*Wh*), total por día de cada aparato utilizado es añadir los vatios-hora necesarios para todos los aparatos en conjunto y obtener el total de consumo que debe ser entregado.
- Calcular los *Wh*, por día del total de los módulos FV, multiplicando los *Wh*, de los electrodomésticos totales por día y multiplicado por la energía que se pierde en el sistema, para obtener los *Wh*, que deben ser proporcionados por los paneles.

$$E_C = \sum_{i=1}^n E_i = E_1 + E_2 + E_3 + \dots + E_n \tag{2.186}$$

Donde,

E_C , Definición total de carga eléctrica anual por consumidores individuales (kWh).

Figura N° 2.34: Definición de cargas eléctricas por consumidores individuales.

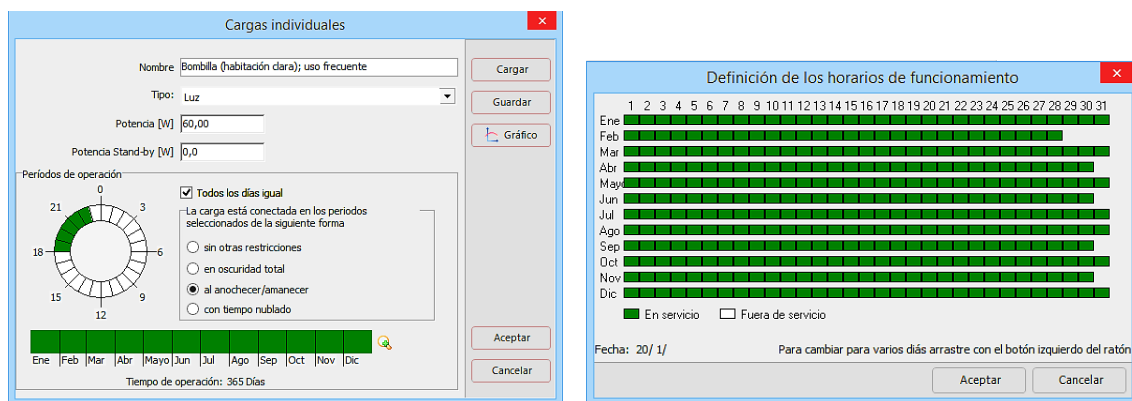


*Fuente: (PV*SOL Premium V7.5 (R4), 2016).*

2.2.49.2 Consumo de cargas individuales diurno y nocturno

En este caso el consumo se produce en horas nocturnas. Por lo tanto, la variación de este consumo es inversamente proporcional a la duración del día, siendo en el invierno los consumos mayores que en verano como la iluminación, señalización de carreteras, carteles publicitarios, faros marinos, señalización de navegación, etc. (Tobajas, 2008, pág. 85).

Figura N° 2.35: Definición de cargas individuales en horarios de funcionamiento.



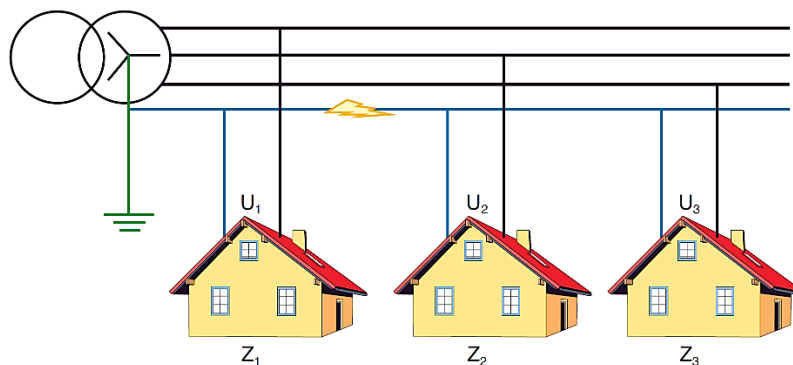
*Fuente: (PV*SOL Premium V7.5 (R4), 2016).*

2.2.50 LAS PÉRDIDAS Y FALLAS DE LA TENSIÓN DESDE LA RED ELÉCTRICA

Existen diferentes tipos de fallas como la línea de puesta a tierra y líneas que pueden ocurrir en cualquier parte del SFCR, se ven afectados de manera significativa por cambios bruscos transitorios que pueden conducir a la ruptura del conductor neutro en la red de distribución puede generar sobretensiones que afecten a los receptores y aislamientos de una instalación que provocan la reducción de la vida útil del sistema en cualquier momento por lo que se necesita un sistema de protección. *“El cortocircuito varía significativamente y pueden causar pérdidas de sensibilidad por sobreintensidad, fugas a tierra, desconexión de generadores, reducción de intensidad de los relés y las pérdidas de estabilidad. (Sudhakar, Malaji, & Sarvesh, 2014).*

Al funcionar el neutro con las cargas dependen de cada instalación, mientras que la tensión vendrá impuesta por el transformador: $U_1=U_2=U_3=U_{Tranf}=U_{FN}$ (Fase neutro). Una vez producido el corte de neutro, en las cargas Z_2 y Z_3 las tensiones U_2 y U_3 pasan a depender de las impedancias aguas abajo del corte, mientras que U_1 sigue recibiendo la tensión U_{FN} . La tensión fase-neutro en 2 y 3 se reparte según el valor de las (Z) pudiendo llegar a ser de un valor elevado. (Gonzáles, Pareja, & Terol, 2013).

Esquema N° 2.24: Red con rotura de fase neutro.



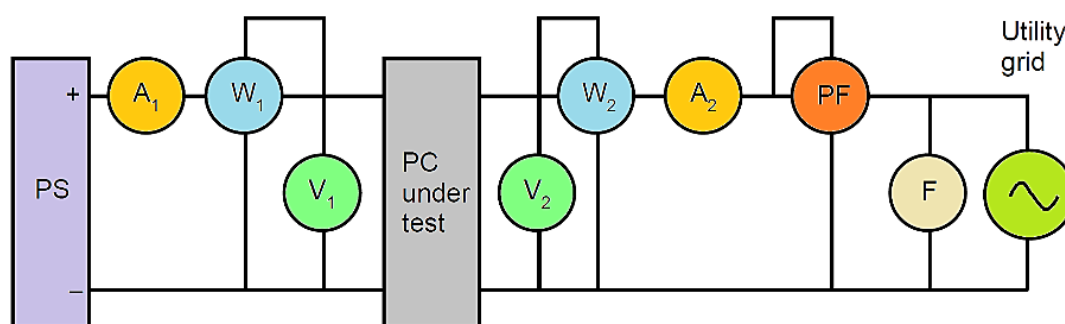
Fuente: (Gonzáles, Pareja, & Terol, 2013).

Según, (Harper, 2010), indica que, debido a que los SFV usan la red como respaldo, cuando está en falla o se desconecta y no se tiene la disponibilidad de energía, es por esta razón que algunos están también equipados con baterías para suministrar energía por falta de alimentación de la red eléctrica. (pág.419). Según (Alcor, 2009) no obstante, el “*efecto isla*” aparece solamente en el preciso momento si los consumos están conectados a la red donde se produce el corte exactamente igual a la energía que se está generando por el SFV. (pág.222).

2.2.50.1 Medidas de pérdidas

- Pérdidas en vacío*: Si el acondicionador de potencia es de tipo aislado.
- Pérdidas en reposo*: Si el acondicionador de potencia es de tipo conectado a la red.

Figura N° 2.36: Medidas de pérdidas en reposo de tipo conectado a la red.



Fuente: IEC 61683(2000).

2.2.51 SEGURIDAD EN LOS SFVR

Falvo & Capparella (2015), señala que, en cuanto al diseño de la seguridad, es importante tener en cuenta que una planta FV constituye un sistema especial de generación en que la presencia de la CC resulta con variaciones en la aplicación de reglas, y el propio sistema es una posible fuente de fuego en caso de que se produzcan ciertas fallas eléctricas. La especificación para el diseño seguro de un SFV está actualmente definida por las Normas Internacionales: *IEEE 1374-1998*⁸⁰, *NEC 2011* y *UL1741* para

⁸⁰ IEEE 1374-1998:Guide for terrestrial Photovoltaic Power System Safety.

los países de América del Norte; *IEC 60364-7* y *IEC 62257-7* para los países de la comunidad Europea.

Según, (Harper, 2010), explica que, en el caso de que se produzca una interrupción del servicio en la compañía eléctrica suministradora, el inversor automáticamente se desconecta y no alimenta energía solar de regreso al sistema, esto es por la seguridad de las personas que puedan trabajar con la red eléctrica.

Papadopoulou (2012), menciona que, (...) los módulos FV producen directamente la tensión en sus bordes cuando se exponen a la luz solar. Por lo tanto, la instalación generalmente se lleva a cabo bajo condiciones de tensión desde el lado de los módulos. Teniendo en cuenta que el valor máximo de la corriente en un módulo FV, es ligeramente mayor que la potencia nominal de la misma, se supone que el uso de dispositivos de seguridad no garantiza la interrupción del sistema en el caso de un cortocircuito del módulo. Esto tiene como resultado un error en el lado de la CC y puede seguir existiendo independientemente dentro de la utilización de los dispositivos de seguridad. Un buen diseño y la selección adecuada de los materiales y el cableado con una sección, garantiza la seguridad de prevención contra incendios y descargas eléctricas. Son seguras no sólo para el instalador sino también para cualquier persona que entra en contacto con el sistema. (pág.92).

Durante la instalación de los SFV, el instalador entra en contacto con los bordes del módulo en CC. Por lo general, no excede los límites de seguridad de contacto continuo basados en la regulación de la normativa *IEC 60364-4-41*⁸¹. Los valores indicativos de la tensión de los módulos comerciales varían entre el 17 - 100 V, dependiendo de la

⁸¹ IEC 60364-4-41. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 4-41: Protección para garantizar la seguridad. Protección contra choques eléctricos.

tecnología y el número de células. A pesar de esto los convertidores electrónicos, suelen exigir la conexión en serie de dos o más módulos dando como resultado una tensión que puede exceder los límites de seguridad.

Según, (Anthony, Durschner & Remmers, 2006), consideran que, cuando se diseñen los equipos de seguridad como fusibles e interruptores de protección, debe comprobarse su compatibilidad con la CC del SFV, los fusibles e interruptores para CA convencionales no pueden emplearse en la sección de CC, pues la corriente de cortocircuito de los GFV, solo está cerca del 20% por encima de la intensidad nominal.

Neill & Stapleton (2012), mencionan que, al igual que con cualquier inversión importante, los GFV deben estar asegurados, ya que por desgracia no hay ninguna garantía. Los gastos de seguro necesitan tenerse en cuenta al determinar los costos de operación de la matriz FV, con asociaciones industriales, que deben ser capaces de asesorar sobre las opciones de seguridad. (pág.189). Según, (Guerrero, 2008), señala que, el contacto de una persona con un elemento en tensión se puede dar de forma “*directa o indirecta*”.

2.2.52 APARATOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

Según, (Melchor *et al.*, 2000), consideran que, “*el diseño del sistema de protección es importante y deberá cumplir con las exigencias previstas en la reglamentación vigente para garantizar la operación segura de la instalación fotovoltaica*”. (pág.01). En los edificios industriales las líneas eléctricas disponibles se deben proteger con equipos para sobretensiones eléctricas (*la medición, el control de datos*), para que minimicen los riesgos de daños por sobretensión (...). Se debe escoger el sistema de protección apropiado que dé respuesta a todas las necesidades. (Cáceres *et al.*, 2012). Por otra parte,

una metodología para evaluar la protección ante situaciones de falla en la red establecidos, es aplicando la norma *IEC 61727: 2004*.

La protección por corte automático de la alimentación tiene la finalidad de impedir que una tensión de contacto de valor suficiente después de la aparición de un fallo, si el elemento ha sido puesto bajo tensión de forma accidental (*e.g. una falla en el aislamiento*), el corte automático de la alimentación es anulado, cuando se puede producir un efecto peligroso en las personas o animales.

2.2.53 PROTECCIÓN CONTRA EL EFECTO ISLANDING

Los inversores cumplirán con la normativa *IEC 62116* y los procedimientos de prueba “*Islanding*” como medidas de prevención descrito en la *IEC 61727*⁸², armonizados con las *IEEE 1574*⁸³, especialmente para efecto anti-islanding y la compatibilidad electromagnética (*ambas serán certificadas por el fabricante*) y estarán protegidos frente a las situaciones de cortocircuitos en alterna, tensión de red fuera de rango, frecuencia de la red fuera de rango, sobretensiones, mediante varistores o dispositivos similares, perturbaciones en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Según, (Basso, 2014), en su informe *IEEE Standard 1547, IEE Standard 929-2000*, provee criterios de operación, ensayos, seguridad y mantenimiento de la conexión, además de los requisitos prácticos para el diseño, operación e integración (*Distributed Energy Resources – DER ó Recursos Distribuidos RD*) y la (*Electric Power System – EPS ó Sistemas Electricos de Potencia-SEP*) y como requisito técnico para el efecto isla o

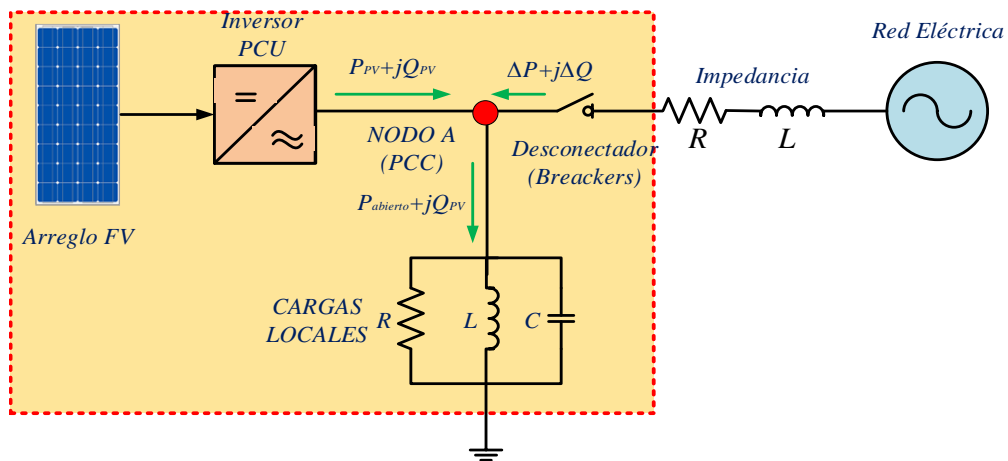
⁸² IEC 61727. Sistemas fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino. Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.

⁸³ IEEE 1574. Standard for interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.

Islanding, es para asegurar que el inversor deje de activar la línea de servicio cuando el inversor está sujeto a condiciones de isla dentro de los (SFCR).

Según, (Ropp, Begovic, & Rohatgi, 1999), aclaran que, deben tener un relé de sobretensión (*OVR*), un relé de sub tensión (*UVR*), un relé de sobre frecuencia (*OFR*) y un relé de sub frecuencia (*UFR*); que desconecten el SFV de la magnitud de frecuencia de la tensión terminal de acondicionamiento de energía (*Primary Control Unit – PCU*), en el inversor. En la mayoría de los casos, estos relés evitarán el efecto (*islanding*).

Esquema N° 2.25: Los SFCR conectados a un alimentador de cargas RLC.



Fuente:(Yee & Chee, 2011).

En el esquema (29), cuando el recloser se encuentra cerrado la potencia reactiva $P_{PV} + jQ_{PV}$, fluye desde el SFV al nodo A y la potencia $P_{abierto} + jQ_{PV}$ fluye hasta las cargas RLC donde se suman con el nodo A. Vemos que:

$$\Delta P = P_{abierto} - P_{PV} \tag{2.187}$$

$$\text{Por lo tanto: } P_{abierto} = V_a^2 \left[\frac{1}{R} \right] \tag{2.188}$$

$$\Delta Q = Q_{abierto} - Q_{PV} \tag{2.189}$$

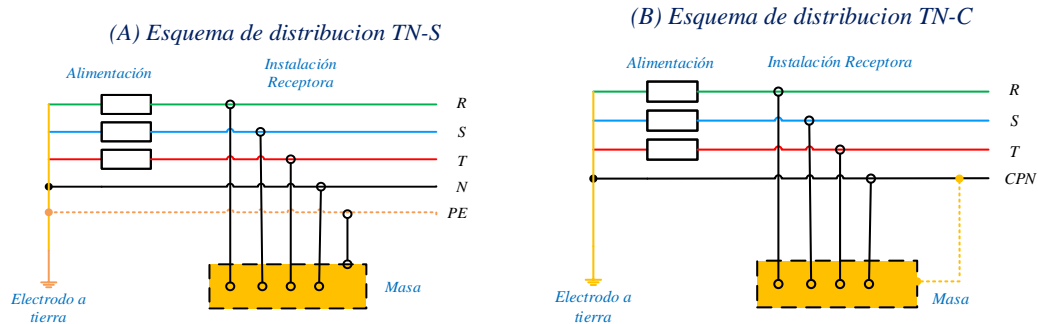
$$\text{Por lo tanto: } Q_{abierto} = V_a^2 \left[\frac{1}{\omega L} - \frac{1}{\omega C} \right] \tag{2.190}$$

Las ecuaciones describen la potencia activa y reactiva consumida por las cargas RLC. La demanda de potencia de la carga y la producción de energía activa del SFV, no son las mismas en el instante en que el interruptor se abre, entonces el voltaje debe disminuir y aumentar en el punto del nodo A de $P_{abierto} = P_{PV}$; similar a $Q_{abierto} = Q_{PV}$.

2.2.54 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

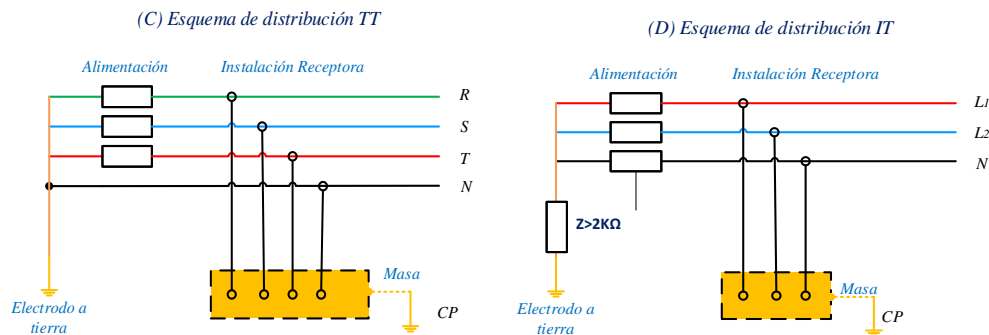
En la normativa IEC60364-4-41; parte 4-42, 4-43 y 4-44, indican las protecciones de instalaciones eléctricas y medidas contra distorsiones de tensión como la protección de los SFVR, se pueden dividir en función del nivel de sobretensión de tipo II que son de protección media. En la normativa ITC-BT-08⁸⁴, ITC-BT-24⁸⁵ se determina las medidas de protección contra choques eléctricos en casos de contactos directos e indirectos de sobretensiones, que son compatibles con todos los equipos que se conectan a la red. Se tienen 4 tipos de instalación en un sistema de BT y se definen para cada “Esquema de Conexión a Tierra ECT” (T-conexión a tierra, N-neutro, C-Combinado, S-separado y I-aislado de la tierra).

Esquema N° 2.26: Esquemas de conexión a tierra (ECT).



⁸⁴ ITC-BT-08. Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica.

⁸⁵ ITC-BT-24. Protección contra los contactos directos e indirectos.



Fuente: IEC60364-4-42; IEC 60364-4-44, ITC-BT-08.

Según, (Neill & Stapleton, 2012), explican que, “*las amenazas naturales tales como los rayos, inundaciones o fuertes vientos pueden destruir componentes del sistema y su funcionamiento. Dichos sistemas de protección dependen en gran medida de los códigos nacionales que deben ser seguidos para la seguridad*”. (pág.120).

Anthony, Durschner & Remmers (2006), señalan que, en la conexión de una instalación FV, la variación de tensión provocada por la conexión y desconexión de dicha instalación no podrá ser superior al 5% y no deberá provocar en ningún usuario de los conectados a la red, la superación de los límites indicados en el *REBT*.

2.2.54.1 La conexión de cajas generales de protección (CGP)

La “*Caja General de Protección (CGP)*” aloja los elementos de protección precintables de grado *IP43-IK08* como (*fusibles*) de la línea general de alimentación (*red eléctrica*) con la salida de los inversores en CA, hasta el punto de conexión de la (*línea general de alimentación LGA*) de la red secundaria de distribución de BT. Debemos establecer los tipos de especificación *ET/5056, ITC-BT-14,17* que deben reunir desde las líneas generales de alimentación o derivaciones individuales. Las *CGP* son conectadas a las redes aéreas a una altura del suelo de 3 y 4m y las subterráneas de distribución de BT instaladas en un nicho realizado en la pared a 30cm del suelo cerrada con puerta metálica de grado de protección *IK10*, tanto en interior como a la intemperie. Según, (Cabello &

Sanchez, 2014), toda instalación eléctrica en viviendas necesita un cuadro donde se ubiquen todos los dispositivos de protección con fusibles tipo (*NH1, gG-gL 250A 120KA*), tanto de los conductores, como de interruptores. Por lo general, los dispositivos de mando y protección se situarán lo más cerca posible del punto de entrada y no podrán colocarse en dormitorios, cocinas, baños, etc. (pág.88-89).

- a) *EL CGP-1-100/BUC*: Equipada con un juego de bases de cortocircuitos para fusibles del tamaño 00 y apta para una intensidad máxima de paso de 100Amp.
- b) *El CGP-7-9-100-BUC*: Equipada con un juego de bases de cortocircuitos para fusibles del tamaño 02 y apta para una intensidad máxima de paso de 400Amp.

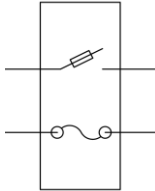
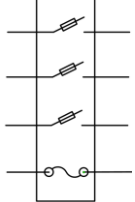


$$\text{Intensidad Nominal del fusible CGP: } I_B \leq I_{nom} \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Por lo que desde $I_{INV,AC}$ se tiene valores de 230 a 400 voltios.

$$1,25 \cdot I_{INV,AC} \leq I_{nom} \leq 0,78 \cdot I_{INV,AC}$$

Tabla N° 2.23: Simbología de un CGP en CA.

<i>Designación</i>	<i>Simbología de un CGP-1 Monofásico CA</i>	<i>Simbología de un CGP Trifásico CA</i>	<i>Detalle de un CGP Monofásico CA</i>	<i>Detalle de un CGP Trifásico CA</i>
<i>Cuadro General de Protección (CGP)</i>				

Elaboración: Propia.

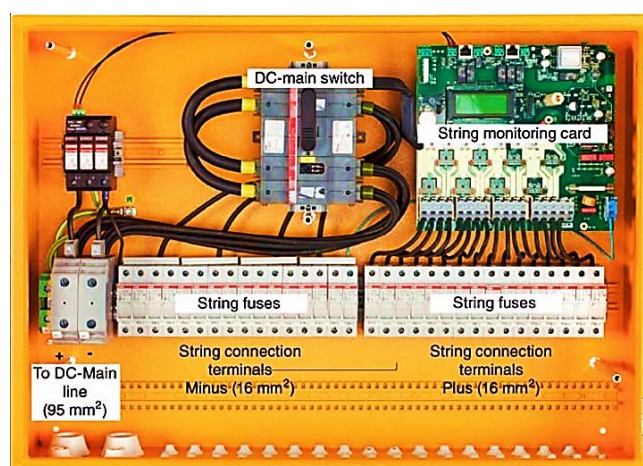
2.2.54.2 La caja de conexión del generador fotovoltaico (CCGFV)

Neill & Stapleton (2012), considera que, la caja se utiliza para combinar múltiples cadenas fotovoltaicas en un menor número de circuitos en paralelo, a fin de reducir la cantidad de cableado necesario. La carcasa de la “CCGFV” o caja de combinaciones FV, el que debe ser del tamaño correcto, alberga adecuadamente la cantidad correcta de cables

sin ningún riesgo de aplastamiento. Los cables dentro de la caja de combinaciones deben ser de un color respectivo debidamente etiquetado y debe estar dimensionado para su uso en el entorno en el que está instalado. (pág.150).

Según, (SEBA, 2004), recomienda que, la “CCGFV”, tendrá el grado de protección *IP-65 de clase II o superior*, con un conjunto de aparatas construidos en fábrica y que posean aislamientos equivalentes (doble reforzado). Todos los cables de entrada y salida de la caja estarán asegurados mecánicamente mediante prensaestopas que separarán físicamente los cableados internos correspondientes a los potenciales positivo y negativo. (pág.50). La (CCGFV), contiene los fusibles de cadenas, un interruptor seccionador de CC con el que se puede desconectar cada cadena individualmente. Los dos varistores aseguran la protección contra picos de tensión causados por tormentas eléctricas. La normativa *DIN VDE 0100-712⁸⁶*, especialmente desarrollado para instalaciones FV, requiere un interruptor principal para desconexión del generador solar del inversor. Este interruptor principal debe estar en la CC, debido a que el arco eléctrico resultante no es auto extinguido cuando está desconectado. (Mertens, 2014).

Figura N° 2.37: Caja de conexión del generador fotovoltaico CCGFV.



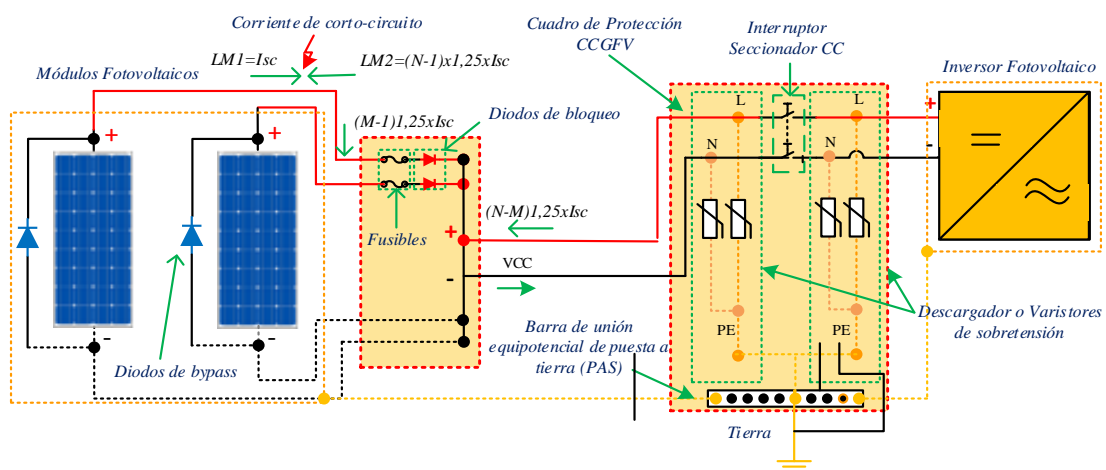
Fuente: (Mertens, 2014).

⁸⁶ DIN VDE 0100-712:2016. Instalaciones de bajo voltaje – Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o ubicaciones especiales – Sistemas Fotovoltaicos (FV). (en alemán).

Es necesario un *CCGFV*, para cada inversor que contenga un interruptor principal de *CC*, para el control de la tensión, en este sentido cumplir varias funciones, pueden alojarse dispositivos de operación para las respectivas cadenas como se mencionan las siguientes características:

- El montaje adicional de fusibles de cadena (*string fuses*).
- El montaje adicional de derivadores o descargadores de sobretensión (*CC-main line*).
- Montaje de un interruptor seccionador diferencial de (*CC-main switch*).
- Contador de alimentación (*String Monitoring Card*).

Esquema N° 2.27: Cortocircuito del cable y representación de una sola línea.



Elaboración: Propia.

Las normativas *ITC-BT-12*⁸⁷, hasta la *ITC-BT-17*⁸⁸, disponen la regulación de las instalaciones de enlace, esto es desde el final de la acometida hasta los dispositivos de mando y protección de la instalación. Deberá cumplirse la normativa *UNE-EN 50548: 2012/A1:2003* y *2005/A2*⁸⁹, para la caja de conexiones *CCGFV*. Si hay más de una cadena, la caja de conexiones en el punto en el que están conectados las uniones, debe hacerse

⁸⁷ ITC-BT-12. Instalación de enlace esquemas.

⁸⁸ ITC-BT-17. Instalaciones de enlace dispositivos generales e individuales de mando y protección. Interruptor de control de potencia.

⁸⁹ UNE-EN 50548:2012/A1/A2. Caja de conexiones para módulos fotovoltaicos.

utilizando conectores de alta calidad, típicamente con terminales de tornillo (...). En un SFV no se puede apagar los terminales, permanecerán vivos en todo momento durante las horas de luz diurna.

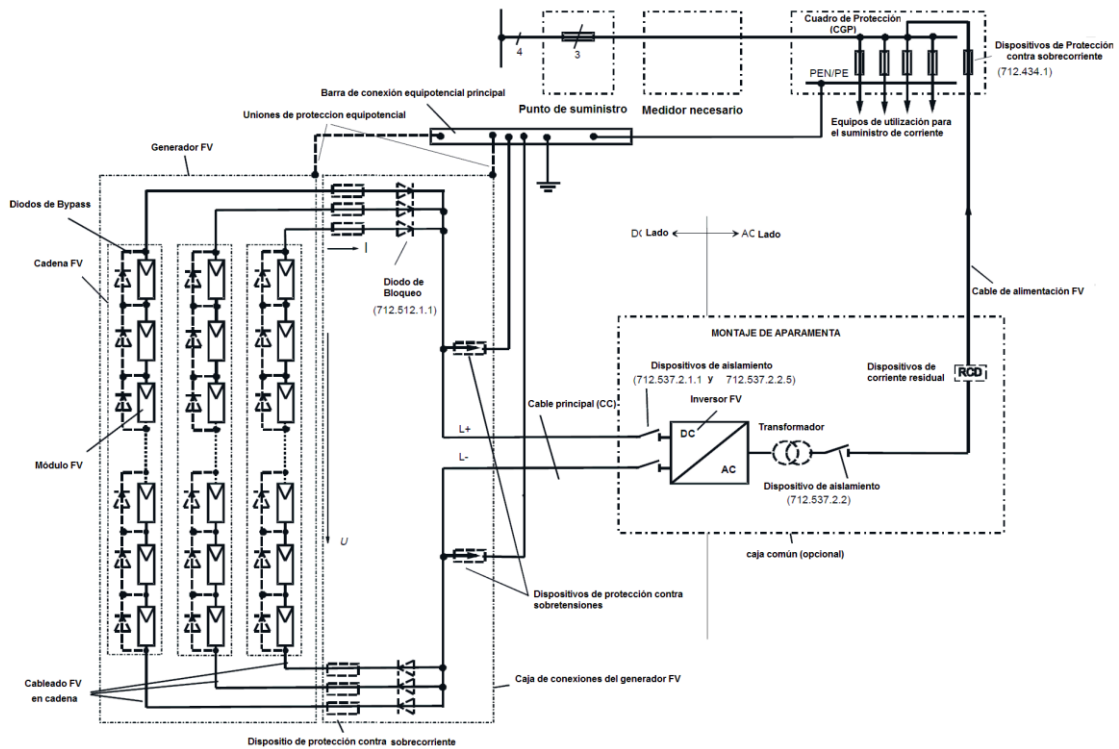
Se proporcionará dispositivos de desconexión fácilmente accesible para aislar las cadenas individuales. El aislamiento se proporcionará tanto en forma positiva como negativa de las cadenas y se realizará por cualquier medio adecuado, tales como conectores, enchufes apropiadamente colocados y fusibles extraíbles. Este aislamiento no debe llevarse a cabo con el sistema bajo carga. El circuito debe ser mantenido en la construcción determinado por la *IEC 60536*⁹⁰ e *IEC 61140*⁹¹. Se recomienda que la protección contra cortocircuitos se logre mediante:

- La disposición de barras positivas y negativas debidamente separadas y segregadas dentro del recinto por una placa aislante de tamaño adecuado, separando las conexiones positivas y negativas.
- La disposición de cables y terminales de tal forma que los cortocircuitos durante la instalación y el subsiguiente mantenimiento son extremadamente improbables.

⁹⁰ IEC 60536. Clasificación de los equipos eléctricos y electrónicos con respecto a la protección contra descargas eléctricas.

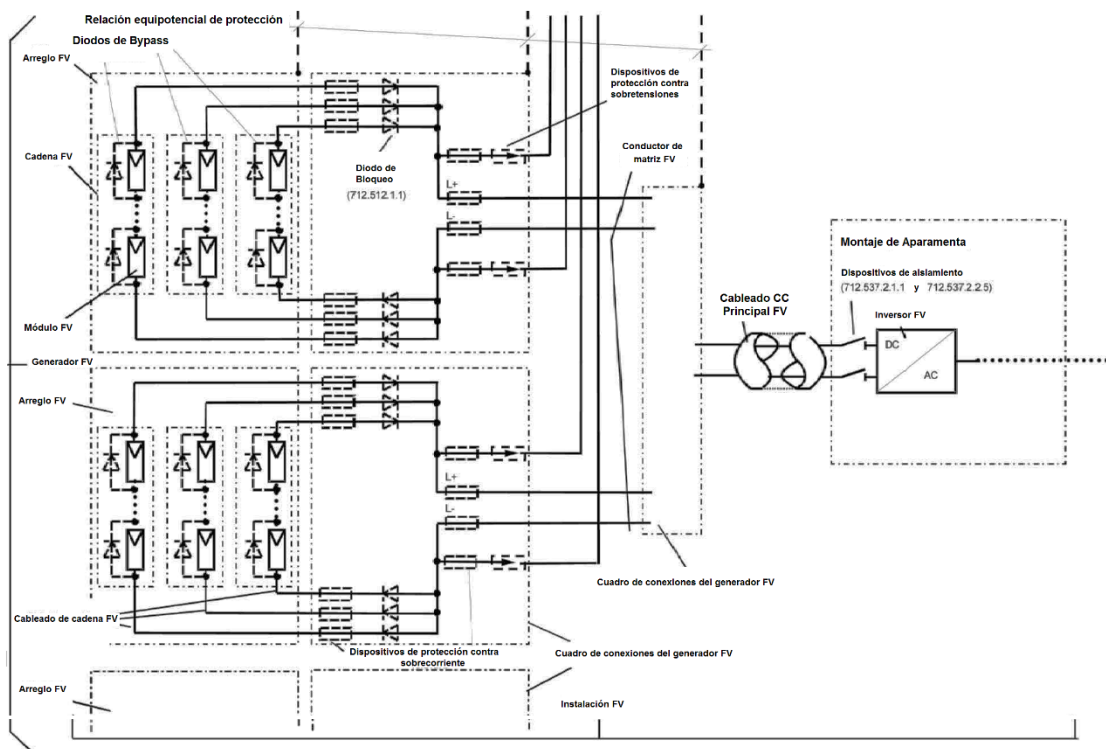
⁹¹ IEC 61140. Protección contra choques eléctricos. Aspectos comunes a las instalaciones y a los equipos.

Esquema N° 2.28: Esquema general de 01 arreglo FV a una caja (Junction Box).



Fuente: IEC 60364-7-712.

Esquema N° 2.29: Esquema general de 02 arreglos FV, a 02 cajas (Junction Box).



Fuente: IEC 60364-7-712.

2.2.55 LA PROTECCIÓN CONTRA LA SOBRECORRIENTE

Neill & Stapleton (2012), menciona que, todo el circuito de protección de sobre corriente, tanto de CA y CC, están diseñados para proteger los componentes y los cables en los que se instalan, donde los daños son debidos a la sobrecarga de corrientes y cortocircuitos. El tamaño de la protección de sobre corriente es determinado por el tipo de dispositivo utilizado y la corriente máxima que se puede pasar de manera segura a través de los elementos de circuito. Los códigos nacionales describirán el modo en que la protección de sobre corriente debe ser diseñada y dimensionada. Puesto que el I_{SC} , puede variar dependiendo de la temperatura de los módulos solares y la radiación. Se deben tomar en cuenta estos dos factores importantes en el diseño de los SFV”. (pág.121).

2.2.55.1 Dimensionamiento de los fusibles de protección

Un fusible de cadena evitaría el avance de un deterioro en los conductores que podría provocar intensidades de corriente incrementadas (*acumuladas*), sobre otro cable y éste podría estropearse. Según, (Neill & Stapleton, 2012), menciona que, es importante tener en cuenta que existe un límite en la cantidad de corriente que puede pasar en cualquier dirección a través de un módulo FV, sin dañarlo. Esto es conocido como la “*serie máxima del fusible en corrientes inversas*” o “*sobre corriente en grado de protección*” y se afirman en la hoja de datos del módulo. (pág.121). De acuerdo con las normativas IEC 60269-1⁹²; EN 60269-4⁹³; EN 60269⁹⁴. Los tipos de fusibles asignados son de clase (*gR*), las cuales son de *Gawe*, *RAPIDPLUS (df)*, *OEZ*, etc.

Neill & Stapleton (2012), afirma que, si un fallo se produce dentro de una cadena, es posible que la corriente de las otras cadenas se incorporará a la cadena defectuosa. Si

⁹² IEC 60269-1:2006/A1:2009. Fusibles de baja tensión. Parte 1: Reglas Generales.

⁹³ EN 60269-4: 2011/A2:2017. Fusibles de baja tensión. Parte 4: Requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de dispositivos semiconductores.

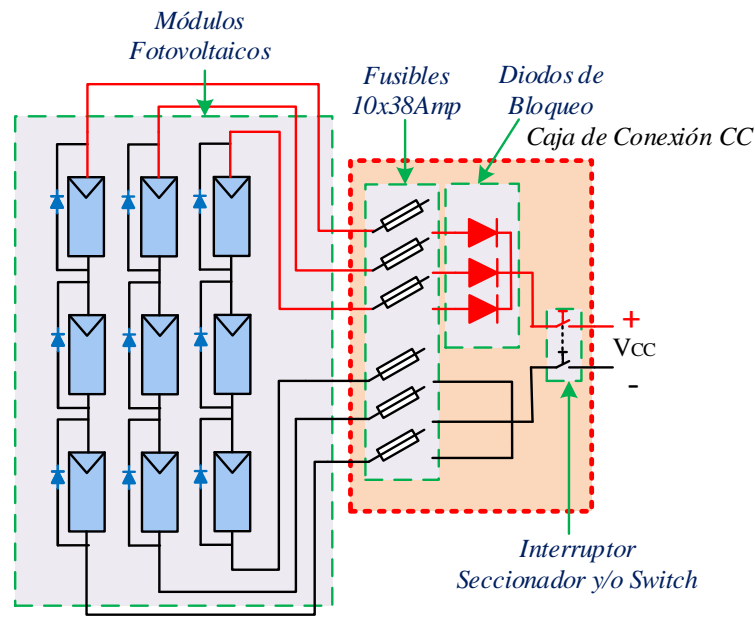
⁹⁴ EN 60269. Fusibles de baja tensión.

esta corriente excede en los fusibles en serie del módulo es probable que sufra daños. Esto normalmente sólo es un problema para las matrices con varias cadenas. Para determinar el fallo en la protección de la corriente es necesario, saber que la (I_{SC}) de la matriz en la serie de los módulos es la verificación respectiva del fusible, (*Los códigos nacionales normalmente especifican lo que se requiere y siempre deben ser consultados*).

Según, (Rekioua & Matagne, 2012), señalan que, en un SFCR, (...), para una conexión en paralelo de ≤ 03 módulos no es necesaria la protección de un fusible, pero para la conexión de ≥ 04 módulos si es necesaria la disposición de un fusible porque la sobre corriente si podría calentar los cables y dañar el panel FV.

Por lo tanto, pueden omitirse los fusibles siempre que los cables de las cadenas sean adecuadamente clasificados, tal método no elimina la falla, sino que simplemente evita un riesgo de incendio por cables sobrecargados. Con el fin de proporcionar una protección completa de todos los cables y módulos que son necesarios tanto en los bornes positivos como en los negativos. Sin embargo, al aplicar esta regla, un diseñador debe verificar con el fabricante a que el módulo sea capaz de soportar una corriente de $1,15xI_{SC}$. De acuerdo con la normativa IEC 60364-7-712 el cable de cada rama debe soportar $1,25 I_{SC}$. en *STC* o *CEM* del módulo. Todos estos parámetros especificados siempre están en CC. El principal inconveniente de los fusibles es la necesidad de reponer el cartucho cuando actúan frente a una sobre-intensidad. Sin embargo, disipan mucho menos potencia que los diodos de bloqueo y producen una caída de tensión de 0,2V aproximadamente frente a los 0,6V de caída en los diodos. (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 153).

Esquema N° 2.30: Diagrama de la caja de conexión CC de diodos y fusibles.



Elaboración: Propia.

Intensidad Nominal del fusible: $1,25 \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_n \leq 2I_{MOD,SC,STC}$

Tensión Mínima de fusibles: $1,1 \times N_{ms} \times V_{MOD,SC,STC}$ cuando, $1000 > V_{CC}$

Tabla N° 2.24: Simbología de un fusible V_{CC} .

Designación	Simbología	Detalle
Fusibles		

Elaboración: Propia.

2.2.55.2 Dimensionamiento de interruptores seccionadores

De acuerdo con la normativa IEC 60947-3⁹⁵, IEC 60529, UL98⁹⁶ Y UL508⁹⁷, se define como un dispositivo mecánico de maniobra que en posición de abierto realiza la función de seccionamiento; i.e., asegura una distancia de aislamiento entre contactos. Esta seguridad debe estar garantizada y verificada por la maniobra y se tienen para todos los

⁹⁵ IEC 60947-3:2008/A1:2012. Apararata de baja tensión. Parte 3: Interruptores, seccionadores y fusibles combinados.

⁹⁶ UL98. Fusible Disconnect Switches.

⁹⁷ UL508. Standard for Industrial Control Equipment.

casos en el intervalo de (*la corriente del circuito diseñado I_B y la corriente máxima admisible del circuito I_Z*) interpretado por ($I_B \leq I_{nom} \leq I_Z$), con la protección *IP65-IP66* desde *300-1000 V_{CC}* . Si se quiere dejar sin tensión al inversor para su instalación y mantenimiento, debe pre-conectarse por el lado del generador un interruptor principal de CC. Este debe controlar la intensidad nominal *CC*, del GFV a plena carga. Lo ideal es que se tenga integrado cerca la *CCGFV*, siempre y cuando éste resulte accesible.

$$\text{Intensidad Nominal del seccionador: } I_B \leq I_{nom} \leq I_Z$$

$$1,25 \cdot N_{MP} \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_{nom} \leq 2 \cdot N_{MP} \cdot I_{MOD,SC,STC}$$

$$\text{Tensión Mínima del seccionador: } U_C = 1,1 \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,OC} (T^{\circ} = -10^{\circ}C)$$

$$\text{Donde: } U_C \leq 300 \text{ a } 1000 \text{ V}$$

$$U_C \text{ calculada } \leq V_{CC} \text{ del seccionador elegido}$$

Tabla N° 2.25: Simbología de un interruptor seccionador V_{CC} .

<i>Designación</i>	<i>Simbología</i>	<i>Detalle</i>	<i>Temperatura de trabajo</i>	<i>Tipo de conexión</i>
<i>Interruptor Seccionador</i>			-24+85	<i>M20, M25, MC4</i>

Elaboración: Propia.

2.2.55.3 Dimensionamiento de los descargadores y/o varistores de sobretensión en

CC-CA

Según la normativa *IEC-EN 61643-11*⁹⁸, *IEC-EN 50539-11*⁹⁹, *UTE C 61-740-51*¹⁰⁰ y la *ITC-BT-23*¹⁰¹. Los descargadores se utilizan ante una protección infalible de los SFV,

⁹⁸ IEC-EN 61643-11. Dispositivos de protección contra sobretensiones de baja tensión - Parte 11: Dispositivos de protección contra sobretensiones conectados a sistemas de potencia de baja tensión - Requisitos y métodos de prueba.

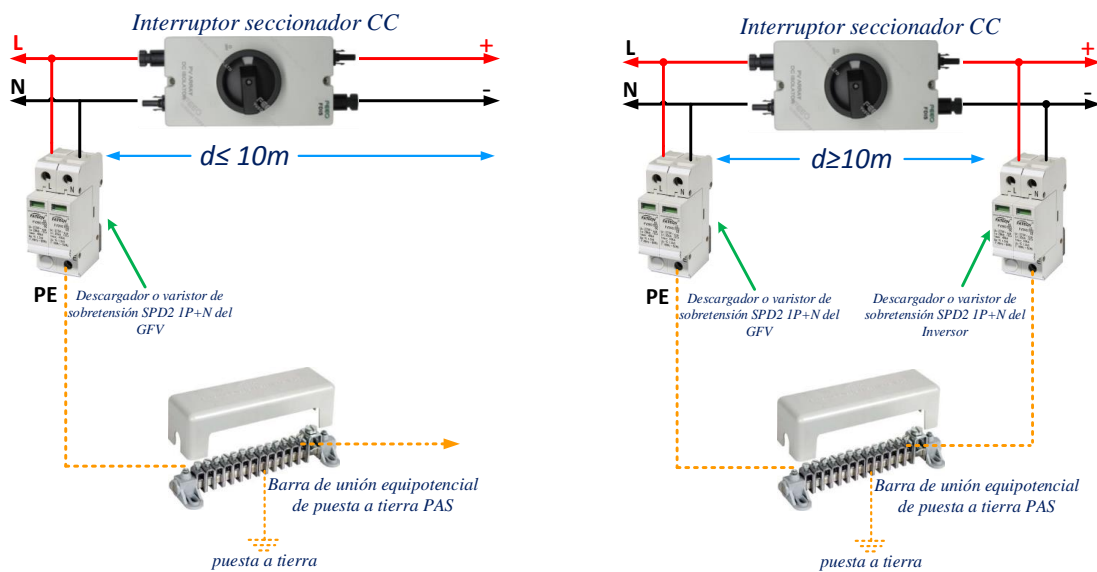
⁹⁹ IEC-EN 50539-11. Dispositivos de protección contra sobretensión de baja tensión - dispositivos de protección contra sobretensiones para una aplicación específica, incluyendo la parte 11 de dc: requisitos y pruebas para SPDS en aplicaciones fotovoltaicas

¹⁰⁰ UTE C 61-740-51 Dispositivos de protección contra sobretensiones de baja tensión - Parte 51: Dispositivos de protección contra sobretensiones conectados a generadores fotovoltaicos - Requisitos de rendimiento y métodos de prueba

¹⁰¹ ITC-BT-23. Protección contra sobretensiones.

contra descargas eléctricas directas (*rayos*), ya que a menudo no vale la pena desde el punto de vista financiero, pero si la probabilidad de que caiga un rayo directo y afecte el sistema. Se recomienda que sea de alto grado de descarga en $I_{m\acute{a}x} = 40kA$, con los modos de protección de $(+/-, PE)$, $(-/+ , PE)$ con grados de protección de $IP20$, que se indican para conexiones entre los módulos e inversores.

Esquema N° 2.31: Configuración de descargadores CC según DIN VDE 0100-712.



Elaboración: Propia.

- a) *Determinación del descargador en el lado CC:* El voltaje se toma de las características del módulo FV como la tensión en vacío $V_{MOD,OC} (T^{\circ}=-10^{\circ}C)$.

$$V_{OC,GFV} (-10^{\circ}C) = N_{ms} \cdot V_{MOD,OC} (T^{\circ}=-10^{\circ}C)$$

Tensión máxima del descargador: $U_n = 1,1 \cdot V_{OC,GFV} (-10^{\circ}C)$

Tensión máxima en vacío $1,1 \cdot V_{OC,GFV} (-10^{\circ}C) \leq$ tensión máx del descargador eleg. U_n

- b) *Determinación del descargador en el lado CA:* El voltaje $V_{INV,AC}$ de la salida del inversor se determina tomando valores de 230 y 400 voltios respectivamente.

Tabla N° 2.26: Simbología de un descargador V_{CC}, V_{CA} (SPD).

Designación	Simbología Monofásico Tipo 2	Simbología Trifásico Tipo 3	Detalle monofásico	Detalle trifásico
Varistor descargador				

Elaboración: Propia.

2.2.56 INTERRUPTORES O DISYUNTORES DIFERENCIALES

La elección del disyuntor o (*dispositivo de corriente residual - RCD*), es un elemento de protección capaz de detectar las corrientes de fuga y depende de distintos factores como la protección al contacto directo e indirecto como protección personal por electrocución. Precisamente en las instalaciones FV, se puede recurrir sobre todo a las normas *ITC-BT-25*¹⁰², *DIN VDE 0100-410*¹⁰³, *IEC 60364-4-41:2005*, *DIN VDE 0100-712*, *IEC 60364-7-712:2002* y las normas *IEC 61008*¹⁰⁴. Se tiene características bajo la protección de *IP20-IP40*, en temperaturas de ambiente de $25^{\circ}C/+55^{\circ}C$ y trabajan a una frecuencia de 50/60Hz. De forma complementaria se puede montar una protección contra la sobretensión como la caída de un rayo en las proximidades de la instalación que puede causar daños a los módulos y al inversor.

$$\text{Intensidad nominal del disyuntor: } I_B \leq I_{nom} \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

$$1,25 \cdot I_{INV,AC} \leq I_{nom} \leq 0,78 \cdot I_{INV,AC}$$

¹⁰² ITC-BT-25. Instalaciones interiores en viviendas número de circuitos y características.

¹⁰³ DIN VDE 0100-410. Low-Voltage electrical installations

¹⁰⁴ IEC 61008. Interruptores automáticos para actuar por corriente diferencial residual, sin dispositivo de protección contra sobretensiones, para usos domésticos y análogos (ID).

Tabla N° 2.27: Simbología de un disyuntor V_{CA} (RCD tipo A, B)

Designación	Simbología bipolar	Simbología tetrapolar	Detalle bipolar	Detalle tetrapolar
Interruptor diferencial				

Elaboración: Propia.

2.2.57 INTERRUPTORES AUTOMÁTICO TERMOMAGNÉTICOS

Un interruptor termomagnético protege frente a sobreintensidades y son capaces de interrumpir ciertos valores máximos de sobrecarga y cortocircuitos. Su funcionamiento se basa como los efectos en el disparador producidos por circulación de corriente como son el *magnético* y el *térmico*. El rango de frecuencia es de 50/60Hz en CA, con la protección de *IP20-IP40* y estas recurren a las siguientes normativas en la *ITC-BT-01*, *IEC60898-1*¹⁰⁵, *IEC 60947-2*¹⁰⁶ Y *UL1077*¹⁰⁷.

$$\text{Intensidad Nominal del termomagnético: } I_B \leq I_{nom} \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Por lo que $I_{INV,AC}$ se tiene valores de 230 a 400 voltios.

$$1,25 \cdot I_{INV,AC} \leq I_{nom} \leq 0,78 \cdot I_{INV,AC}$$

Tabla N° 2.28: Simbología de los interruptores automáticos termomagnéticos V_{CA} .

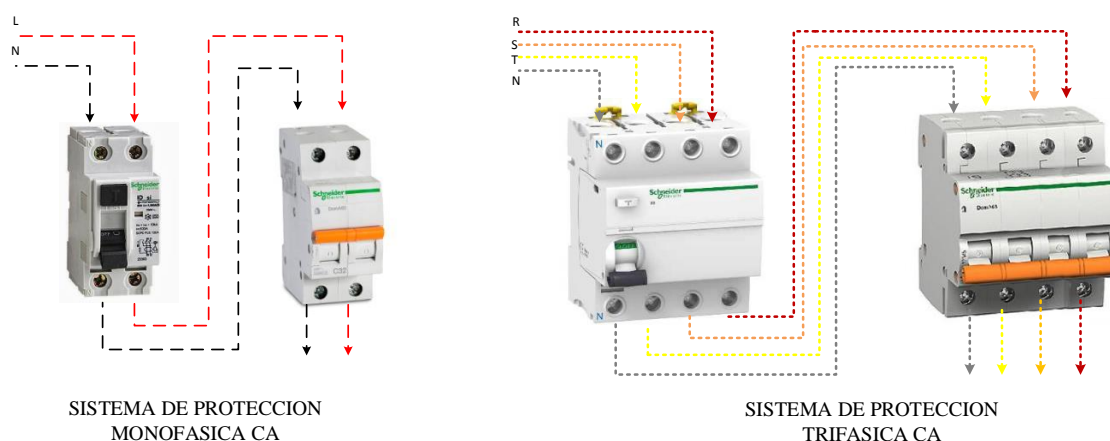
Designación	Simbología bipolar	Simbología tetrapolar	Detalle bipolar	Detalle tetrapolar
Interruptor Automático Termomagnético				

Elaboración: Propia.

¹⁰⁵ IEC60898-1:2004. Accesorios Eléctricos. Interruptores automáticos para instalaciones domésticas y análogas para la protección contra sobreintensidades. Parte 1: Interruptores automáticos para funcionamiento en corriente directa.

¹⁰⁶ IEC 60947-2:2003/A2:2003. Aparata de baja tensión. Parte 2: Interruptores automáticos.

¹⁰⁷ UL1077. Standard for Supplementary Protectors for Use in Electrical Equipment.

Esquema N° 2.32: Instalación de interruptores diferenciales y termomagnéticos V_{CA}.*Elaboración: Propia.*

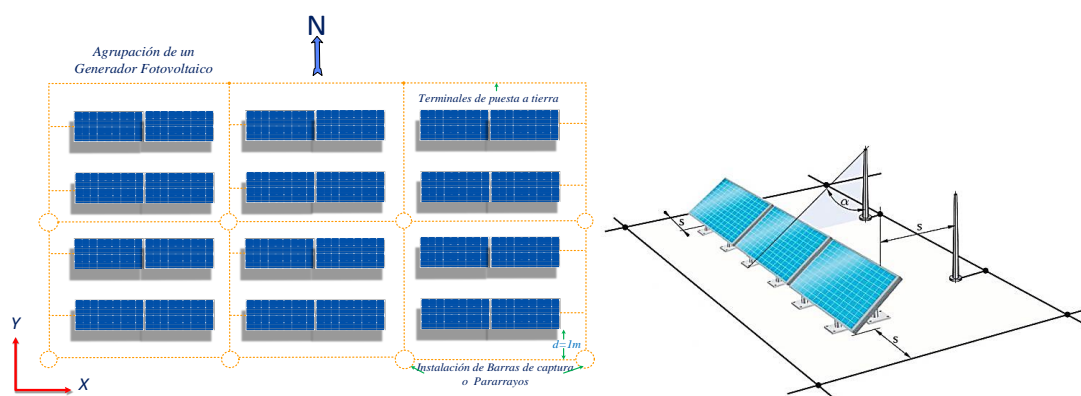
2.2.58 INSTALACIÓN DE LOS PARARRAYOS EN LOS SFVR

Según, (Barwise, 2013, pág. 298), (Vernon, 2010, pág. 429), (Cruz, 2009), consideran que, sus lugares de instalación expuestos, así como la electrónica sensible del inversor realmente requieren protección efectiva contra rayos y sobretensiones que se erigen en techos de grandes superficies, en estructuras o en áreas abiertas no utilizadas. Los SFVR están particularmente amenazados por voltajes inductivos o capacitivos derivados de descargas eléctricas durante las tormentas, así como sobrecargas y operaciones de conmutación en los sistemas de suministros. Las sobretensiones pueden dañar los módulos FV y los inversores, esto puede tener serias consecuencias para el funcionamiento del sistema. Los costes de reparación para el inversor son muy altos y el fallo del sistema puede resultar en recortes de beneficios considerables para el operador de la planta.

Neill & Stapleton (2012), indica que, la protección contra los rayos en los marcos de los módulos y estructuras de montaje son buenos conductores de electricidad. La estructura de montaje generalmente tiene que estar puesta a tierra. (...). La protección incorrecta contra rayos puede aumentar el riesgo de lesiones en el GFV de un edificio. (pág.98-122). Según, (Funabashi, 2016), el daño causado por los rayos de golpe directo

en los SFV “*alturas bajas*” es de poca probabilidad. Además, el voltaje de resistencia del SFV, es mucho menor en comparación con el resto del sistema de máxima potencia. Por lo tanto, el diseño de protección contra rayos para las instalaciones FV, como la tensión inducida por el rayo debe ser seguida bajo las normativas y reglamentos, e incluso puede variar de un país a otro. (pág.223).

Esquema N° 2.33: Diseño de las barras de captura para los GFV.



*Fuente: Propia adoptada de (PV*SOL Expert 6.0 (R8), 2016).*

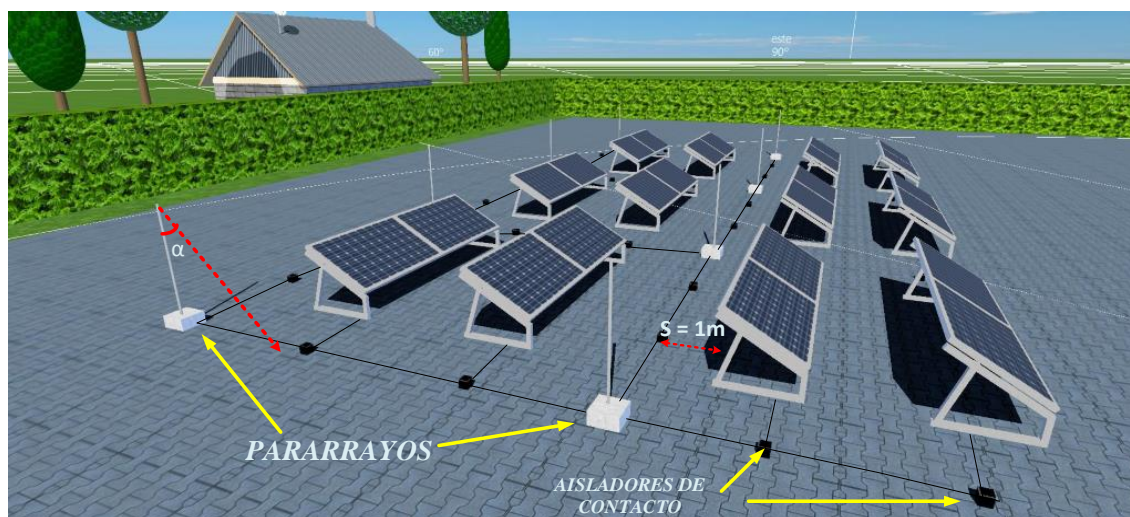
Los edificios o estructuras se diferencian de acuerdo con su ubicación (*tipo de construcción*), teniendo en cuenta el hecho de que un rayo podría acarrear consecuencias graves (...). Esto se basa debido al cableado de las líneas FV dentro del edificio en los conductos verticales existentes y las salidas de cable, se pueden producir fuertes interferencias conducidas y radiadas por las corrientes de rayo. (Vernon, 2010, pág. 429).

Asimismo, (Haberlin, 2012), indica que, es necesario evaluar caso por caso si se necesita una protección integral. El costo de la protección contra rayos en la instalación FV, varía dependiendo del nivel de la misma.

Papadopoulou (2012), señala que, todas las precauciones existentes en los SFV, se aplicará desde 10 kWp . (...). Si el SFV está instalado en un edificio que cuenta con un pararrayo pueden existir protección a una distancia de $(0,5 - 1 \text{ m})$, de seguridad entre la

instalación FV y los conductores que recogen el descenso de la corriente del rayo, entonces el SFV, es considerado dentro del área de protección (...). Con el fin de proteger la instalación contra sobretensión y descargas eléctricas pueden ser conectados en la entrada y salida de cada dispositivo a proteger. (pág.84).

Figura N° 2.38: Sistemas de pararrayos de 1 a 1,5m con puesta a tierra.



Fuente: (PV*SOL Expert 6.0 (R8), 2016).

2.2.58.1 El cableado y protección contra los rayos

Las medidas de protección son consideradas en la *IEC 62305*¹⁰⁸, eficaces en la reducción del riesgo. Parte de la normativa *IEC 62305-1*¹⁰⁹, pueden evitar las descargas de rayos y relámpagos cerca de las estructuras o líneas conectadas. La necesidad de la protección y los beneficios económicos de la instalación de las medidas adecuadas y la gestión de riesgos están determinadas en la *IEC 62305-2*¹¹⁰. Sobre medidas de protección para reducir daños físicos se da en la *IEC 62305-3*¹¹¹, el segundo grupo es relativo en la reducción de fallos en los sistemas electrónicos y se da en la *IEC 62305-4*¹¹².

¹⁰⁸ IEC 62305:2010. Protección contra el rayo.

¹⁰⁹ IEC 62305-1:2010. Parte 1: Principios generales.

¹¹⁰ IEC 62305-2:2010. Parte 2: Evaluación del riesgo.

¹¹¹ IEC 62305-3:2010. Parte 3: Daño físico a estructuras y riesgo humano.

¹¹² IEC 62305-4:2010. Parte 4: Parte 4: Sistemas eléctricos y electrónicos en estructuras

Los cables que conducen la corriente del rayo deben ser de un calibre suficientemente grande ($16-25\text{mm}^2 - \text{Cu}$). Para, (Haberlin, 2012), este método asegura que la corriente conducida al suelo vaya por el camino más directo posible. Las instalaciones deben conectarse a un dispositivo de puesta a tierra de cimentación adecuada redondeado a $2,5-10\text{mm}^2$ de cobre desnudo. Si el GFV y el edificio están separados más de unos pocos metros, la protección contra los rayos puede ser optimizado por puesta a tierra de cada conductor a través de un varistor. (pág.470).

Green *et al.*, (2007), menciona que, los aspectos de seguridad que deben tenerse en cuenta incluyen la resistencia al fuego, el correcto cableado, colocación y la conexión a tierra, con la seguridad frente a las condiciones climáticas locales particularmente de los vientos. Los módulos pueden ser clasificados según su resistencia eficaz contra los incendios graves, leves o moderadas. La desconexión es sencilla desde grandes matrices (alta tensión). Las cargas o inversores no hacen que sean seguros, ya que están siempre encendidas. (pág.193).

2.2.58.2 Los efectos y tipos principales de los rayos

La incursión de un rayo a un edificio o a una instalación eléctrica puede provocar una serie de eventos peligrosos, el más conocido sin duda es un incendio cuando un rayo cae sobre una estructura inflamable como una granja FV que no posee pararrayos.

- a) *Un fuerte aumento en el potencial de la estructura afectada en relación con el entorno:* El valor guía clave en este sentido es el i_{max} , actual.
- b) *Tensiones elevadas inducidas en bucles conductores adyacentes:* el valor guía es velocidad máxima de cambio de corriente: $(di/dt)_{m\acute{a}x} \approx (i/t)_{m\acute{a}x} \approx \frac{i_{max}}{T_1}$.
- c) *Calentamiento fuerza ejercida sobre los cables que conducen la corriente del rayo:* el valor clave en esta consideración es energía específica: $W/R = \int i^2 dt$.

d) *Fusionando en el punto de golpe del rayo (efecto explosivo), de los rayos:* El valor para este aspecto $Q = \int idt$, de los cuales hay dos tipos a saber, corriente de sobrecarga Q_S , y la corriente a largo plazo cargar Q_L .

Tabla N° 2.29: Clases de protección para instalaciones de protección contra rayos.

<i>Requerimientos</i>	<i>Eficiencia (%)</i>	i_{max} (kA)	$(di/dt)_{max}$ (kA/μs)	W/R (MJ/Ω)	Q_S (As)	Q_L (As)	r_B (m)
<i>Clase IV-Baja</i>	84	100	100	2,5	50	100	60
<i>Clase III-Normal</i>	91	100	100	2,5	50	100	45
<i>Clase II-Alta</i>	97	150	150	5,6	75	150	30
<i>Clase I-Extrema</i>	99	200	200	10,0	100	200	20

Fuente:(Haberlin, 2012).

El tipo de corriente de rayo es transitoria pero extremadamente fuerte que aumenta muy rápidamente a un valor pico muy alto (i_{max}). La caída resultante se toma desde 0. Sin embargo, existen tipos diferentes de relámpagos:

- a) *El relámpago (carga positiva o negativa) de tipo 1:* Este tipo de relámpago exhibe la corriente pico más alta y valores que generen la mayor cantidad de calor en los cables eléctricos que son desde 100 a 200kA/μs en casos extremos.
- b) *El relámpago (cargado negativamente) de tipo 2:* Este tipo de relámpago utiliza un canal de rayo ionizada que puede alcanzar entre 100 a 200kA/μs ya que el promedio de ataque del rayo tipo 2 es de 25 a 50kA/μs considerablemente bajo.
- c) *El relámpago (carga positiva o negativa) de tipo 3:* Este tipo de relámpago exhibe la corriente que alcanza de 200 a 400A pero su duración es relativamente larga (varios cientos de milisegundos, típicamente 500ms) que tienen carga Q_L .

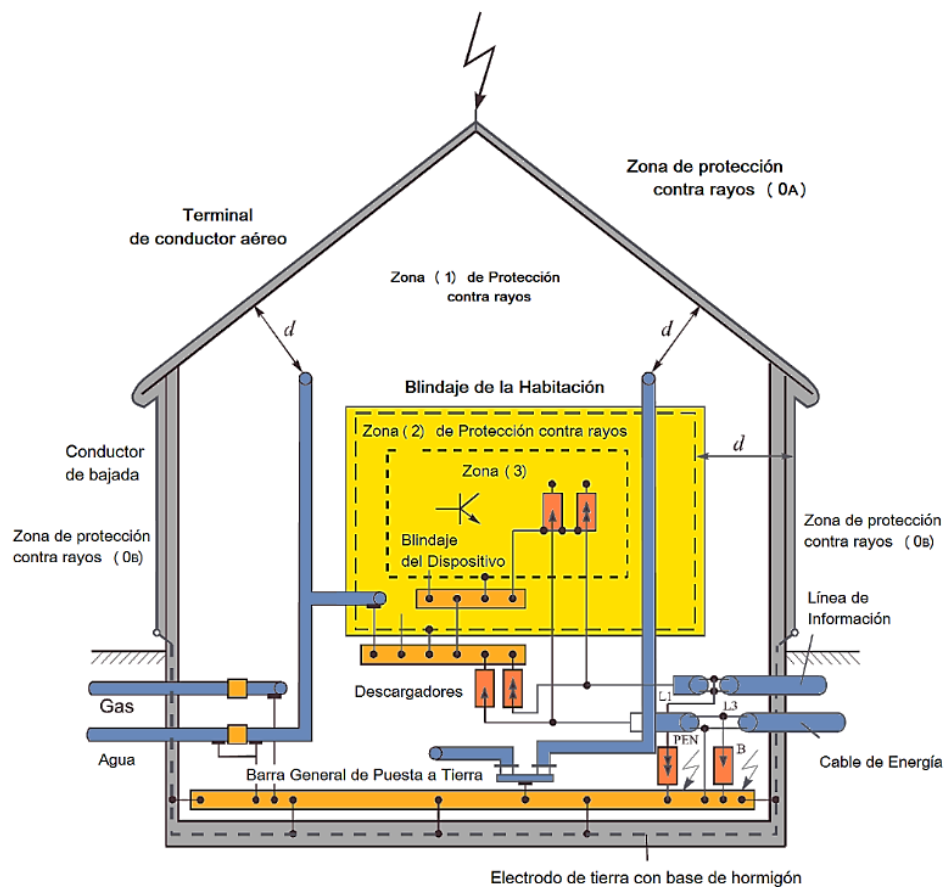
Vernon (2010), señala que, la tensión de servicio continua máxima de los SPD debe ser mayor que la V_{OC} del GFV. En una caja de conexiones de GFV, debe estar equipado con SPD para la protección de los módulos FV y son siempre efectivas localmente. Esto también se aplica a los instalados para la protección de los módulos FV. (pág. 437).

- a) *Dispositivo de protección contra sobretensiones (SPD) tipo 1:* Es un descargador de corriente relámpago que puede desviar un mínimo de $i_{m\acute{a}x} = 25kA$, con una forma de onda de $10/350\mu s$. Se utilizan para 230 o 400V con cables de alimentación que puedan estar sujetos a rayos directos en una instalación de un edificio. Un dispositivo de este tipo se puede encontrar comercialmente para un voltaje de hasta 1000V en CC, para situaciones donde un generador FV, deba ser protegida. La mayoría de los conductores de derivación pueden neutralizar alrededor de 100A en una instalación SFCR, en una red secundaria.
- b) *Dispositivo de protección contra sobretensiones (SPD) tipo 2:* Están clasificados para corrientes de sobretensión $i_{m\acute{a}x} = 12 - 25kA$, con una forma de onda $8/20\mu s$, son utilizados en la CC, a veces en grupos de tres en el llamado circuito – Y.
- c) *Dispositivo de protección contra sobretensiones (SPD) tipo 3:* están clasificados para una protección fina, *i.e.*, para una corriente de $i_{m\acute{a}x} = 2 - 4kA$ con una forma de onda de $(8/20 \mu s)$.

Tabla N° 2.30: Simbología de un pararrayo.

<i>Designación</i>	<i>Simbología Pararrayo</i>	<i>Detalle Pararrayo Franklin</i>
<i>Pararrayo</i>		

Elaboración: Propia.

Figura N° 2.39: Instalación de un sistema de pararrayos en una vivienda.

Fuente: (Kasikci, 2004).

2.2.59 LAS PUESTAS A TIERRA DE LOS SFCR

Según, (Guerrero, 2008), recomienda que, las puestas a tierra (TT) se establecen con el objeto de limitar la tensión que puedan presentarse en las masas metálicas y asegurar la actuación de las protecciones; con eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados (...). Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que, en el conjunto de instalaciones de edificios y superficie próxima del terreno, no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que al mismo tiempo permita el paso a tierra de la corriente por defecto o por la descarga de origen atmosférico. (pág.206).

Asimismo, (Anthony, Durschner & Remmers 2006); (SEBA, 2004); indican que, las puestas a tierra de la instalación FV, tanto en la sección de CC como en CA se hará de forma que no alteren las condiciones de la empresa distribuidora asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. Según, (Melchor *et al.*, 2000), explican que, para que así sea, conviene reforzar el neutro de la puesta a tierra del transformador de la red pública para que permanezca aislado de la parte alterna del inversor.

Neill & Stapleton (2012), menciona que, la puesta a tierra de la estructura de montaje se lleva a cabo por separado, el mismo sistema de protección contra un rayo para así proporcionar un camino en que las corrientes por defecto tengan que fluir, ya sea en una matriz requiriendo conductores a tierra de una forma más segura. Es necesario seguir las recomendaciones de las normas técnicas y códigos eléctricos locales. (pág.122).

La norma *IEEE 1100-2005*¹¹³, se utiliza como base para la protección de equipos de BT, tales como los supresores de sobre voltaje transitorios.

- La normativa *ITC-BT-40*¹¹⁴, determina que las instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra.
- La normativa, *IEC 61173:1994*¹¹⁵, menciona la protección contra las consecuencias de las sobretensiones en el SFV, productores de energía tanto SFVA como en los SFCR. Identificando los orígenes de las sobretensiones aleatorias incluyendo los rayos y los tipos de protección (*puesta a tierra, blindaje, interceptación de las ondas de choque y los dispositivos de protección*).

¹¹³ IEEE 1100-2005. IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment.

¹¹⁴ ITC-BT-40. Instalaciones generadoras de baja tensión.




¹¹⁵ IEC 61173:1994. Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía. Guía.

- Las conexiones a tierra de las estructuras mecánicas de soporte deben estar comprendidas en la normativa *ITC-BT-18*¹¹⁶.
- Se tiene el artículo 690 de la *NEC* parte V: “*Toma a tierra y vinculación*”.

2.2.59.1 Barras de unión equipotencial (Dispatcher) PAS y HPAS

Son denominadas también “*carril de unión equipotencial – PAS*” y “*carril principal de unión equipotencial - HPAS*” o de aterramiento son utilizados para conectar múltiples conductores de puesta a tierra/terminales desde los equipos FV de CC como en la CGP de CA conectadas a la red eléctrica e incluye ménsulas de fijación de A°G°. están determinadas bajo la especificación *ASTM B187-C1100*¹¹⁷, *IEC 62305*¹¹⁸, *IEC 62561*¹¹⁹.

Tabla N° 2.31: Simbología de una barra de unión equipotencial PAS y HPAS.

<i>Designación</i>	<i>Simbología Barra equipotencial PAS-HPAS</i>	<i>Detalle Barra equipotencial PAS</i>	<i>Detalle Barra equipotencial HPAS</i>
<i>Parrarrayo</i>			

Elaboración: Propia.

2.2.59.2 El cableado de las puestas a tierra en fallos y cortocircuitos

Haberlin (2012), señala que, el uso de cables con doble aislamiento proporciona una protección de puesta a tierra contra fallas y cortocircuitos que deben ser utilizados en instalaciones FV, como una medida adicional de seguridad mediante cables negativos en pistas aislantes separadas. Según, (Harper, 2012), indica que, en un SFV de dos y tres conductores y con tensiones superiores a 50 V, la tensión V_{OC} , debe colocarse a tierra un conductor en CC. Esto se aplica tanto a sistemas *off-grid* como en *on-grid*. El sistema de

¹¹⁶ ITC-BT-18. Instalaciones de puesta a tierra.

¹¹⁷ ASTM B187-C1100: standar Specification for Copper, Bus bar, Rod and Shapes and General Purpose.

¹¹⁸ IEC 62305: Lightning protection standar.

¹¹⁹ IEC 62561: Lightning protection system components (LPSC).

puesta a tierra aumenta la seguridad del personal y minimiza los efectos de los rayos y otras sobretensiones inducidas en los equipos. (pág.322).

Se tendra la norma *ITC-BT-18*, se obtendra las, dimensiones que garanticen la parte de la CC y CA, y asignaremos, el valor de $I_d = 0,032 \text{ Amp.}$, como la *intensidad máxima de defecto a tierra*, limitada por el interruptor diferencial con el inversor por lo que se cumple el R_T :

$$\left. \begin{array}{l} \text{Resistencia de tierra del cable} \quad R_{cable} = \frac{2\rho}{L_{Conductor}} \\ \text{Resistencia de la pica} \quad R_{PICA} = \frac{\rho}{L_{Pica}} \end{array} \right\} \Rightarrow V_d = R_T \cdot I_d \quad (2.191)$$

$$\text{Por lo tanto, la resistencia total de puesta a tierra es: } \frac{1}{R_T} = \frac{1}{R_{cable}} + \frac{1}{R_{PICA}} \quad (2.192)$$

Donde:

R_{cable}, R_{PICA} , Resistencia maxima de la puesta a tierra (Ω).

ρ , Resistividad de la naturaleza del terreno ($\Omega.m$).

$L_{Conductor}, L_{Pica}$, Longitud del conductor y/o varilla de puesta a tierra (m).

I_d , Intensidad del defecto a tierra (A).

V_d , Tension de contacto (V).

2.2.59.3 Electrodo o varilas de puesta a tierra

Es un material de protección de puesta a tierra para la construcción de SFV y equipos eléctricos conformada en pica, ánodos de grafito y son instalados para la dependencia en la resistividad del terreno con diferencia en la fabricación de soluciones constructivas. Están representadas bajo las normativas *IEC 62305*, *IEC 62561-2*, *UNE 21186*¹²⁰, y la *NEC 690.47* “*Sistema de electrodos de puesta a tierra*”.

¹²⁰ UNE 21186: Protección de estructuras, edificaciones y zonas abiertas mediante pararrayos con dispositivo de cebado

Tabla N° 2.32: Simbología de un electrodo o varilla de puesta a tierra.

<i>Designación</i>	<i>Simbología electrodo</i>	<i>Detalle electrodo</i>
<i>Electrodo de puesta a tierra</i>		

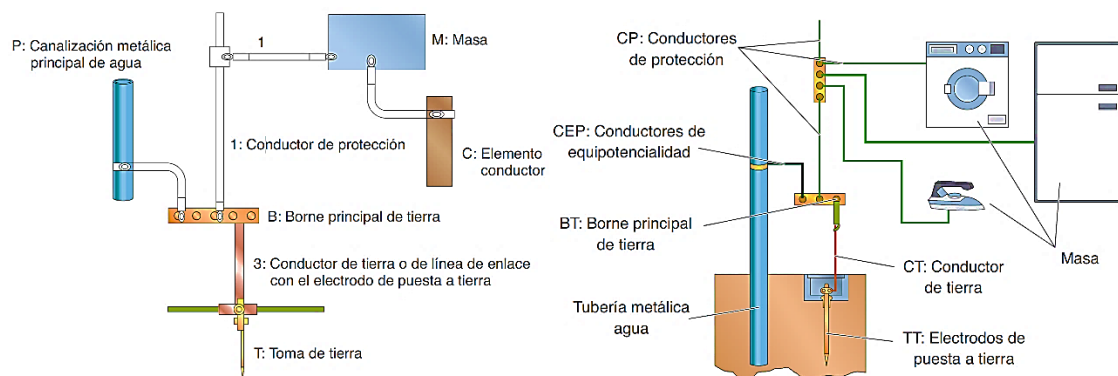
Elaboración: Propia.

2.2.59.4 Punto de conexión de la puesta a tierra o toma de tierra (TT)

El punto de conexión del sistema de puesta a tierra, en la sección CC del SFCR se debe conectar al final de los módulos. Cuando esta conexión se hace cerca de los módulos se permite el uso de protecciones contra sobretensiones. Es necesario que no haya más de una conexión a tierra del conductor negativo de un SFCR, ya que permitirá el flujo de corrientes por conductores no aislados y se crearán fallas a tierra no intencionados en el conductor. (Harper E. G., 2012, pág. 323).

- La protección mecánica (Barras, tubos, picas, pletinas, cintas, placas, conductores desnudos, anillo o mallas metálicas enterradas, etc).
- La protección de la matriz y la sub-matriz.

Figura N° 2.40: Detalles de la instalación de un sistema de puesta a tierra.



Fuente: (González, Pareja, & Terol, 2013).

2.2.60 SEÑALIZACIÓN

SEBA (2004), señala que, cada instalación del SFCR dispondrá de accesorios para aumentar la seguridad del sistema y facilitar el mantenimiento a realizar por el usuario final, así como la toma de las lecturas. (pág.51). Según la normativa actual, cada instalación deberá tener la siguiente señalización:

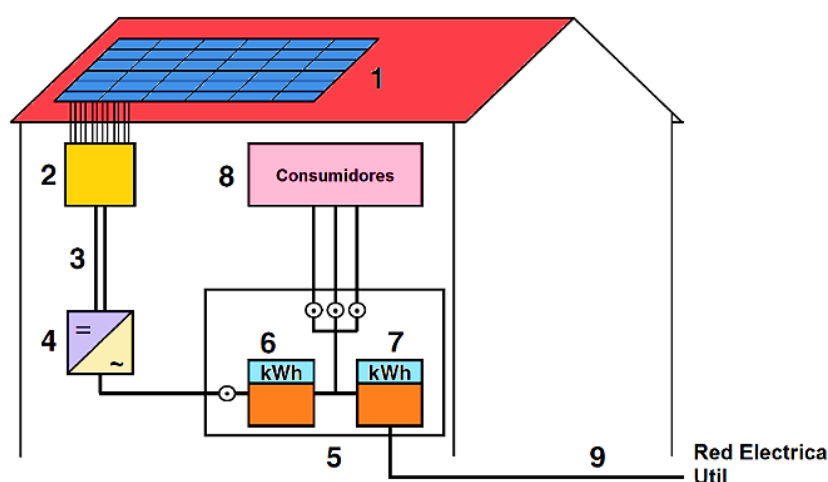
- En los accesos al GFV, “*atención alta tensión*”.
- Sobre la puerta de acceso a la sala de equipos “*Cartel de seguridad exterior*”.
- Al lado del ondulator: “*atención alta tensión*”.
- Identificación de contador de salida de la instalación FV, con el rótulo “*Contador de Energía Generada y consumida*”.

2.2.61 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS SFCR

El “*sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica*” SFCR recibe su nombre porque tiene una fuente de generación de electricidad fotovoltaica interconectada con el sistema nacional o la red local. En la actualidad se utilizan como complemento de la generación convencional en muchos países. Las aplicaciones van desde la generación de pequeña escala hasta la instalación de estaciones centralizadas con capacidad de generación FV. Recientemente, se logró una etapa en el desarrollo de los SFV, ya que esta tecnología ha pasado de aplicaciones en áreas remotas a uso residencial y a nivel urbano, donde las plantas con pequeña capacidad de generación se instalan en los techos de edificios o residencias. Esta última aplicación dio origen al concepto de BIPVS (*Building Integrated Photovoltaic Systems*) que ha sido el centro de la atención internacional en los últimos años.

Según las normativas, *UNE-EN 62446*¹²¹ e *IEC 62446-1:2016*¹²², establece los requisitos mínimos de las conexiones de los SFCCR en áreas con extensas redes públicas, los costos de almacenamiento de energía de mediano a grande pueden ser reducidos mediante la conexión directa de los SFCCR con inversores compatibles. Los componentes disponibles hoy en día permiten la conexión a red de instalaciones de producción que asciende un alza de 100Wp.

Figura N° 2.41: Disposición de un (SFCCR), montado en un edificio o residencia.



Fuente: (Haberlin, 2012, pág. 263).

- 1) Matriz o arreglo fotovoltaico. FV
- 2) Cuadro de control de la matriz fotovoltaica.
- 3) Líneas principales de CC.
- 4) Inversor.
- 5) Caja de distribución principal de CA.
- 6) Contador de la producción de electricidad fotovoltaica (opcional).

¹²¹ UNE-EN 62446:2011. Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

¹²² IEC 62446-1: 2016. Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección.

- 7) Medidor de la electricidad por facturación de servicios también separada para la (producción-consumo).
- 8) Los consumidores 230v / 400v 50-60Hz.
- 9) Conexiones de utilidad (en su mayoría trifásico).

2.2.61.1 Los SFCR centralizada

Los SFCR centralizados, también conocidos como granjas solares. Varía según su escala en su estructura de montaje y el tipo de conexión a la red dependiendo dónde se encuentre. Estos sistemas suelen estar montados en tierra contruidos para suministrar la energía a la red a gran escala como cualquier otra central eléctrica a partir de *10 MWp* o superior. Los procesos de desarrollo de estos proyectos son mucho más complejos y rigurosos que los SFV pequeños y descentralizados. Los proyectos exitosos requieren grandes inversiones de capital, experiencia en muchas áreas; planeación, diseño cuidadoso del continuo mantenimiento. (Neill & Stapleton, 2017, pág. 04). Los autores (Rekioua & Matagne, 2012, pág.17); (Goetzberger & Hoffmann, 2005, pág.109), mencionan que, los SFCR centralizadas tienen una potencia instalada desde 1MW y es posible alimentar directamente a la red de (MT – AT)”. Como ejemplo tenemos las centrales eléctricas peruanas de energía solar, como: Central Majes Solar 20T, Central Solar Repartición 20T, Panamericana Solar S.A.C, Moquegua FV (en proceso).

Figura N° 2.42: Planta solar fotovoltaica.

*Fuente: (PV*SOL Expert 6.0 (R8), 2016).*

2.2.61.2 Los SFCR descentralizada

Los SFCR descentralizados pueden instalarse para satisfacer un requisito residencial, comercial o industrial (*típicamente en los tejados*). Estos sistemas generan electricidad que se consume en un edificio y se vende a la red con un precio determinado por los encargados de formular políticas o las empresas de servicios públicos. Estos sistemas se pueden instalar como una opción rentable para los usuarios que consumen energía durante el día, con el exceso de generación capaz de ser vendido a la red (...). (Neill & Stapleton, 2017, pág.05).

Figura N° 2.43: Electrificación rural descentralizada.

Fuente: (Girardet & Mendonca, 2009).

2.2.62 INSTALACIÓN DE LAS PLANTAS FV

Castejón & Santamaría (2010), indican que, pueden instalarse en zonas rurales no aprovechadas y sobrepuestos en grandes cubiertas de áreas urbanas, como: naves industriales, aparcamientos, zonas comerciales, áreas deportivas, etc. (pág.167).

a) Por superficie del edificio:

- Instalación en un techo plano.
- Instalación en un techo inclinado.
- Instalación sobre fachada en edificios o viviendas

b) Por tipo de instalación:

- Montado sobre bastidores (e.g., en cubiertas planas).
- Los sistemas integrados en tejado o fachada; que sustituye parte de la envolvente del edificio.
- Los sistemas montados a una distancia de varios (*cm*) por encima de la superficie del edificio (para una mejor refrigeración de los módulos).

2.2.62.1 Problemas de regulación y estabilidad en los SFCR

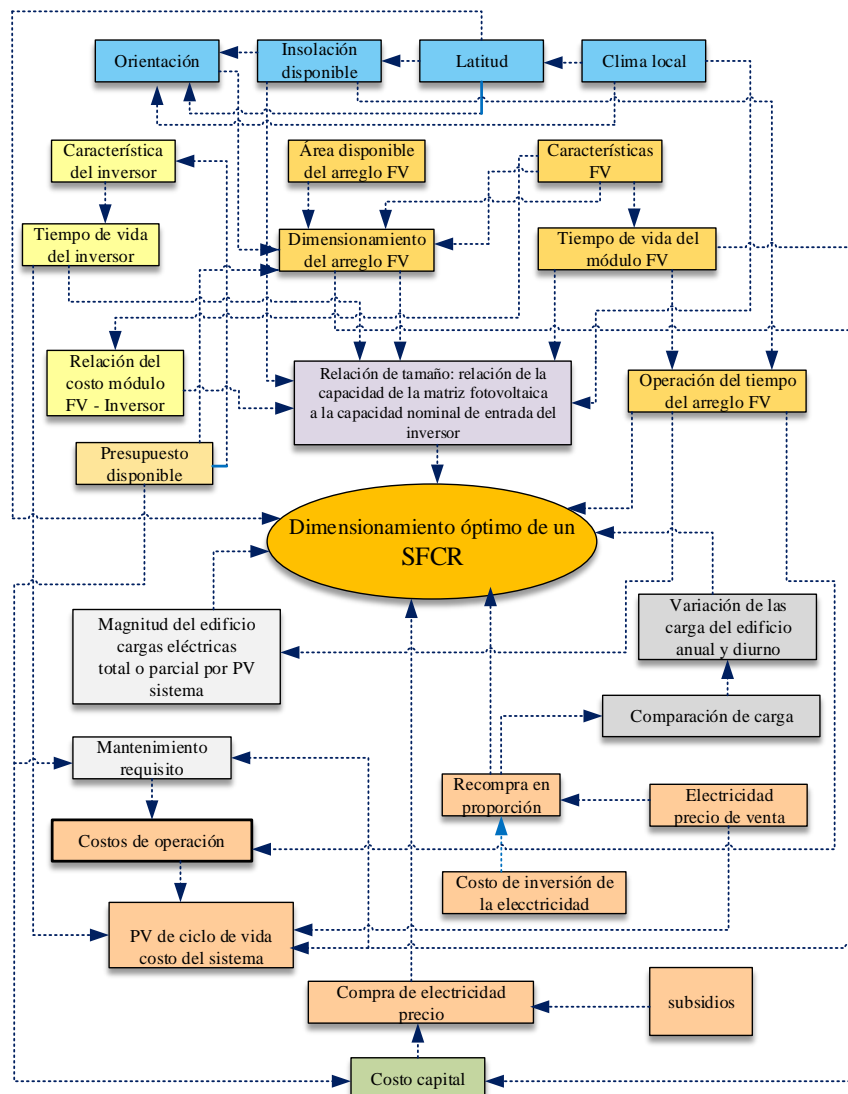
(Kageyama, et al., 2011); (Wang, et al. 2010); (Etawil & Zhao, 2009); (Farhoodnea, et al, 2012), describen que, se tienen las siguientes características en los problemas de regulación de los SFCR:

- La corriente por Inrush.
- La sobretensión (over-voltage).
- La fluctuación de la potencia de salida.
- La baja distorsión armónica.
- La fluctuación de frecuencia.

2.2.63 PLANIFICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE LOS SFCR

Según, (Alenezi, Sykulski, & Rotaru, 2013), consideran que, (...) se elabora un diagrama o algoritmo, luego se calcula para obtener una configuración de un generador (matriz o arreglo), con su dimensión respectiva así como los datos eléctricos del sistema prospectivo. Si la matriz coincide con las características del inversor, el procedimiento de dimensionado ha alcanzado su configuración óptima; de lo contrario se repite el mismo procedimiento después de seleccionar otra combinación de un módulo FV y un inversor.

Esquema N° 2.34: Influencias en la interacción en el dimensionamiento de los SFCR.



Fuente: (Jayanta, Yigzaw, & Norton, 2006).

2.2.64 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS EN EDIFICIOS (BIPV)

Los BIPV o integración energética se refiere a la capacidad de un SFV para interactuar con el edificio y el sistema de energía con el fin de maximizar el uso local de la electricidad producida. Constituyen la aplicación de la energía solar fotovoltaica que se ha expandido más en los últimos años y se han integrado masivamente en complejos urbanos en muchos países y todo parece indicar que esta tendencia se tendrá en el futuro. De acuerdo con, (Pearsall, 2013), citado por (Green & Archer, 2013), expresan que, “*los BIPV son una excelente aplicación para el uso de la energía FV en un entorno urbano, ya que se aprovecha de la luz solar y la carga eléctrica*”. (pág.602). Según, (Neill & Stapleton, 2012), son novedosos porque se consideran estéticamente atractivos, que el montaje tradicional en los techos. Se ha apoderado de los arquitectos debido a su capacidad de integrarse a la perfección en un edificio ya sea como parte del tejado, integrada en claraboyas, ventanas o simplemente montados directamente sobre la fachada para satisfacer la imagen del edificio (...), (pág.91). Según el reporte de (Panhuber, 2001), en la *IEA PVPS T5-04:(2001)*¹²³, resalta los aspectos técnicos de interconexión de los SFVR integrados en edificios. Los expertos de doce países participantes comparten sus experiencias en esta área. En un informe de (Lisell, Tetreault, & Watson, 2009), en la *NREL/TP-7A2-46078*¹²⁴, identifica los aspectos importantes de la construcción y diseño que permiten la instalación de un SFV, que aborda temas en, térmica solar, energía solar por precalentamiento y sistemas de ventilación. En el caso de los productos FV integrados, forma parte de la envoltura del edificio. El inspector de control de edificios

¹²³ IEA-PVPS T5-04:2001. PV System Installation and Grid-Interconnection Guidelines in Selected IEA countries.

¹²⁴ NREL/TP-7A2-46078. Solar Ready Buildings Planning Guide.

local puede exigir la prueba del cumplimiento de los reglamentos de construcción pertinentes, por ejemplo:

- Los estándares de resistencia al fuego se dan en (*BS 476- parte 3*).
- Las normas pertinentes para el levantamiento y el aislamiento del viento se dan en (*BS 6399, BS 5534, BRE Digest 489*).
- Se ocupa de la prevención de descargas eléctricas, riesgos de incendio, lesiones personales, mecánicas y ambientales. En ella se describen los requisitos de las pruebas y se utiliza junto con *IEC 61215* y el *IEC 61646*.

2.2.64.1 El diseño de los (BIPV)

Zini & Tartarini (2012), mencionan que, “*el modelado de la instalación BIPV responden a muchas influencias ambientales; como la radiación, temperatura, velocidad del viento, ángulo de incidencia de los rayos solares y la distribución espectral de la radiación*”. Para, (Aristizábal, 2018) menciona que, los BIPV presenta pérdidas en el sistema causadas por factores técnicos y eléctricos (*equipos, conductores, transformadores, etc.*), todos estos factores afectan la eficiencia del SFV. Para el diseño y dimensionamiento es esencial conocer las características eléctricas en la hoja de datos de los módulos FV suministrados por el fabricante.

El *código técnico de edificación (CTE)*, es la que regula las exigencias básicas de calidad que deben cumplir los edificios y sus instalaciones, prescribe un conjunto de exigencias básicas de ahorro de energía. En esta sección HE5 se regula que en determinados edificios es obligatorio incorporar los SFV para uso propio o para conexión a la red. La potencia mínima de tales sistemas depende de varios factores como las zonas climáticas donde se ubica el edificio, superficie construida y tipo de uso del edificio.

El informe de (Frantzis *et al.*, 1995), publicado en la *NREL* menciona el reporte de los costos económicos en la instalación de los SFCR en los BIPV, con opciones de la reducción técnica y potencial energética en los edificios comerciales y residenciales.

2.2.64.2 Aspectos estructurales en los montajes de los SFV

Luque & Hegedus (2003), indica que, el sistema de montaje son los elementos de un SFV, (...). En particular el material celular, la elaboración de materiales de soldadura, la forma de los módulos y el color de las células y obleas, todos influyen en la imagen de un edificio. Para los arquitectos y diseñadores, estos aspectos son importantes de la eficiencia eléctrica de un sistema. (pág.1030).

Labouret & Viloz (2008), menciona que, la instalación de los SFV, se elabora en dos etapas; montaje mecánico y conexiones eléctricas. Es estas operaciones se deben tomar una serie de precauciones para que la instalación esté libre de riesgos eléctricos, tanto para los propios instaladores como para los futuros consumidores. (pág.238).

2.2.64.3 Montajes mecánicos de las estructuras de soporte

“Algunos modelos permiten la colocación de los módulos individuales en el soporte, a los que se unen utilizando algún sistema de fijación recomendado por el fabricante” (Díaz & Enrique, 2012, pág. 109).

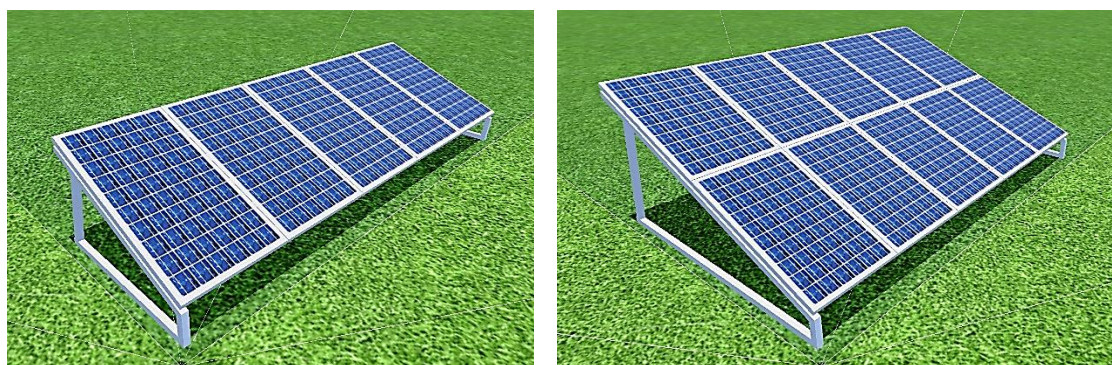
Neill & Stapleton (2012), indica que, los montajes en un bastidor son un sistema de inclinación fija se utilizan a menudo de aluminio con matriz de diseño en pre-ingeniería para fijar los módulos en su lugar (...). Cuando las condiciones del viento y del lugar de la instalación del suelo pueden ser accionados a desplazas; son adecuadas el uso de los tornillos y muelles que deben integrarse a una base de hormigón. Los SFV montados en un bastidor normalmente requieren ser instalado en filas con el fin de encajar dentro del espacio dado. (pág.95). En un país determinado para un tipo de instalación,

pueden aplicarse algunos de los estándares específicos de *UNE-EN 1991-1-3:2004*, *UNE-EN 1991-1-4:2007*. Todos los operadores, contratistas de instalación y personas de mantenimiento que trabajan con estructuras de montaje FV deben realizar de acuerdo con los estándares.

2.2.64.4 Los métodos de montajes en los edificios

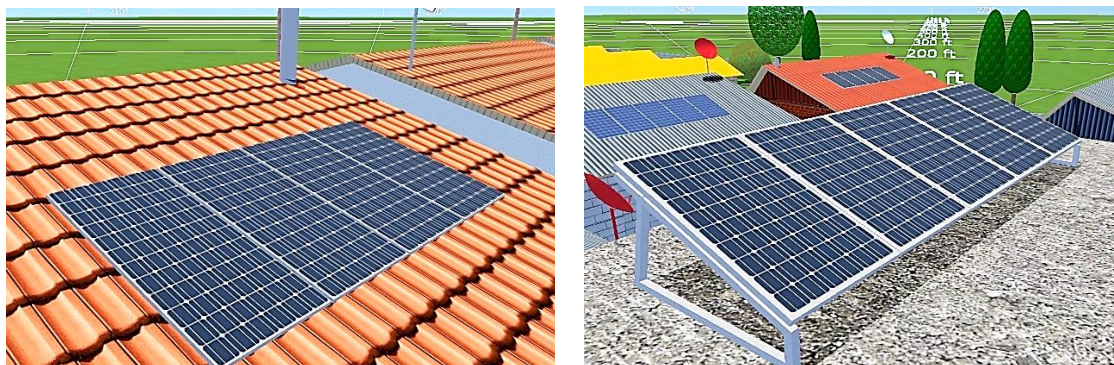
Díaz & Enrique (2012, pág. 109), señala que: “*partiremos del supuesto de que los soportes ya están colocados y ahora debemos montar los paneles sobre dicho soporte y realizar su conexionado eléctrico, en función de los esquemas aportados en la documentación técnica de la instalación*”. Se tienen diferentes tipos de instalación y montajes instalación y montaje en un techo (azotea), (inclinado), fijaciones y montajes en cubiertas o techos de metal con las estructuras de soporte optima en el marco.

Figura N° 2.44: Montaje de estructuras de soporte sobre el suelo.



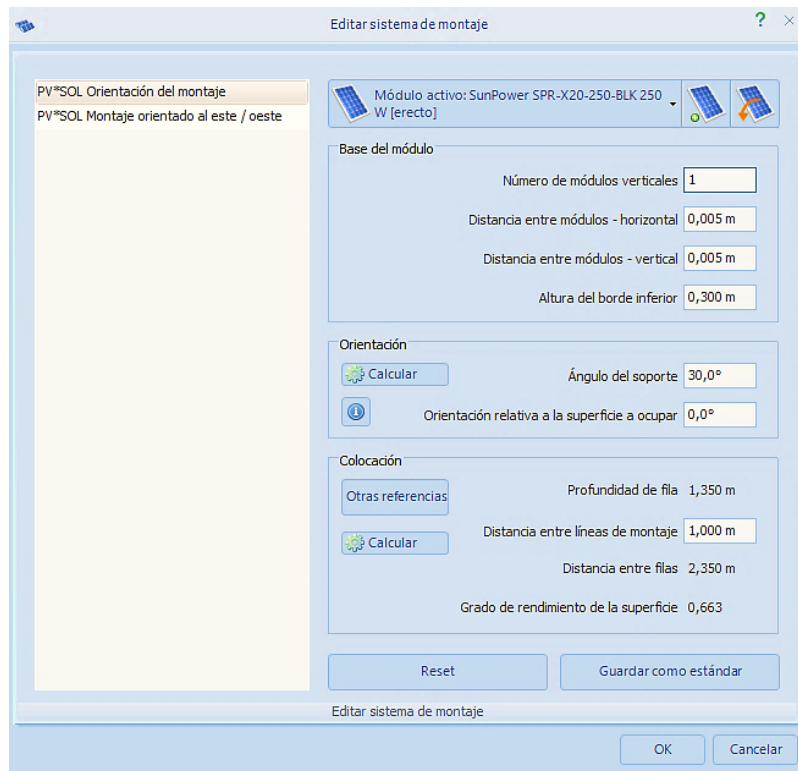
Elaboración: Propia.

Figura N° 2.45: Montaje de estructuras de soporte en tejados y azoteas.



Elaboración: Propia

Figura N° 2.46: Edición del sistema de montaje.



*Fuente: (PV*SOL Expert 6.0 (R8), 2016).*

Figura N° 2.47: Edición y configuración de filas de módulos FV.



*Fuente: (PV*SOL Expert 6.0 (R8), 2016).*

Según, (Neill & Stapleton 2012); (Labouret & Viloz 2010), clasifican los métodos de instalación con los siguientes términos:

- a) *Montaje del sistema elevado (Tilt Ups) en tejados inclinados:* Los soportes también conocidos como bastidores (*Racks*), utilizan la mayor parte del mismo armazón de montaje como fijaciones en tejado inclinado, pero se diferencian principalmente en forma de estructura triangular para elevar la matriz y aumentar su ángulo de inclinación.
- b) *Montaje del sistema elevado (Tilt Ups) en tejados planos:* Se hacen a menudo de armazones de acero inoxidable o de aluminio para ensamblar los módulos y accesorios con pendientes ajustables para los diferentes ángulos. Por lo general, se fijan a la tierra con bloques de hormigón como lastre y también pueden ser mantenidos en su lugar por su propio peso (...). Cuando el sistema es más grande, es necesario para estos trabajos, llamar a la excavación y la colocación de una losa de hormigón sobre la cual se atornillan los paneles.
- c) *Sistemas de fijación en los suelos:* Los SFV montados en tierra tienen dos aplicaciones principales que son comúnmente utilizados en las propiedades residenciales o centros comerciales (...). Las ventajas de los sistemas montados en tierra en primer lugar, no está limitado por la pendiente o la dirección de un techo o fachada por lo que se puede instalar en ángulo de inclinación y la orientación óptima (...).

2.2.65 IMPACTO ECONÓMICO DE LA ENERGÍA SOLAR

La adopción de tecnologías en energía solar puede tener un profundo impacto en las economías en las comunidades y del estado por tener la mayor parte del costo de la implementación de la energía solar de los materiales y la instalación propiamente dicha, para la gente que vive en zonas rurales que no están conectados a una red eléctrica, especialmente en los países menos desarrollados. (Shlager & Weisblatt, 2006, pág. 221).

2.2.65.1 Los flujos de cajas (Cash Flows)

Los flujos de cajas o efectivos “*cash flows*” son los insumos más importantes utilizados en la evaluación financiera en proyectos de energía, ocurre solo si el proyecto avanza denominado flujos de efectivos incrementales. Los “*cash flows*” generalmente se agrupan en periodos de 01 año y pueden ocurrir al principio al medio o al final del periodo. Otra convención es que los costos de inversión iniciales se produzcan en el año cero lo que representa una acumulación teórica de la inversión en energía.

Los flujos de cajas se pueden clasificar en tres amplias categorías basadas en las actividades involucradas a un proyecto relacionado con la energía como son los (*Flujos de efectivos de inversión, entradas y salidas de efectivos*), el primero se denomina a menudo “costo de capital” del proyecto, mientras que las entradas y salidas se conocen como ingresos y costos de operación & mantenimiento (O&M), respectivamente.

$$F_{no,n} = F_{1,n} - F_{o,n} \quad (2.193)$$

$$F_{n,n} = F_{i,n} - F_{o,n} - F_{c,n} = F_{no,n} - F_{c,n} \quad (2.194)$$

Donde:

$F_{no,n}$, es el flujo operativo de la caja neto en el año de la inversión (n).

$F_{i,n}$; $F_{o,n}$, son las entradas y salidas de efectivo, respectivamente en el año (n).

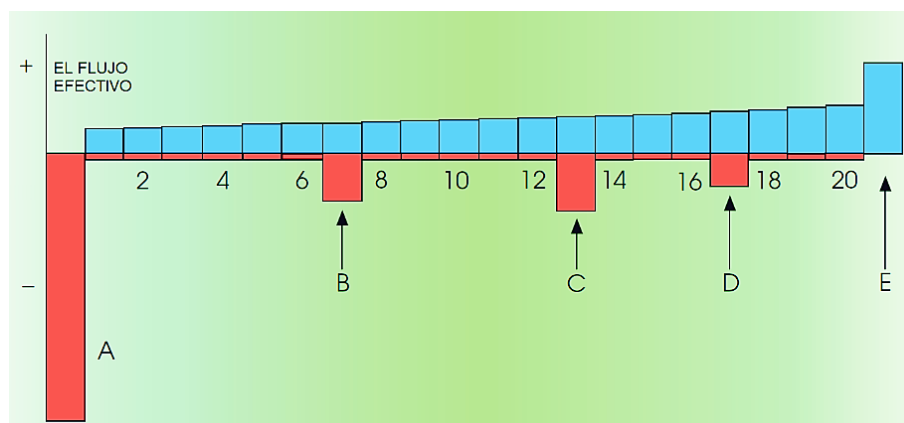
$F_{n,n}$, es el flujo de caja neto en el año de la inversión (n).

$F_{c,n}$, es el flujo efectivo de inversión en el año (n).

Lynn (2010), señala que, los flujos de caja negativos (*gastos*) se muestran de color rojo; los positivos (*ingresos*) se muestran de color azul. Una característica importante, es que el inicial es el costo de capital (A) que produce, dentro del flujo de caja negativo (*cash flow*). Esto es seguido por muchos años en el flujo de caja positivo, que representa el valor de la electricidad generada y los negativos pequeños para pagar el mantenimiento rutinario del sistema. Generalmente también es prudente permitir que los gastos de capital

adicional para reemplazar los componentes desgastados o dañados, tales como reguladores de carga, inversores y baterías están en sistema (*B*, *C*, y *D*). Finalmente podemos esperar obtener un fin de valor de la chatarra o vida para el sistema (*E*). (pág.193).

Gráfico N° 2.25: El flujo efectivo en positivo y negativo de un (SFCR).



Fuente: (Lynn, 2010, pág. 194).

Estas instalaciones buscan una producción de energía para obtener resultados económicos en el retorno de la inversión inicial. Básicamente, la producción de un BIPV se define por las características técnicas del lugar (*módulo solar, el inversor y la carga que se demandará*).

2.2.66 EL COSTO NIVELADO DE LA ELECTRICIDAD (LCOE)

Según, (IRENA, 2012), manifiesta que, el coste del *kWh* generado y calculado en *Levelized Cost of Electricity (LCOE)*, varía según la tecnología de un país y los proyectos basados en los recursos energéticos, como los costos operativos en eficiencia y/o rendimiento de la tecnología. Este método de cálculo del coste surge descontando los flujos financieros (*anuales, trimestrales o mensuales*) a una base común, teniendo en cuenta el valor temporal del dinero. Los autores, (Deambi, 2016 y Hernandez, 2015),

indican que, “*El LCOE representa un costo constante por unidad de generación que se calcula para comparar el costo de generación de diferentes tecnologías*”.

Cambell (2008), indica que, “*el reciente anuncio de una amplia variedad de proyectos de energía solar FV, a escala de su utilidad está alcanzando niveles que son competitivos a un costo nivelado de electricidad (LCOE), con otras fuentes de energía vatos-pico*”. (pág.05).

Mir-Artigues & Del Río (2016), mencionan que, “*la metodología tradicional para calcular el LCOE se refiere a la estimación de la generación de una planta FV, en \$/kWh, por lo que es comparable entre distintas tecnologías de generación ya sea o no renovable*”. (pág.126). Según, (Colmenar, Borge, Collado, & Castro, 2015), acotan que, el LCOE considera todos los factores que afectan a la relación de rendimiento de una instalación como el coste promedio anual de producción por unidad de energía a lo largo de la vida útil de la planta, descontado y expresado en valor presente.

$$\begin{aligned}
 LCOE &= \frac{\text{Costo total del ciclo de vida (LCC)}}{\text{Producción total de energía de por vida (LCE)}} \\
 &= \frac{\sum_{t=1}^N \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} \left(\frac{\text{€}}{\text{KWh}} \right)
 \end{aligned}
 \tag{2.195}$$

Donde:

I_t , inversión.

M_t , costes de operación y mantenimiento (O&M).

E_t , energía producida.

r , tasa de descuento.

Para, (Mohamed, 2012), describe que, el LCOE es representativo del precio de la electricidad que equipararía los flujos de efectivo (*entradas y salidas*) a lo largo de la vida económica de un activo en un generador de energía. Es el precio medio de la electricidad

necesario para un (*Valor Actual Neto VAN*) de cero cuando se realiza un análisis de *cash flow* o flujo de caja descontado (DCF).

2.2.66.1 El costo total del ciclo de vida (LCC) de un SFCR

Messenger & Ventre (2005), determinan que, el análisis del coste del ciclo de vida de un SFV, representa los costos asociados, que incluyen la “*adquisición, operación, mantenimiento y los reemplazos*”. Al final de la vida útil, puede tener un valor de rescate o un coste de desmantelamiento. Teniendo en cuenta el valor temporal del dinero. El *LCC*, constituye un sensato medio para evaluar las opciones de compra que también puede necesitar ser incorporado en el costo total de un sistema. (pág.145). Según, (Adaramola, 2015, pág. 229). El modelo de (*LCC*) desarrollado para el SFV está constituido en 5 categorías de costes:

$$LCC = C_{DES,PLAN} + C_{MOD} + C_{INV,ELEC} + C_{ESTRUCT} + C_{O\&M} \quad (2.196)$$

Donde:

$C_{DES,PLAN}$, C_{MOD} , $C_{INV,ELEC}$, $C_{ESTRUCT}$, $C_{O\&M}$; son los costos del (*desarrollo planificación, módulo solar, inversores, estructuras, operación y mantenimiento O&M*).

a) *El costo anual del ciclo de vida (ALCC)*: Se evalúa para proporcionar un pago anual requerido P_a , para financiar el costo total del sistema a lo largo de la vida útil.

$$ALCC = LCC/P_a \quad (2.197)$$

b) *La producción anual de energía esperada (EE_{FV})*: Se define como el producto de la “*capacidad esperada del sistema E_w* ” y las “*horas de sol pico anual PSH*”:

$$EE_{FV} = E_w + PSH \quad (2.198)$$

c) *El Costo Unitario Estimado de la Electricidad EUCE*: Es para proporcionar una nueva informativa métrica y evaluar la rentabilidad de los SFV, interpretado por *ALCC* dividido entre la Producción Anual de *Energía Esperada Fotovoltaica EE_{FV}* :

$$EUCE = \frac{ALCC}{EE_{FV}} \quad (2.199)$$

Thomas, Max & Partners (2003), señalan que, también es importante comprobar el principio de autoridad de suministro que pagará para cualquier electricidad exportada ya que esto tiene un impacto en la economía del sistema FV. La respuesta puede variar de no pagar en absoluto una parte del costo de producción de la electricidad. En lo que habrá cargos adicionales significativos para el funcionamiento de un producto integrado, i.e., un SFCR debe ser también analizadas y revisadas opcionalmente. (pág.42).

Masters (2004), indica que, *“hay dos tipos de análisis económicos que deben hacerse. Primeramente, nos ayuda a tomar decisiones entre las diferentes opciones del sistema, y el otro ayuda a un comprador a decidir si la inversión vale la pena”*. (pág.542).

2.2.67 LOS COSTOS DE LA CONEXIÓN DE LOS SFCR

Neill & Stapleton (2012), indica que, antes de seleccionar cualquiera de los componentes, es necesario consultar al propietario con respecto a sus necesidades y las expectativas acerca de la cantidad de dinero que el cliente está dispuesto a pagar por el sistema y sobre todo el efecto del tamaño al igual que el sistema de medición. El sistema instalado es a menudo más grande para capitalizar junto con los rendimientos brutos de medición; cuando la medición neta está determinada, el consumidor podrá optar por un sistema más pequeño y decidir en invertir más dinero con el fin de reducir al mínimo el consumo de electricidad local y maximizar la energía exportada. (pág.115). Según, el informe de (Balcomb & Hayter, 2001), en la NREL, es donde realiza una revisión de las consecuencias financieras con programas disponibles para simulaciones de rendimiento en la energía FV, basados en tiempos por horas, son por lo general adecuada para la estimación económica de la energía que será producido durante un periodo de tiempo como en un año determinado a la valoración del coste – horario en kWh.

En un artículo publicado por la, *IEA-PVPS (2007)*, titulado “*COST AND PERFORMANCE TRENDS IN GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS AND CASE STUDIES*”. Se tiene los datos económicos, datos de rendimiento y los casos de estudio sobre los costos del SFCR de cada país.

Horn (2003), menciona que, “*un SFV, puede producir 5-6 kWh de electricidad por mes y cuesta hoy menos de \$1000, incluyendo los costos de instalación, capacitación del servicio a los usuarios y post venta (incluyendo aproximadamente 40% de impuestos)*”.

Los costes operativos de los SFV son comparativamente bajos. Un estimado del 2 al 3%, de los costos de inversión cada año se gastará en costos de funcionamiento, tales: como seguros, posible arrendamiento financiero, alquiler de contadores y reservas para reparaciones.

2.2.67.1 Los costos de la electricidad y los mercados

Según, (Mohamed, 2012), indica que, el costo de la electricidad generada por energía solar está disminuyendo constantemente, mientras que el costo de la electricidad convencional está aumentando. Los avances en la tecnología de células solares, la eficiencia de la conversión y la instalación del sistema han permitido que el SFV, consiga estructuras de costes competitivas con otras fuentes de energía pico. Los gobiernos subvencionan el despliegue de energía SFV con fines sociales. Según, (Gevorkian, 2012), señala que, “*la característica significativa del análisis econométrico de energía solar, es la metodología analítica de costos utilizados que debe tenerse en cuenta la contabilidad que es exclusivamente aplicable a la energía solar*”. (pag.46).

Jha (2010), indica que: “*Es importante que los módulos, las estructuras de montaje, y los inversores sean los objetos de alto precio, los accesorios restantes y componentes para el sistema costaría menos el 10% del coste total del sistema*”. (pág.2011).

- *En primer lugar:* Los costos de los SFV y los precios pagados por los consumidores de electricidad a la red no son uniformes entre los diferentes países.
- *En segundo lugar:* Los aumentos de precios de electricidad de la red en los próximos años no se pueden predecir con certeza, la adición a los factores seguramente influye en el costo de la electricidad FV, un costo que no es de ningún significado únicamente por la elección de los módulos y la cantidad de luz solar.

2.2.67.2 Las tarifas reguladas para propietarios de los SFCR

El primer problema con tarifas reguladas, se refiere a la diferencia entre los costos medios y los costos marginales (secundarios) (...), dependiendo de la estación y la hora del día. En particular, el costo de la utilidad del servicio a los niveles de la demanda máxima era normalmente mayor que la tasa promedio que enfrenta el cliente.

La paridad describe la situación en la que “*el precio pagado por la electricidad FV, es igual al precio cobrado por electricidad*”. Para estos modelos que sólo necesitan información sobre el balance energético donde se emplea un medidor de dos vías o bidireccional en (*kWh*). Asimismo, (Goetzberger & Hoffmann, 2005), señalan que, cuando hay una tarifa de retroalimentación, el propósito principal de un SFCR, es generar una cantidad óptima de energía eléctrica durante un tiempo determinado, generalmente en un año. Esta cantidad depende de la irradiación en un lugar en el que dicho SFV, está en funcionamiento con la calidad de los componentes utilizados (...). (pág.148).

En los países donde la legislación obliga a las compañías eléctricas a aceptar la generación que conecta a sus redes existe una tarifa para recompensar el *kWh.*, de origen FV, de modo que se inyecta el 100% de la energía producida.

- a) *Para clientes de BT:* Son aquellos que están comprendidos en (BT2, BT3, BT4, BT5, BT6) conectados a redes (<1kV).
- b) *Para clientes de MT:* Son aquellos que están comprendidos en (MT2, MT3, MT4) conectados a redes (>1kV y <30kV).
- c) *Para clientes de AT:* Son aquellos que están conectados a redes ($\geq 30kV$).

Tabla N° 2.33: Tarifas de conexiones postpago de BT 220V/380V.

Fases	Tipo	Subtipo	Potencia Conectada	Opción tarifaria	Área	Subterránea				
Monofásica	C1	C1.1	$P_c \leq 3kW$	BT5A	805	910				
				BT5B(2Hilos)	250	364				
				BT5B(2hilos)- Rural (1)	314					
				BT5B(3hilos)	267	372				
				BT5B (3 hilos)-Rural (1)	322					
		C1.2	$3kW < P_c \leq 10kW$	BT6	202	304				
				BT5A	859	914				
				BT5B (2hilos)	312	368				
				BT5B (3hilos)	321	376				
				BT6	256	308				
Trifásica	C2	C2.1	$P_c \leq 10kW$	BT5A	1542	1621				
				BT5B	503	585				
				BT6	318	402				
				BT2/BT3/BT4	2099	2184				
				BT5A	1597	1624				
		C2.2	$10kW < P_c \leq 20kW$	BT5B	558	585				
				BT6	373	406				
				BT2/BT3B/BT4	2250	2283				
				C3	C3.1	$20kW < P_c \leq 50kW$	BT5A/BT5B/BT2/BT3/BT4		2721	2855

Elaboración: Propia.

2.2.68 LOS INDICADORES DEL MERCADO FOTOVOLTAICO MUNDIAL

El actual modelo FV se sustenta en las elevadas tarifas que al igual que ha sucedido con otras tecnologías eléctricas de origen renovables se están reduciendo paulatinamente. Actualmente, el kWh de origen FV es mas caro que el convencional debido al precio del silicio, el 2009 el precio del silicio en los últimos años haya pasado de los 310€/kg a los 100€/kg. (Castells & Bordas, 2012, pág. 647). Según, (Anthony, Durschner & Remmers, 2006), mencionan que, el costo en el mercado mundial de las células solares ($sc - Si$), ($mc - Si$) en la actualidad es de aproximadamente 93%, sin

embargo, las nuevas tecnologías prometedoras como la (*CdTe*) está incrementando su presencia en ella. (pág.88).

Bhatia (2014), señala que, a partir del 2010 el precio de los módulos FV por MW ha rebajado en un 60% desde el verano de 2008, según *Bloomberg* las nuevas estimaciones de “*Energy Finance*” está poniendo la energía solar por primera vez en la competitividad con el precio al por menor de la electricidad en una serie de países. Existió una competencia en la cadena de suministros mejoradas en el costo nivelado de la energía solar, que amenaza el creciente dominio sobre las fuentes de generación de combustibles fósiles en pocos años. (pág.29).

2.2.68.1 La reducción de los costes de la energía fotovoltaica

Lynn (2010), indica que, uno de los aspectos más alentadores de la escena actual es la constante reducción del costo en los SFV. Con las continuas mejoras de las eficiencias en módulos, se están haciendo una contribución sustancial por encima de todo, en el volumen de producción en el estado de arte de las fábricas que utilizan las instalaciones altamente automatizados, que reducen los costos de fabricación. (pág.191). Asimismo, (Castells & Bordas, 2012), estimó que, en 2010 se fabricaron cerca de *6,000 MWp/año* en células de (*c – Si*) y *1,000 MWp/año* en células de película delgada. Los precios desde 2008 estimaron que el coste de la energía FV es de *80 c€/kWh* para zonas de clima templado y *40 c€/kWh* para zonas de alta insolación, por lo tanto hay que recorrer mucho trecho para igualar en lo posible ambas cifras.

Según, (Abdullah, 2013), explica que, los costos de energía FV han estado disminuyendo constantemente durante las últimas dos décadas, con una tasa de progreso promedio del 80% i.e., la reducción de costos del 20% por duplicación de la producción. Se predijo que, si se mantiene una tendencia similar, la electricidad FV puede llegar a ser

económicamente competitiva en un futuro muy cercano. Según, (Moselle, Padilla, & Schmalensee, 2010), informan, tres posibles escenarios para contribuir a los SFV y la electricidad:

- a) *El escenario líneal de base (Baseline Scenario)*: Menciona la proyección en el 2020, que la energía FV, aportaría el 4% del consumo europeo de electricidad.
- b) *El escenario de crecimiento acelerado (Accelerated Growth)*: Prevé cambios en el sistema eléctrico, con mejor cooperación de los servicios públicos y optimización de las cadenas de suministro fotovoltaicos para el 2020.
- c) *El escenario (paradigm Shift)*: Los SFV aportaría el 12% de la electricidad europea en el 2020, esto implica una rápida y generalizada adopción de tecnologías de una “Red Inteligente” junto con mejoras adicionales a través de la cadena de suministros FV.

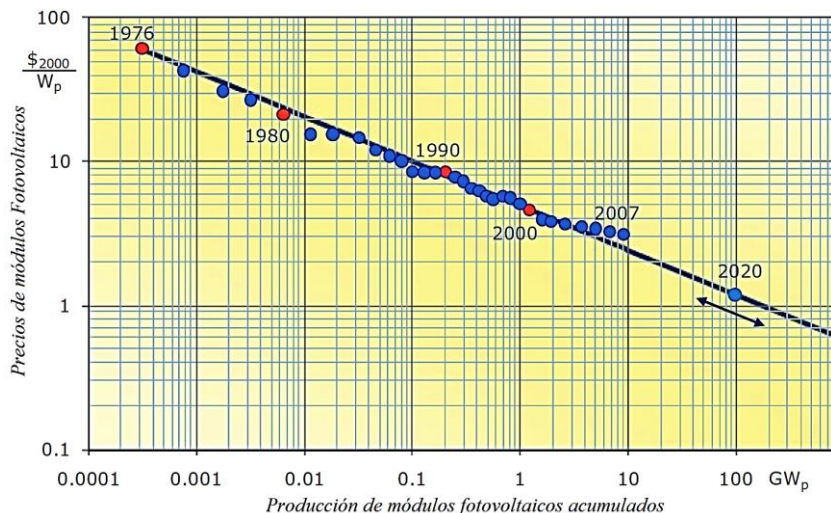
2.2.68.2 Análisis financiero de los módulos FV

Gevorkian (2012, pág. 46), menciona que, se pretenden proporcionar una evaluación detallada de los costos de un sistema de energía solar durante todo el ciclo de vida establecido. El ejercicio debe incluir paso a paso los valores de la energía SFV para cada año, los parámetros que influyen el coste, como el rendimiento de la operación, la degradación dinámica, el costo de la energía unitaria está estipulado por \$/kWh, es la escalabilidad de costos de la energía eléctrica de la red del proyecto; el perfil de descuentos para el incentivo basado en el desempeño, con la inversión de costo inicial, valor de salvamento y muchos otros factores que proporcionan el perfil anual de ingresos de energía solar durante todo el ciclo de vida del contrato (...).

Según, (Castells & Bordas, 2012), explica que, el precio afecta directamente a la magnitud de la instalación. Obviamente cuanto mayor sea la magnitud (GW_p), mas barata

resultará la instalación. Se tiene desde, 4,12 \$/Wp (20kW), 3,66 \$/Wp (50kW), 3,58 \$/Wp (100kW), 3,47\$/Wp (500kW) y 3,36 \$/Wp (1000kW).

Gráfico N° 2.26: Análisis del precio frente a la producción de los módulos FV.



Fuente: (Quaschnig, 2010, pág. 114).

2.2.69 EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

Dammert, Molinelli & Carbajal (2011), indican que: “*El mercado eléctrico peruano presenta características particulares derivadas en parte de los aspectos técnicos de la energía eléctrica y de la infraestructura necesaria para proveerla*”. (pág.65).

Según, (Horn, 2003), explica que, la extensión de la electrificación rural convencional, a través de la conexión a una red eléctrica cuesta hoy en día en el Perú un promedio de \$1000 por punto de conexión y este costo se incrementará significativamente en los próximos años, debido a que la población que aún no tiene conectado a la red eléctrica, están viviendo en regiones remotas o aisladas.

2.2.69.1 Características financieras peruana en el uso del SFV

Los autores, (Jaeger & Waldau, 2013), citado por (Green & Archer, 2015), señalan que, en el Perú en el año 2008, el D.L.Nº 1002 (2008 – 05 – 02), estableció que al menos el 5% de la electricidad debe ser suministrada a partir de fuentes renovables para

el año 2013. Según, (Luque & Hegedus, 2003), “*Se refiere a las características de consideraciones esenciales en la financiación de las aplicaciones de uso final, más allá de los problemas de crédito estándar como de crédito de la solvencia del prestatario*” (pág.1077). De acuerdo al informe *OSINERGMIN 2007*, cerca de 1/3 de los hogares peruanos consumen en el rango de *31 - 100 kWh/mes*. El principal uso de esta electricidad es para la iluminación y en menor grado es para telecomunicaciones (*Radio, TV, teléfonos celulares*).

2.2.69.2 Los incentivos económicos fiscales en el Perú

Ferreira & Asturias (2015), indican que, en el Perú el incentivo fiscal más importante es la depreciación acelerada de 20% sobre el impuesto de renta a la maquinaria, equipos, instalaciones y operación de los sistemas de *Energías Renovables Conectados a la Red*, definido en el *D. L. N°1058, (2008)*. Además de dichos incentivos fiscales están en el *Programa Pro Inversión del Perú* que busca dar incentivos económicos adicionales para promover los proyectos de generación eléctrica. (pág.193).

Neill & Stapleton (2012), mencionan que, en algunos países (*especialmente EE.UU.*), los incentivos fiscales están disponibles; éstas incluyen créditos fiscales y exenciones (privilegios) de impuestos y pueden ser otorgados sobre la base de los costes de la inversión (*costes del sistema y/o instalación*) o en la electricidad generada por el sistema. Los incentivos fiscales pueden referirse a una variedad de diferentes impuestos incluyendo a la propiedad, las ventas o los bienes y servicios (*GST*), impuestos personales, de importación y de sociedades. Los incentivos fiscales pueden ser una cantidad fija, un porcentaje del costo total, o una cantidad por unidad de producción de energía. (pág.186).

2.2.70 LAS LIMITACIONES Y BARRERAS

Según, (Colmenar, *et al.*, 2015), menciona que, las barreras técnicas tienen que ver con la conexión a la red eléctrica, en el caso de la generación distribuida será normalmente en media y baja tensión ya que las normativas particulares de las empresas eléctricas en temas técnicos, tales como, la aparamenta exigida, los equipos de medida, los temas de protección, seguridad de suministro, etc., con unos costes asociados, en algunos casos pueden llegar a ser importantes. Las principales partes de interés (*promotores, productores, instaladores y los operadores del sistema de distribución*), tienen identificado varios obstáculos o inconvenientes para el pleno desarrollo de las tecnologías distribuidas, principalmente para el caso de las energías renovables. Esto hace que en diferentes ocasiones se pueda considerar que existen unas exigencias exageradas para poder interconectarse a la red de distribución. La red de distribución tiene una alta impedancia de cortocircuito (*red débil*) en comparación con la red de transporte (*red fuerte*) y si a esto se une los bajos niveles de tensión en la misma, la generación distribuida conectada puede afectar significativamente a estas redes y también a las pérdidas de energía.

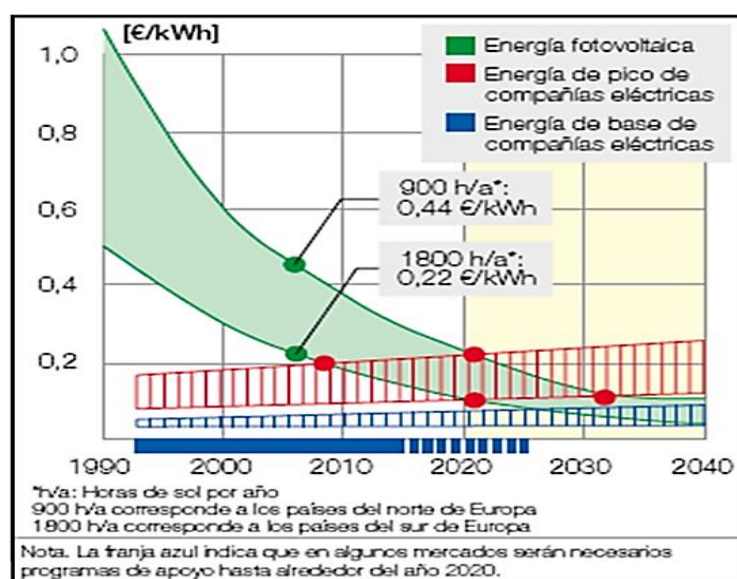
Las barreras o limitaciones de tipo económico están relacionadas también con los costes que las empresas eléctricas cobran a los productores por varios tipos de conceptos, una referencia inicial es al coste de conexión, y otro relacionado con las modificaciones necesarias para poder evacuar la energía a la red. (...). Pero últimamente se han cuestionado los costes de las distribuidoras que cobran por los estudios ya que han sido definido como ilegales. Por otra parte, los costos de conexión deben de estar justificados, teniendo unos costes unitarios de mercado, que no corresponden con los utilizados, evitando de este modo una forma de retribución indirecta más de las distribuidoras. Este

último puede llegar a solucionarse con la implantación de un coste predeterminado por la administración concesionaria. (Colmenar *et al.*, 2015, pág. pp).

2.2.71 EL DESARROLLO DE LOS MERCADOS EN LOS SFVA Y LOS SFCR

En la publicación anual de la IEA, (2016), “*Renewables Information*” proporciona los enfoques y políticas en el análisis del mercado y sectores de la industria de las energías renovables donde reúne las estadísticas básicas globales compiladas por la IEA. Se da prioridad a los países miembros de la *Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos* – OCDE OECD. Para el suministro de electricidad para comunidades fuera del sistema interconectado el gobierno peruano desarrolló el Plan Nacional de Electrificación Rural - *PNER, 2009-2018 DGER, 2009*.

Gráfico N° 2.27: Curva de (€/kWh) con respecto a la valoración útil del GFV.



Fuente: (EPIA, 2011, pág. 34).

Lynn (2010), menciona que, la introducción en el mercado por una nueva tecnología depende normalmente en gran medida de la economía. Los compradores potenciales de los SFCR, los cuales han llegado a dominar el mercado mundial, desean saber los costos de electricidad solar para generarla, e.g., si estamos considerando la instalación de un SFV en el tejado, ¿cómo funciona el costo de la unidad de electricidad que sería en 1kWh,

comparando con el precio que se cobra por el servicio público local?, lo hace parecerse a una inversión atractiva. (pág.192).

2.2.71.1 La oferta y la demanda de la electricidad

Sencan & Akarslan (2012), indican que: “*La oferta y la demanda se depositan en el mismo costo marginal de kWh, de electricidad. Así, el mercado de productores al por mayor de electricidad consiguen al mismo precio con el kWh, que es el costo marginal de la electricidad*”. (pág.239).

2.2.71.2 Impuesto de valor agregado (IVA)

El impuesto indirecto al consumo denominado valor agregado (IVA) o (IGV), en inglés (VAT), se aplica en cada una de las etapas de la cadena de producción y distribución de bienes y servicios en un 17-18%. Según el informe de la BCN (2015), en los países de Latinoamérica se aplican tasas diferenciadas de IVA a las mismas categorías en las importaciones y exportaciones; venta de servicios, suministros de productos y equipos de energías renovables convencionales y no convencionales.

2.2.72 LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA A PARTIR DE LOS SFCR

Los principales límites del desarrollo e implantación de las energías renovables es su coste económico (...). por ello es un inconveniente enfrentarse a un mayor coste económico comparado con el de las tecnologías convencionales. Muchas de ellas por la mayoría de la sociedad son muy elevada y en el mejor de los casos se estabiliza, a medida que pasa el tiempo. En el informe de, (Ventre *et al.*, 2001), mencionan que, ha habido un resurgimiento en el interés de la reducción de costos en los SFCR. La influencia más importante cabe al inicio de la desregulación de servicios eléctricos con los programas nacionales en la iniciativa de un millón de techos solares y numerosos programas de

incentivos, estatales para fomentar el uso de la energía FV. Sin embargo, el uso de múltiples funciones de los módulos FV es conveniente como material de sustitución de los techos, lo cual reduce al mismo tiempo los costes del techo y los gastos de la electricidad, sino de otro modo sería comprado a precios comerciales (...). *“El objetivo es producir los costos de energía más bajos posibles con el fin de ser capaz de competir con los precios actuales de la electricidad. Se presta poca atención a las características ópticas, la estética, etc”*. (Vesselinka, Hezel, & Adolf, 2008, pág. 190).

Goetzberger & Hoffmann (2005), indican que, el precio de la electricidad FV es todavía superior al precio de la energía convencional. Esto se debe principalmente a la gran inversión inicial en el SFV. (pág.184). Según, (Castells & Bordas, 2012), explican que, una comparación más justa y acertada sería aquella que equiparase todas las tecnologías en igualdad de condiciones, i.e., considerando que todas se encuentran totalmente desarrolladas y demostradas y que todos los costes normalizados de la electricidad generada también conocido como (*Levelized Electricity Cost – LEC*), se incluyan a lo largo de la vida útil de las diversas tecnologías. Actualmente el peso preponderante en la generación de la energía útil lo tienen las energías convencionales. En el futuro esta tendencia tiene que ir a la baja a base de promocionar las energías renovables. Como por *“e.g., en el caso de las centrales de ciclo combinado operando con gas natural, se puede considerar que el LEC asociado irá en aumento, puesto que el combustible cada vez irá en aumento y será más caro y su extracción será cada vez más complicada”*.

2.2.73 LOS COSTOS DEL CAPITAL EN LOS SFCR

Neill & Stapleton (2012), indican que, la compra por adelantado de todos los equipos del SFV, incluyendo equipos de equilibrio del sistema constituye

aproximadamente el 80%, del costo total del sistema. Los módulos son el artículo más caro, pero los inversores, aún pueden ser costosos y van desde $US\$500/kW$ a $US\$2000/kW$. Los inversores más pequeños se utilizan generalmente en aplicaciones residenciales que se encuentran en el extremo más caro debido a que son menores. El 20% restante del costo del sistema es para la instalación real excluyendo el costo de mantenimiento en curso. (pág.181).

2.2.74 LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO O&M DE UN SFCR

Según, (Neill & Stapleton, 2017), señalan que, las actividades de O&M se centran en maximizar los ingresos que pueden derivarse en la pérdida de eficiencia del SFV, como fallas del sistema, tiempo de inactividad del equipo u otras causas. A menudo el propietario del sistema utilizará los servicios de un contratista especializado de O&M y el acuerdo donde definirá claramente el alcance de los servicios cubiertos, como los costos asociados y las responsabilidades. Es imprescindible que todos los aspectos de O&M se especifiquen como parte de los documentos de planificación del proyecto desde su inicio. (pág.173).

Neill & Stapleton (2012), indican que, el coste de O&M de la inversión por lo general se calcula cerca de un 1% anualmente. El mantenimiento debe llevarse a cabo de 6 – 12 meses; si los módulos y el inversor son instalados correctamente, entonces el costo de mantenimiento debe ser mínimo. (...), la mayoría de los módulos están cubiertos por una garantía de 20 – 25 años, si se produce un fallo prematuro es posible sustituir o reparar los módulos de forma gratuita. Es probable que los inversores requieran reparación durante su vida útil; en general tienen una garantía de 5 – 10 años. (pág.181). Acotando con, (Goetzberger & Hoffmann 2005), normalmente, “*en un SFV con*

dimensiones de 3 a 5 kWp, casi no se necesitan de un mantenimiento mecánico. Mientras que los SFV con una potencia nominal mayor que 5kWp, debe ser controlado periódicamente cada 03 años”.

2.2.74.1 Tendencia y proyección en el coste de los materiales del SFCR

Neill & Stapleton (2012), menciona que, los costes de materiales y la mano de obra, podría no ser rentable para muchos porque los sistemas de redes de conexiones pequeñas o medianas están regidos bajo las leyes y reglamentos de la planificación y deben ser respetadas, esto puede incluir una aplicación de sanciones de las autoridades locales. El sistema debería ser ubicada fuera de los límites del lugar establecido y un topógrafo puede ser necesario para ello. (pág.94).

2.2.74.2 Los costos de reposición de los SFCR

Neill & Stapleton (2012), indican que, algunos sistemas y componentes pueden no durar tanto como los paneles y requerirán reemplazo. Los inversores tienen garantías, pero pueden ser reparados en su mayoría dentro de un periodo limitado (...). Los diseñadores deben preguntar al fabricante acerca de la vida útil del inversor que se están instalando en el sistema. Si es menor que la vida esperada, entonces debe tenerse en cuenta el cálculo del coste por reemplazo. Otro componente puede requerir el reemplazo o reposición como los equipos de monitoreo, los diodos bypass, cables, tomacorrientes, etc. (pág.181).

Los costos anuales de operación y mantenimiento, así como el valor actual neto de cada componente se calculan utilizando la siguiente fórmula.

$$FV = \frac{A}{1+i} + \frac{A}{(1+i)^2} + \dots = \sum_{i=1}^n \frac{A}{(1+i)^n} = \frac{(1-i)^n - 1}{(1+i)^n i} A \quad (2.200)$$

Dónde:

FV , es el valor presente en (S/. ó \$).

A , inicialmente el capital invertido a largo plazo en (S/. ó \$).

i , tasa de interés y de descuento anual (%).

n , tiempo de vida en años de la planta fotovoltaica.

Según, (Agus *et al.*, 2015), mencionan que: “*Los costes de operación y mantenimiento de los SFCR denominados O&M son una función del costo de limpieza del panel y del reemplazo del inversor*”. La correlación se determina en la siguiente ecuación:

$$C_{O\&M,SFV} = P_{limpieza} + P_{(Inv.)} \quad (2.201)$$

$$P_{(Inv.)} = U_{inv} W_p (1 + i)^{-y} \quad (2.202)$$

Donde:

$P_{limpieza}$, es el VAN del costo de limpieza del Panel FV.

$P_{(Inv.)}$, es el VAN del costo de reemplazo del inversor.

U_{inv} , es el costo unitario electrónico en \$/Watt.

y , es la diferencia entre la hora actual y la fecha cuando se reemplaza los componentes electrónicos.

W_p , es la potencia de la célula solar en (Watts).

2.2.75 EL MANTENIMIENTO Y EL PLAN DE FUNCIONAMIENTO

La normativa *EN 13306*, fue aprobada por el comité CEN el 7 de marzo del 2001, y su contenido versa sobre las diversas definiciones existentes respecto a fallos y sus causas, degradaciones, etc. El correcto funcionamiento de una instalación FV, resulta conveniente un plan para lograr una gran fiabilidad y prevenir problemas que puede verse afectado por el envejecimiento de los equipos y por el uso indebido o malintencionado de las instalaciones. comprende el conjunto de actividades de inspección y un inventario de infraestructuras equipos y utensilios, control, comprobación, revisión, clasificación o

reparación que tienen como objetivo restaurar o conservar los equipos y materiales en las condiciones apropiadas para que puedan cumplir con normalidad las funciones que se tienen asignadas. “Si la instalación de SFCR es de potencia inferior a 5kWp, deberá realizarse una visita una vez al año como mínimo, mientras que si es de potencia superior a 5kWp, deberá realizarse una visita cada 6 meses a la instalación.

2.2.75.1 El mantenimiento preventivo

Permite mantener las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de una instalación SFV, con la finalidad de prever problemas menores y anomalías en el funcionamiento de la instalación. Consistiría en inspeccionar visualmente los distintos equipos como: inversores, módulos solares y dispositivos de protección.

2.2.75.2 El mantenimiento correctivo

Es la que se realiza con el fin de reparar o sustituir los elementos de un SFV, a partir de la detección de una falla o deterioro. Tiene la finalidad de erradicar la anomalía que se ha producido, la cual puede generar un mal funcionamiento. Dentro de esto, tenemos dos grandes grupos de mantenimiento correctivo; planificado es la “*corrección de la avería*” y no programado “*supone la reparación de las averías*”.

2.2.75.3 Mantenimiento predictivo

Relaciona una variable física con el desgaste o estado de una máquina. Se basa en la medición, seguimiento, monitoreo de parámetros y condiciones operativas de una instalación (...). Evaluamos el estado de los componentes mecánicos y eléctricos, mediante técnicas de seguimiento y monitorización, permitiéndose programar las operaciones cuando son necesarias.

Tabla N° 2.34: Organización del mantenimiento del SFCR.

<i>Organización del mantenimiento</i>	<i>Generador fotovoltaico</i>	<i>Inversores, medidores acumuladores de energía</i>	<i>Protecciones cableados y Puestas a tierra</i>
<i>Mantenimiento Preventivo</i>	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Prevención de anomalías de las conexiones FV.</i> - <i>Prevención en el desgaste y/o oxidación de las estructuras de montaje.</i> - <i>Realización de un informe técnico de cada una de las visitas.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Prevención en las anomalías eléctricas CC/CA.</i> - <i>Prevención y cuidados de estado de los medidores y contadores FV.</i> - <i>Prevención en el desgaste de las baterías de acumulación.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Ayuda a la prevención del desgaste de los componentes FV (Cables de tomas a tierra, reapriete de bornes, pletinas, transformadores, uniones, limpieza, de los componentes etc.</i>
<i>Mantenimiento Correctivo</i>	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Reposición de módulos deteriorados.</i> - <i>Reposición de cableados dañados por cortocircuitos.</i> - <i>Reemplazo de partes oxidadas y móviles (tuercas, pernos), etc.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Reposición de los componentes de funcionamiento de los inversores dañados.</i> - <i>Reposición de medidores o adquisición de nuevos contadores por un periodo limitado.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Reposición y reemplazo de cableados después del su ciclo de vida.</i> - <i>Sustitución de fusibles FV, fusibles de CGP.</i> - <i>Sustitución de descargadores, interruptores dañados.</i>
<i>Mantenimiento Predictivo</i>	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Detección y monitorización de los módulos FV.</i> - <i>Observación de las estructuras y/montajes de aluminio de los soportes bastidores, racks etc.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Monitorización de la capacidad de potencia del Inversor.</i> - <i>Monitorización y control en el contador de energía.</i> - <i>Monitorización en la descarga y carga de las baterías autónomas.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Verificación de las conexiones de puestas a tierra y barras equipotenciales, en casos de desgastes.</i> - <i>Verificación y protección de conductores FV.</i>

Elaboración: Propia.

El plan es organizar y controlar las pruebas de seguridad y funcionamiento y la puesta en servicio de las instalaciones SFV, ajustando los equipos y elementos de regulación y control establecidos de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Procedimientos operacionales normales.
- Plan de seguridad.
- Plan de protección del medio ambiente.
- Plan de repuestos.

- Plan de reparaciones.
- Plan de programa de mantenimiento.

2.2.76 PUESTA EN MARCHA DEL SFCR

Se tiene la normativa *UNE-EN 62466*¹²⁵, da los resultados en la verificación e inspección en la etapa final del montaje de una instalación FV la puesta en marcha “*Start-Up*”. Es muy recomendable la elaboración de un “manual de puesta en marcha” para fijar y estandarizar los procedimientos a seguir antes de poner en funcionamiento la instalación y entregarla al usuario.

- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Determinación de la potencia instalada (kW).

2.2.77 AMORTIZACIÓN Y VALORACIÓN DE COSTOS DE UN SFCR

El costo de instalación del SFV es extremadamente intensivo en capital. Aparte de los costos de capital hay varios parámetros que afectan el costo de la electricidad generada por los SFV (*tasa de interés, el servicio de instalación, etc*). Según, (Masters 2004), menciona que, una forma sencilla de estimar el coste de la electricidad generada por una instalación FV, es tomar un préstamo para pagar por el sistema y luego mediante pagos anuales divididos en *kWh*, las tarifas anuales son entregados en $\$/kWh$. (pág.545). Si una

¹²⁵ UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema

cantidad de dinero en (P) \$, es prestado durante un período de (n) años a una tasa de (i) *Fracción decimal/año*, entonces los pagos de préstamos anuales por (A) \$/año, será:

$$A = P \cdot CRF(i, n) \quad (2.203)$$

Cuando $CRF(i, n)$ es el factor de recuperación del capital dado por:

$$CRF(i, n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2.204)$$

Neill & Stapleton (2012), señalan que, la valoración de una instalación FV es un proceso importante que permite la comparación entre los sistemas. El método preferido para evaluar el costo de capital de una instalación fotovoltaica es en ($\$/W$), y como tal sólo se fija en el costo inicial del sistema. (pág.182). Utilizando la siguiente fórmula:

$$\frac{S}{W} = \frac{\text{Costo inicial de la instalación fotovoltaica}(\$)}{\text{Calificación de la potencia máxima de la instalación fotovoltaica} (W)} \quad (2.205)$$

2.2.77.1 La recuperación simple e incentivos financieros y fiscales

Neill & Stapleton (2012), menciona que, los SFV es deseable en donde se puede calcular la recuperación del tiempo en la inversión, es decir, el número de años que un sistema necesita pagarse por sí solo. Esta sección delinearé cómo calcular el período de recuperación y los incentivos financieros que se puede mejorar. (pág.182).

$$PRS = \frac{C - IG}{(C_e + C_{cap} + C_{Ren} + C_{gei}) - (C_{o\&m} + C_{elec})} \quad (2.206)$$

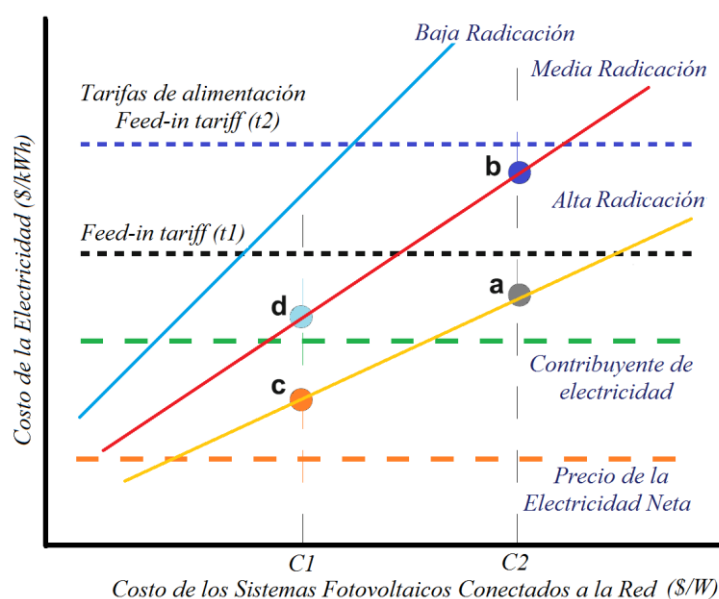
El método más simple para el examen de los aspectos económicos de los SFCR, es el método de recuperación simple (PRS). Las personas se han interesado en el periodo de recuperación de la instalación.

$$\text{Tiempo (Años)} = \frac{\text{El costo del Capital} (\$)}{\text{Los ahorros por la compra de la electricidad recuperados} (\$)} \quad (2.207)$$

2.2.78 EL SISTEMA DE TARIFAS DE ALIMENTACIÓN (FEED IN TARIFF)

Neill & Stapleton (2012), señalan que, es una forma de adquisición monetaria para la alimentación de la energía eléctrica generada por los SFCR. Los (FiT) suelen financiarse mediante un gravamen (impuesto) añadido a todas las facturas de electricidad. (...). (pág.182). El sistema *Feed-in tariff (FiT)*, en algunos países, provincias o ciudades se impulsa con las “energías renovables convencionales ERC y no convencionales ERNC”, mediante un instrumento normativo que busca establecer una tarifa especial (*precio o sobre-precio*) por cada unidad de la energía eléctrica mediante fuentes renovables inyectada a la red. Tanto el gobierno nacional, provincial o municipal y las empresas eléctricas intervienen en el precio al que se le compra la energía al generador. Este sistema le permite al proveedor realizar las inversiones necesarias para llevar adelante un negocio con ingresos superiores a sus costos, teniendo la seguridad de que le será comprada a un precio subvencionado para poder recuperar la inversión inicial. (Leyton, 2010).

Gráfico N° 2.28: Costo de la electricidad con respecto a los SFCR.



Fuente: (Mir-Artigues & Del Río, 2016).

Según, (Mir-Artigues & Del Río, 2016), el siguiente paso analítico implica reunir las variables claves que influyen en el costo y la inversión ($\$/kW$), el costo de generación ($\$/kWh$) y el nivel de radiación (W/m^2). Se incluye dos tarifas preferenciales hipotéticas, correspondientes en diferentes momentos, el precio de (kWh) en el mercado mayorista (t_2) y minorista (t_1), (i.e., *el que paga la mayoría de los consumidores de electricidad*). Se han asumido tres niveles de radiación con el nivel mas alto cerca del eje (x), ya que los costos de generación son mucho más bajos con un nivel de radiación más alto. Para una correcta interpretación de la figura, se supone que el costo de la inversión disminuye con el tiempo, es decir hay movimiento a lo largo del eje horizontal hacia el origen de la coordenada. Por lo tanto, (C_2) representa una planta más antigua que (C_1). En el caso de (C_2) el costo de generación es rentable para niveles de radiación altos (a) y los medios en (b), aunque, dado el arancel preferencial, las plantas ubicadas en zonas de alta radiación son mucho más rentables. Cuando los costos fueron (C_1) el FIT bajó y solo es necesario para plantas ubicadas en lugares con nivel medio de radiación solar (d) ya que los costos de aquellos ubicados en lugares con mayor radiación son más bajos que el precio pagado por los contribuyentes en (c). En este caso hipotético, la generación en áreas con bajos niveles de radiación no es económicamente viable (excepto en lugares que están lejos de la red).

Los *FITS* según, (Neill & Stapleton, 2012), pueden estructurarse de dos maneras diferentes:

- a) *Los (FITS) en bruto*: Significa la totalidad de la electricidad generada de una manera independiente si se utiliza en la casa.
- b) *Los (FITS) en neto*: Sólo la electricidad que se exporta a la red recibe el ajuste. Algunos FITS netos son ajustados en el tiempo de uso, i.e., si el cliente está fuera de casa durante el día, mientras que el SFV, está produciendo electricidad, entonces

el cliente recibe incluso más energía por la noche que lo que produce durante el día.

Otros FITS netos van por la cantidad total de energía producida a comparación de la cantidad consumida (*cuando el consumo es irrelevante*).

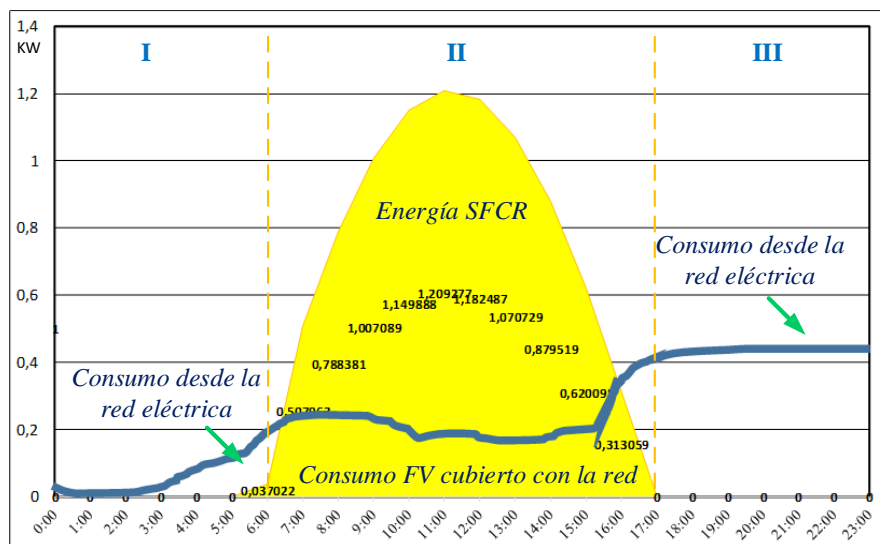
2.2.79 LA VENTA DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA A LA RED

Según, (Pantoja, 1987), refiere que, desde el punto de vista económico, existe la posibilidad de vender los excedentes de energía (*autoproductores*) y comprar sus déficits. En el caso de interconectarse a la red es importante destacar el valor horario de la energía, y llegar a plantear la alternativa de acumular energía convencional por la noche para atender al mínimo una carga no-desplazable (*recuperable*) sin tener que adquirirla en los momentos de mayor coste. (pág.431).

$$\text{Consumo Total} = \text{Consumo FV con la red} + \text{consumo desde la red}$$

$$\text{Producción Total} = \text{Consumo FV con la red} + \text{Energía SFVR}$$

Gráfico N° 2.29: Balance neto de la energía vertida a la red.



Elaboración: Propia.

Haberlin (2012), menciona que, en esta configuración, se paga la cantidad exacta de un kWh a la empresa propiedad de la red eléctrica consumida. La cantidad muestra la utilización en los SFV, que están subvencionados a través de los precios de la electricidad,

el propietario de la red FV recibe el cobro ajustado por la electricidad vendida al servicio público local. En tales casos, la compañía eléctrica local adquiere toda la energía producida a un precio subvencionando al propietario que se facturará por el uso de la electricidad normal, que es más bajo que el precio de lo normal. Este tipo de disposición se introdujo por primera vez en *Suiza, en 1991*, a través del llamado modelo de “*Burgdorf*” y ha estado en uso en toda Alemania desde la Ley de Energía Renovable (*EEG*). (pág.263).

2.2.80 LA INVERSIÓN FINAL DE LOS SFCR

2.2.80.1 Valor Actual Neto (VAN)

Caamaño (1998), indica que: el “*valor actual neto (VAN)*” y/o “*Net Present Value*”(NPV), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuras, originados por una inversión. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto. La tasa que se aplica es la tasa de descuento (r), y en este caso, ya que el proyecto tiene una vida útil de 25 años, se estima con el valor del bono español a 30 años 7,01%. (pág. 93).

$$VAN = -C_o + \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^n} \quad (2.208)$$

Donde:

C_i , representa la diferencia entre ingresos y egresos (flujo de caja).

C_o , es el valor de la inversión o desembolso inicial.

r , tasa Mínima de Retorno.

i , es el periodo a considerar(1,2, ... , n).

Si $VAN > 0$: El proyecto es rentable.

Si $VAN \leq 0$: El proyecto no es rentable.

2.2.80.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Goss Cole *et al.*, (2014), señala que, los desarrolladores de sistemas de energía solar fotovoltaica tendrían beneficio de la predicción en la producción de energía y la TIR. Una reducción en la predicción de la incertidumbre dentro de los límites de confianza ayudaría en asegurar la financiación del menor costo, lo que contribuye a la unidad de la paridad de red en la industria solar. (pág.410).

$$TIR = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} = 0 \quad (2.209)$$

2.2.81 EL MARCO LEGAL DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Díaz & Carmona (2012), señala que, existe un considerable número de normas elaboradas por los diferentes organismos nacionales e internacionales para los componentes de todos los SFV, (pág.171). La normativa legal que afecta a la energía solar FV se puede dividir en dos grupos, la normativa aplicable a la generación y tarifación y a la instalación solar FV. El sistema y el equipo deberán cumplir con las normas y especificaciones internacionales con la *ANSI/IEEE, IEC, BS, VDE, NEMA, NESC, ASTM, NFPA, NEC, etc.*, en este caso también se tienen los estándares indios elaborados por la (*Ministry of New and Renewable Energy – MNRE*) se encuentran disponibles para todos los modelos, aplicables, dichas normas son parecidas y más estrictas que las normas globales adaptables.

➤ *El Real Decreto 1699/2011*: De 18 de noviembre, por lo que se regula la conexión a red de las instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Además de la normativa técnica, en las instalaciones conectadas a la red hay que considerar la existente en cuanto a la tarifación al respecto.

➤ *La orden ITC/1857/2008*: De 26 de junio, para revisar las tarifas eléctricas a partir de 1 de julio de 2008.

- El *Real Decreto 1578/2008*: De 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar FV, para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del *RD. 661/2007*.

2.2.82 MARCO LEGAL DE INVERSIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL PERÚ

- a) El *D.S. N° 018-2016*: Es el decreto supremo que modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas - Reglamento de Transmisión, y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad. Se consideran los siguiente:
 - El *D.L. N° 25844* establece normas que regulan las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.
 - El *D.S. N°009-93-EM*, se aprobó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, con la finalidad de aplicar los procedimientos establecidos en la referida ley.
- b) En el *D.L. N°1221*, se modificaron diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas con el objetivo de garantizar la ampliación efectiva de la frontera eléctrica en el ámbito nacional y el suministro de energía eléctrica con estándares de calidad, seguridad, manteniendo la sostenibilidad del mercado eléctrico.
- c) El reglamento de transmisión *Ley N°28832*, aprobado por el *D.S N° 027-2007-EM*;
- d) El reglamento de usuarios libres de electricidad, aprobado por el *D.S. N°022-2009-EM*.
- e) El reglamento de la generación de electricidad con energías renovables, *D.S. N°973*.
- f) La ley que establece el beneficio de la depreciación acelerada para proyectos hidroeléctricos y otras renovables, *D.L.N° 1058 (Junio 2008)*.
- g) Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, *D.L.N° 1002 (Mayo 2008)*.

h) Guía de Instalación de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos (*SFD*).

2.2.83 EPÍLOGO

La gestión de la energía encarna dentro de la ingeniería en el diseño y las aplicaciones, en cierta medida están dentro de la operación y mantenimiento de dichos sistemas, que proporcionan el uso óptimo de la energía eléctrica. El paso más importante en la energía es el proceso de gestión como la identificación y el análisis de la conservación de oportunidades de energía, por lo que es una función técnica y de gestión. El enfoque a controlar registra, analiza y examina críticamente, el control de la energía que fluye a través de los SFV, de manera que se utiliza con la máxima eficacia. La gestión de la energía se ha convertido en un tema importante en los últimos tiempos en que muchos de los servicios públicos de todo el mundo, resulta difícil satisfacer las demandas de energía que conducen a cargar problemas de vertimiento y calidad de la energía. Una gestión eficiente de la energía en el sector residencial, comercial e industrial pueden reducir los requerimientos de energía y por lo tanto dar lugar a un ahorro en el coste de la energía consumida, que también tiene efectos positivos de impacto en el medio ambiente (...). (Papadopoulou, 2012, pág. 99).

2.3 HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

2.3.1 HIPÓTESIS GENERAL

Es factible determinar a priori partiendo desde los antecedentes hasta el complemento de las bases teóricas el comportamiento de los SFCR, frente a los menoscabos en el acceso solar y energético para las viviendas y edificios de la ciudad de Puno, en la rentabilidad y la disminución del consumo eléctrico.

2.3.1.1 Hipótesis específicas

- Se obtiene la variación de datos estimados de la radiación solar dentro del entorno urbano en las horas solar pico - HSP, frente a las inclemencias de la naturaleza tanto en la temperatura como en el viento.
- Se tendrá la determinación de los modelos de cálculos en el tipo de instalación adecuada dentro de las viviendas y edificios al margen del máximo consumo tanto monofásico y trifásico (1kW-30kW) de la energía eléctrica fotovoltaica.
- Se tendrá la determinación de la potencia del generador resultante adecuada para la producción mensual y anual de un SFCR.
- Se tendrá los resultados en la reducción de costes de consumo energético de la energía fotovoltaica con la interconexión eléctrica descritos en cuadros.

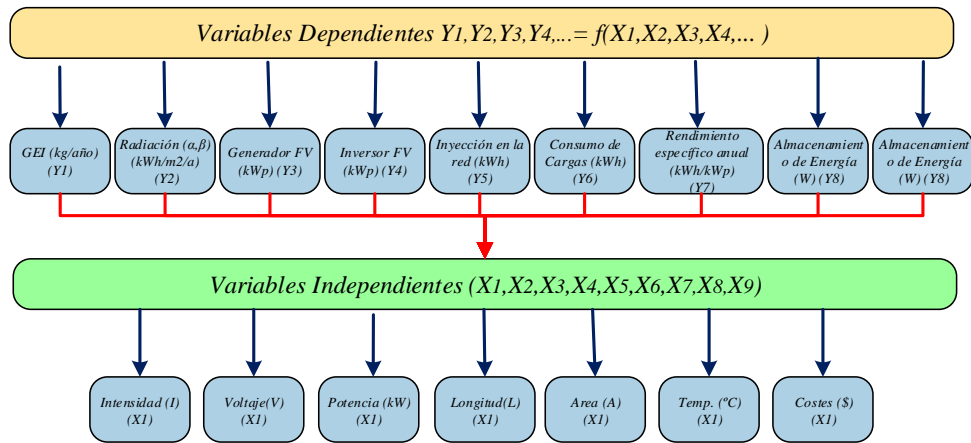
2.4 OPERACIONALIZACIÓN DEL TIPO DE VARIABLES SEGÚN SU FUNCIÓN

La operacionalización de variables constituye una fase intermedia en el proceso de la investigación. “*Antecede al diseño en la indagación empírica*”, siendo a su vez consecutivo a la formulación del problema de estudio. Una vez efectuada la operacionalización de las variables y definidos los indicadores, es hora de seleccionar las técnicas e instrumentos de recolección de datos pertinentes para verificar las hipótesis o

responder a las interrogantes formuladas. Todo en correspondencia con el problema, los objetivos y el diseño de investigación.

- a) *Variables independientes (X)*: Son aquellas variables cuyos atributos influyen en los que adopta una segunda variable (*la dependiente*)
- b) *Variables dependientes o criterio (Y)*: Son las variables cuyos atributos dependen de las variables independientes. Ambos tipos de variables corresponden a los objetivos de la investigación.

Esquema N° 2.35: Operacionalización de las variables dependientes e independientes.



Elaboración: Propia.

Tabla N° 2.35: Operacionalización de variables Independientes.

<i>Variables independientes</i>		
<i>Variables</i>	<i>Dimensiones</i>	<i>Indicadores</i>
<i>Intensidad</i>	(I)	<ul style="list-style-type: none"> - Módulos e Inversores, conductores, etc. - Superficie - Valor económico (capital)
<i>Voltaje</i>	(V)	
<i>Potencia</i>	(kW)	
<i>Tiempo</i>	(h)	
<i>Metros</i>	(m)	
<i>Área</i>	(m ²)	
<i>Temperatura</i>	(°C)	
<i>Costes</i>	(\$, S/.)	
<i>Porcentaje</i>	(%)	

Elaboración: Propia.

Tabla N° 2.36: Operacionalización de variables dependientes.

<i>Variables dependiente</i>			
<i>Objetivos Específicos</i>	<i>Variables</i>	<i>Dimensiones</i>	<i>Indicadores</i>
1) <i>Determinación de la radiación solar con respecto a la orientación e inclinación incidente para cada uno los generadores fotovoltaicos.</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Radiación solar - Temperatura - Viento 	(kWh/m ²) (C°) (m/s)	<ul style="list-style-type: none"> - Parámetros de orientación e Inclinación. - Estructuras de soporte
2) <i>Determinación y desarrollo del cálculo en la selección de los componentes fotovoltaicos.</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Potencia del generador FV resultante. 	(kWp)	<ul style="list-style-type: none"> - Módulos FV de c-Si monocristalino y policristalino de (250W c/u). - Inversores FV monofásicos y trifásicos
3) <i>Determinación del balance energético de la instalación fotovoltaica conectados a la red pública de baja tensión.</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Rendimiento específico anual. - Performance - Producción energética FV. - Eficiencia FV 	(kWh/kWp) (kWh/kWp/año) (kWh/año) (%)	<ul style="list-style-type: none"> - Determinación de los datos de instalación de los SF CR
4) <i>La realización final de un estudio técnico económico en la reducción tarifaria del consumo de la energía convencional con la energía renovable.</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Costo del capital de la instalación FV - LCOE 	(S/./W)o(\$/W) (\$/kWh)	<ul style="list-style-type: none"> - Resumen de pagos. - Remuneración y ahorro. - Consumidores

Elaboración: Propia.

CAPITULO III

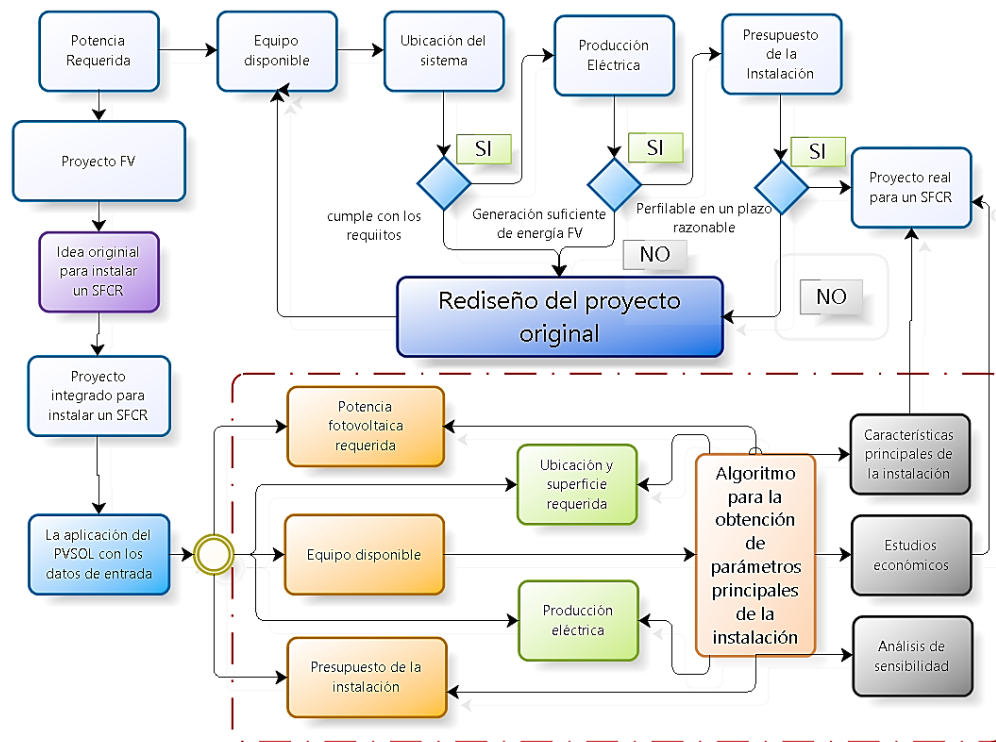
MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo está orientado al desempeño de los objetivos como parte primordial en el proceso de investigación científica, con la finalidad de permitir, predecir, explicar y describir los fenómenos de interacción de los SFCR con la red y obtener el modelo del desarrollo con conocimiento de los resultados obtenidos de la evaluación general, en tal sentido la metodología se orientó desde la normativa *IEC 61724* para el cumplimiento de los siguientes objetivos:

- Determinación metodológica de la radiación solar incidente desde diagramas solares, mapas de ubicación con datos climáticos del SENAHMI, agregados y obtenidos desde el METEOSYN, en los que puede existir una especial incidencia solar sobre zonas urbanas de la ciudad de Puno.
- Determinación y aplicación simultánea del software PV-SOL Premium y PV-SOL EXPERT 6.0 (R8) como una metodológica del SFV, en la configuración de las cadenas *String*, así como el dimensionamiento definitivo de las técnicas y la eficacia en los elementos de instalación para seleccionar la más adecuada.
- Formular metodológicamente los modelos de cálculo de cada uno de los GFV, para efectuar la comparación de las variantes entre los niveles de potencia de la instalación de los 08 sistemas fotovoltaicos de interconexión monofásica de *1kW*, *2kW*, *3kW* y *5kW* y para la interconexión trifásica de *5kW*, *10kW*, *15kW* y *30kW* cada uno creados como las principales configuraciones desde la valoración algorítmica empleadas en líneas de baja tensión mediante cálculos matemáticos y simulaciones en software.

- Finalmente se realiza el estudio de pre factibilidad económica con la determinación y amortización de las técnicas fiables del costo inicial del sistema de instalación, montaje y la medición respectiva generados por el SFV interconectados a la red.

Esquema N° 3.1: Metodología algorítmica de los SFVR



Elaboración: Propia.

Se estableció el procedimiento sistemático bastante complejo, ya que en cualquier proyecto se tiene diferentes puntos y criterios que se deben considerar, por lo tanto, se recomendó definir y esquematizar el proyecto de un SFVR como el proceso principal que está comprendido por dichos procesamientos y se encuentra ordenado según como debería ser la metodología para cualquier proyecto de instalación.

3.1 TIPOLOGÍA Y NIVEL DE INVESTIGACIÓN

3.1.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Para el desarrollo de la presente investigación se utilizó el de tipo aplicado y de ingeniería de base “*no-experimental*”, definido como (*Ex Post Facto*), sin manipular y sustituir en forma deliberada ninguna de las variables dependientes e independientes y se observan los hechos tal y como se presentan en su contexto real y en un tiempo determinado, para luego analizarlos. Las variables independientes ya han sido designadas, lo que impide influir sobre ellas para modificarlas.

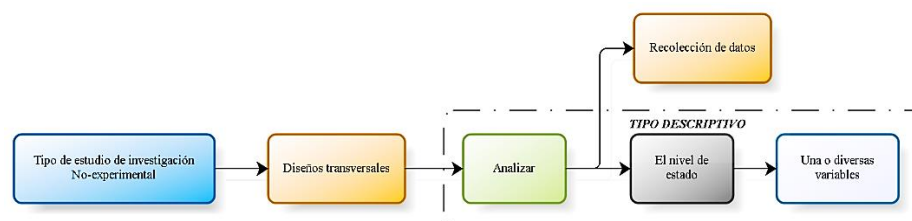
3.1.2 NIVEL DE INVESTIGACIÓN

El nivel de investigación es de diseño transaccional o transversal que tiene el propósito de interpretar realidades que incluye dentro de la descripción, registro, análisis e interpretación de datos, composición o procesos de los fenómenos. Su propósito es describir variables y analizar su incidencia e interrelación en un momento dado. Es como tomar una fotografía de algo que sucede.

3.1.3 MÉTODO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Para el desarrollo de esta etapa se aplicó el método de investigación descriptiva, donde se detallaron las características de sus fenómenos y comportamientos bajo diversas condiciones o hechos de estudio debido a que ofrece la posibilidad de una predicción e identificación de datos relacionados en la comparación de dos o más variables que se lograron sobre la base de nuestra hipótesis, que permite el estudio cuantitativo de los parámetros físicos de los SFCR.

Esquema N° 3.2: Método del diseño de investigación.



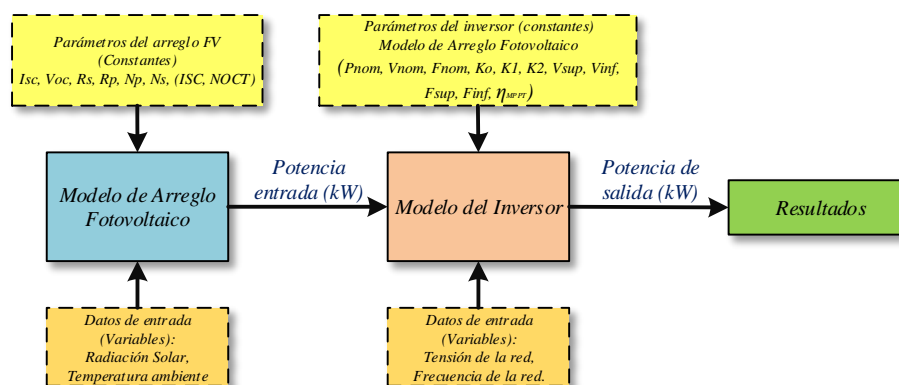
Fuente: (Hernandez & Collado, 2010).

Se requiere un considerable conocimiento del área que se investiga, para formular las preguntas específicas que busca responder y describir las particularidades del tipo de instalación de los SFCR, donde se prueba mediante las hipótesis planteadas y analizadas las relaciones que existen entre las variables determinando su comportamiento respecto al método, lo que aprueba una segmentación del sistema teniendo en cuenta las cualidades y características propias de cada una.

3.1.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Para el desarrollo de la recolección de datos de los SFCR, se efectuó con la descripción de los tipos de módulos fotovoltaicos como también los inversores y demás accesorios de instalación con el uso de informaciones climatológicas y datos estadísticos de estimación y su aplicación respectiva. Fue realizada tomando en cuenta el apoyo de estudios bibliográfico, libros, proyectos, conferencias y documentación técnica referente al tema de los SFCR en baja tensión, además de las teorías de localización y ubicación, con la contextualización de las políticas normativas y reglamentos respectivos.

Esquema N° 3.3: Método en la recolección de datos de los SFCR.



Elaboración: Propia.

La recolección de los datos es la forma de enumeración por la técnica *matemático-estadístico*, para su respectiva tabulación y cálculo de las variables con cualquiera de las herramientas y/o formulas. El propósito es concentrar la información y desarrollar sus

resultados en cifras estadísticas, diagramas, cuadros representativos, figuras y demás elementos necesarios para hacer la interpretación adecuada de los fenómenos en estudio.

- a) *Recolección de datos del primer y segundo objetivo:* Se efectuó una recopilación de datos de los principales estudios realizados con la radiación e incidencia solar y la selección de componentes (*Módulo FV e inversores*).
- b) *Recolección de datos del tercer y cuarto objetivo:* De igual manera se efectuó una recopilación de datos de estudios sobre la eficiencia y rendimiento de cada instalación FV conectadas a la red y el resultado de reducción de tarifas económicas anexadas al suministro eléctrico.

3.1.5 TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA RECOLECCIÓN DE DATOS

Una vez recolectada la información a partir del estudio bibliográfico, se describen las distintas operaciones a las que serán sometidos los datos mediante el análisis del contenido; como la clasificación, registro, tabulación y codificación.

- a) *Análisis del primer y segundo objetivo:* Se ha analizado los datos de irradiación comprendidas estadísticamente, como también los registros y datos de catálogos de diversos componentes con la posibilidad de ser analizado y contrastado experimentalmente con el empleo del software para la respectiva simulación.
- b) *Análisis del tercer y cuarto objetivo:* Se ha analizado y desarrollado una formulación detallada de los datos del rendimiento del SFV, de manera compleja a partir de la composición en partes de cada uno de los diagramas con la que se han obtenido algunas propiedades y segmentos de la instalación monofásica y trifásica.

CAPITULO IV

4.1 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se dimensionará los resultados con los elementos necesarios para la instalación de 08 SFCR, donde se tienen datos de proceso con el fin de poner orden, a la estructura y significado que plantean claramente el análisis con respecto a una instalación monofásica de (1, 2, 3, 5 kW) y trifásica (5, 10, 15, 30 kW).

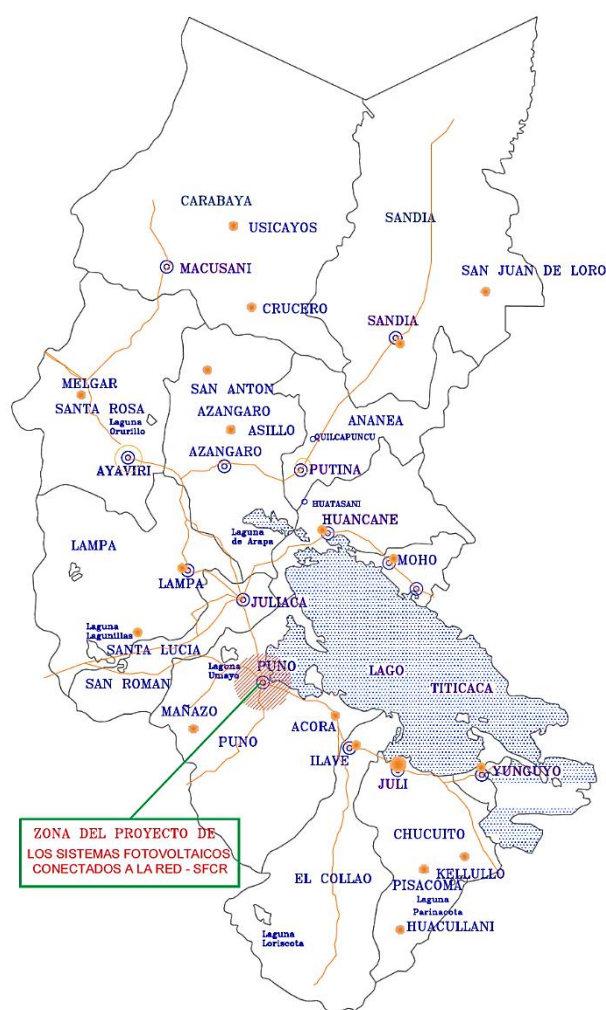
4.1.1 ÁMBITO GEOGRÁFICO Y DEMOGRÁFICO DE LA REGIÓN PUNO

- a) *Ubicación:* La región de Puno está localizada en la zona Sur-oriental del territorio peruano
- b) *Altitud:* Entre los 3,812 y 5,500 msnm.
- c) *Latitud Sur:* 13°00' y 17°08'.
- d) *Longitud Oeste:* 71°08' y 68°50' al meridiano de Greenwich.
- e) *Superficie:* Aprox., 72,000 km², que representa el 5,6% del territorio peruano.
- f) *Poblacion:* Aprox., 1'200,000 hab., (60% es rural y el 40% es urbano).
- g) *Ubicación:* Entre 4,200 y 500 msnm., (ceja de selva y la selva alta)
- h) *Limites:* Por el Norte con la Region Madre de Dios; por el Este con el país el territorio Boliviano y por el Sur con la Region Tacna y por el Oeste con las Regiones de Moquegua, Arequipa y Cusco.
- i) *Temperatura:* En el invierno puede llegar hasta -16°C, alcanzando un máx., de 19°C en la primavera.
- j) *Provincias:* Conformada por 13 provincias.

4.1.2 ÁMBITO GEOGRÁFICO Y DEMOGRÁFICO DE LA CIUDAD DE PUNO

- a) *Ubicación:* Puno ciudad capital se encuentra ubicada a las orillas del Lago Titicaca. *Altitud:* A los 3825 m.s.n.m.
- b) *Latitud Sur:* -15.83211°
- c) *Longitud Oeste:* -70.03406°

Figura N° 4.1: Mapa de la Región de Puno con zona de ubicación del proyecto.

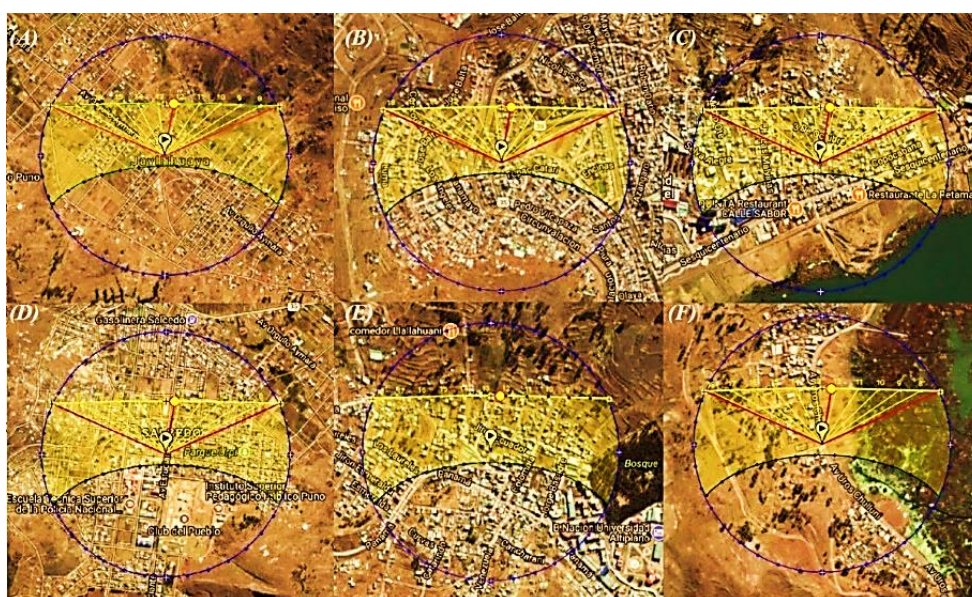


Fuente: AUTOCAD 2016.

4.1.3 EMPLAZAMIENTO DE LOS SFCR EN LA CIUDAD DE PUNO

Hurtado (2000), indica que, para identificar una orientación óptima, debemos conocer nuestra posición respecto a la máxima exposición solar, considerando que en el radio urbano, las construcciones son de material noble; analizaremos los puntos de extensión urbana, notandose que son en ambos extremos. (Zonas de Salcedo-Aziruni-Jallihuaya hacia el sur y Zona norte Yanamayo). (pág.37).

Figura N° 4.2: Ubicación no adecuados para la obtención de la radiación solar.



Fuente: (Sunearthtools, 2017).

Tabla N° 4.1: La latitud y longitud geográfica de los cuatro puntos cardinales en la ciudad de Puno.

Orientación	Norte	Sur	Este	Oeste
Latitud Sur	-15,8071	-15,8811	-15,8110	-15,8471
Longitud Oeste	-70,0281	-69,9720	-69,9922	-70,0458

Fuente: (Sunearthtools, 2017).

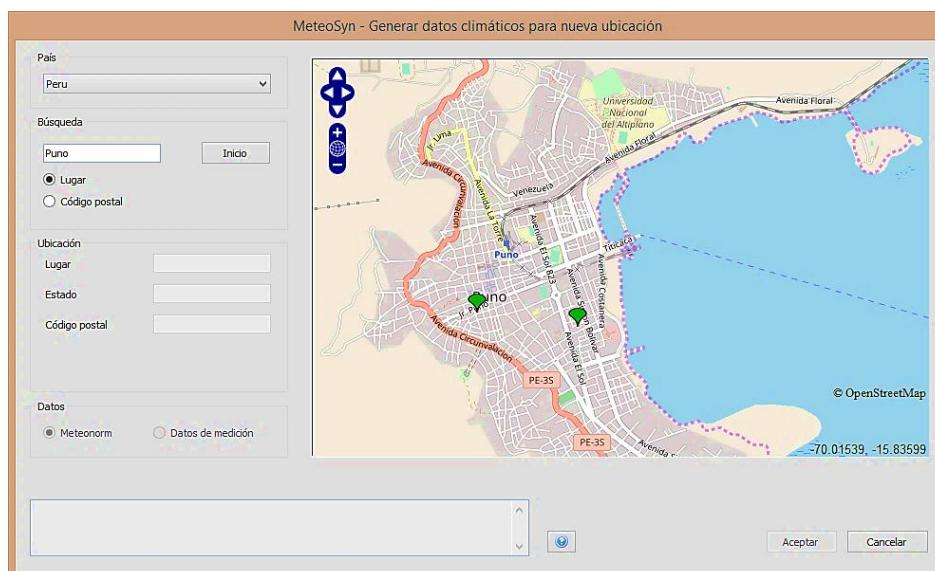
Figura N° 4.3: Ubicación del punto en coordenadas de Lat. (-15.83211) y Long. (-70.03406).



Fuente: (Sunearthtools, 2017).

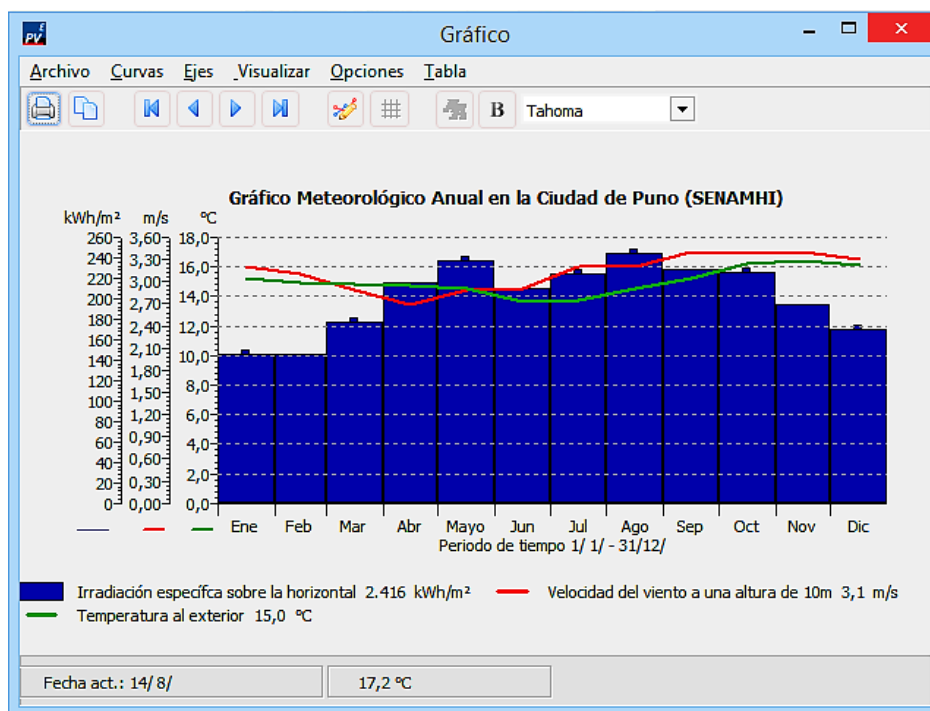
Se realizará un cálculo de prestaciones energéticas de la instalación, en base a los datos de radiación disponibles (*HSP*). En este cálculo, se deben tener en cuenta las pérdidas del sistema:

Figura N° 4.4: Generación de datos climáticos de radiación solar de la Ciudad de Puno.



Fuente: MeteoSyn.

Gráfico N° 4.1: Meteorológico anual en la ciudad de Puno.



*Fuente: (PV*SOL Expert 6.0 (R8), 2016).*

4.1.4 DETERMINACIÓN DEL MODELO DE BRISTOW-CAMPBELL

4.1.4.1 Análisis de la declinación y ángulo solar

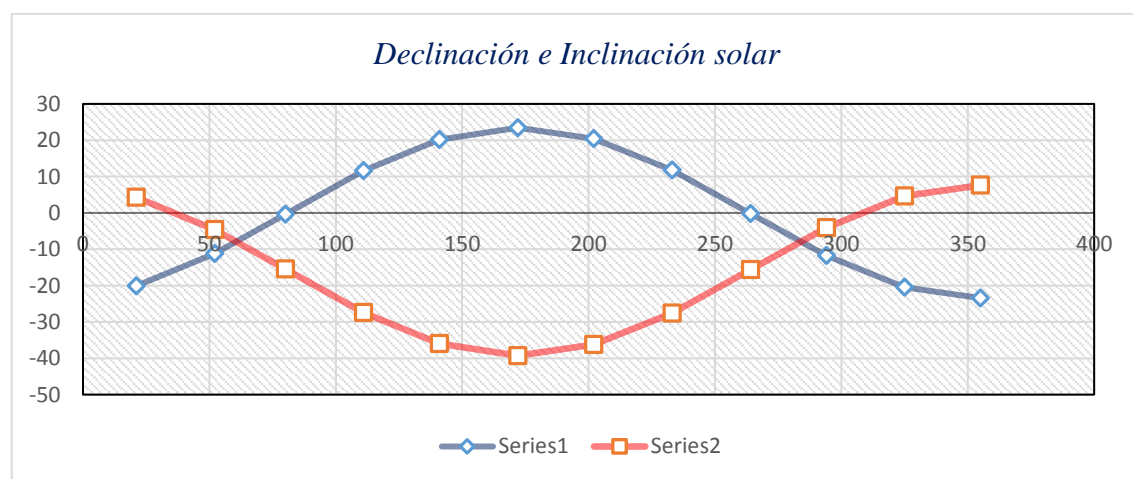
Se ha seguido la secuencia de ecuaciones que se resume para generar los valores medios mensuales diarios de la radiación solar global terrestre:

Tabla N° 4.2: Determinación de la declinación y Angulo Solar ($0^\circ \pm 10^\circ$).

Día del Año	Fecha	Equiv.en Fotoperiodo	Declinación Solar (δ)	Inclinación Solar	Angulo Solar al Mediodía	Angulo Solar $<90^\circ$
21	21-Ene	21-Nov	-20,13	4,31	85,70	85,70
52	21-Feb	21-Oct	-11,22	-4,60	94,61	85,39
80	21-Mar	21-Sep	-0,40	-15,43	105,43	74,57
111	21-Abr	21-Ago	11,57	-27,41	117,40	62,60
141	21-May	21-Jul	20,13	-35,96	125,96	54,04
172	21-Jun	21-Jun	23,44	-39,28	129,27	50,73
202	21-Jul	21-Mar	20,43	-36,27	126,26	53,74
233	21-Ago	21-Abr	11,75	-27,58	117,58	62,42
264	21-Sep	21-Mar	-0,20	-39,28	105,63	74,37
294	21-Oct	21-Feb	-11,75	-4,07	94,08	85,92
325	21-Nov	21-Ene	-20,43	4,61	85,40	85,40
355	21-Dic	21-Dic	-23,44	7,61	82,39	82,39

Elaboración: Propia.

Gráfico N° 4.2: Variación de la declinación del sol durante un año.



Elaboración: Propia.

4.1.4.2 Análisis del ángulo horario a la salida del sol

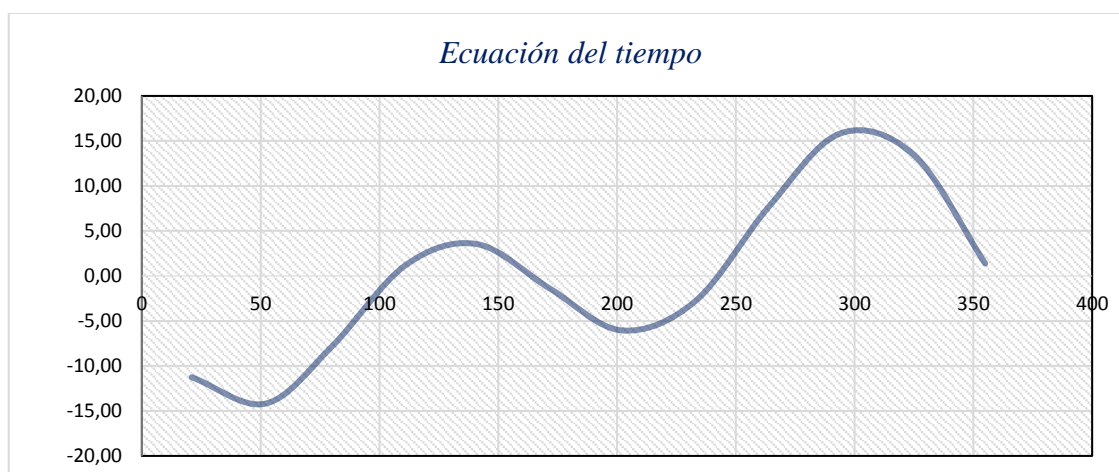
Se ha estimado la ecuación del tiempo para cada 21 días del mes anual donde genera valores medios a partir de la “Ecuación de Cooper”

Tabla N° 4.3: Determinación del ángulo horario a la salida del sol.

<i>Día del Año</i>	<i>B</i>	<i>Ec. del tiempo EOT</i>	ω_s	ω''_s	<i>Duración del día N</i>	R_b	ϵ_0
21	-59,18	-11,26	95,97	94,29	12,80	0,98	1,03
52	-28,60	-14,19	93,23	93,23	12,43	1,00	1,02
80	-0,99	-7,84	90,11	90,11	12,01	0,89	1,01
111	29,59	1,19	86,67	78,89	11,56	0,60	0,99
141	59,18	3,54	84,03	62,23	11,20	0,29	0,98
172	89,75	-1,45	82,94	51,54	11,06	0,16	0,97
202	119,34	-6,05	83,93	61,39	11,19	0,28	0,97
233	149,92	-2,80	86,62	78,65	11,55	0,59	0,98
264	180,49	7,71	90,06	90,06	12,01	0,89	0,99
294	210,08	15,83	93,38	93,38	12,45	1,00	1,01
325	240,66	13,43	96,07	94,24	12,81	0,97	1,03
355	270,25	1,38	97,06	93,59	12,94	0,94	1,03

Elaboración: Propia.

Gráfico N° 4.3: Variación de la ecuación del tiempo.



Elaboración: Propia.

4.1.4.3 Análisis del recurso meteorológico

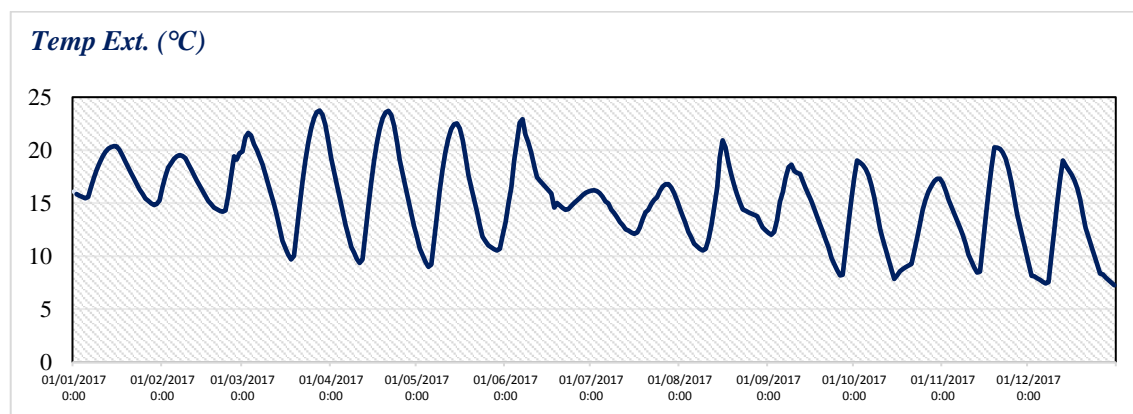
Se tomarán en cuenta las condiciones ambientales y los cambios climáticos respecto a la radiación solar y los períodos anuales dentro de la zona, la orientación e inclinación del GFV.

Tabla N° 4.4: Tablas Meteorológicas de Energía solar del SENAHMI.

<i>MES</i>	<i>Radiación solar horizontal $G_{da}(0)$ (kWh/m²/d)</i>	<i>Energía solar promedio mensual G_{dm_0}(kWh/m².mes)</i>	<i>Velocidad del viento (m/s)</i>	<i>Temp. (°C)</i>
<i>Enero</i>	4,70	170,288	3.29	14,91
<i>Febrero</i>	5,18	145,638	3.21	19,71
<i>Marzo</i>	5,69	145,149	3.10	20,89
<i>Abril</i>	7,19	176,473	2.88	12,82
<i>Mayo</i>	7,64	215,754	2.69	11,98
<i>Junio</i>	6,98	236,855	2.89	16,10
<i>Julio</i>	7,22	209,488	2.90	15,21
<i>Agosto</i>	7,88	223,711	3.19	12,45
<i>Setiembre</i>	7,60	244,368	3.20	15,31
<i>Octubre</i>	7,30	227,904	3.39	17,29
<i>Noviembre</i>	6,48	226,233	3.39	10,47
<i>Diciembre</i>	5,49	194,329	3.40	7,25
TOTAL	6,61	2416,0	3.13	15,00

Fuente: SENAHMI.

Gráfico N° 4.4: Variación de la temperatura ambiente en (°C).



Elaboración: Propia.

4.1.5 DETERMINACIÓN DE UNA SUPERFICIE FV INCLINADA

4.1.5.1 Cálculo del ángulo de inclinación óptima

Se estima la irradiación global anual que recibe la superficie inclinada de un GFV óptima de orientación (Acimut) y el ángulo de inclinación cero para la ciudad de Puno.

- Se determina el ángulo de inclinación óptima en grados:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |\phi| = 14,6227 \approx 14,62^\circ$$

- Se determina la irradiación global anual horizontal:

$$G_a(0) = 365 * G_{da}(0) = 2412,65 \text{ kWh/m}^2$$

- Se determina la relación entre irradiación óptima con la horizontal:

$$K = \frac{G_{dm}(0; 14,62)}{G_{dm}(0)} = 1,05$$

- Se determina la irradiación $G_a(0)$ en la superficie con inclinación óptima:

$$G_a(\beta_{opt}) = \frac{G_a(0)}{1 - 4,46 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt} - 1,19 \cdot 10^{-4} \beta_{opt}^2} = 2492,30 \text{ kWh/m}^2$$

- Se determina el factor de irradiación (FI):

Para ángulos de inclinación $15^\circ < \beta \leq 90^\circ$

$$FI = 1 - [1,2 \cdot 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2] = 0,97$$

- Se determina el valor medio de la irradiación global diaria sobre la superficie:

$$G_a(\alpha, \beta) = FI * G_a(\beta_{opt}) = 2417,53 \text{ kWh/m}^2$$

- Se estima las sombras sobre el conjunto de módulos en 7% de la superficie:

$$FS = 1 - 0,07 = 0,93\%$$

- Se calcula el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el GFV:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \times K \times FI \times FS = 6,261$$

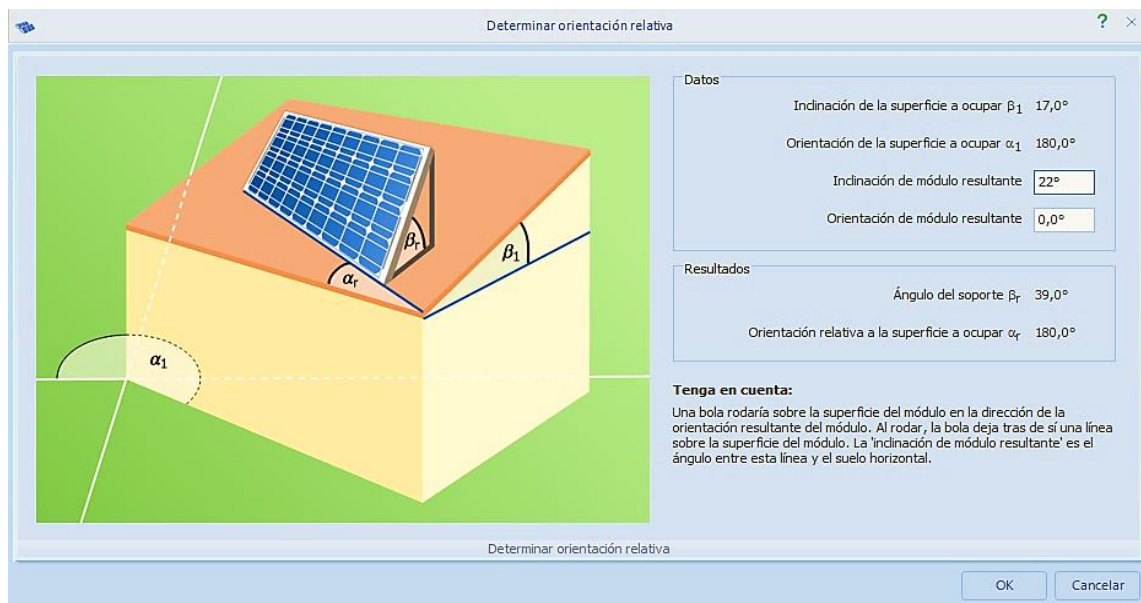
4.1.5.2 Cálculo y dimensionado de la inclinación y orientación del módulo FV

Tabla N° 4.5: Determinación óptima $G(\alpha, \beta)$ en torno a la inclinación y orientación.

Sistema N°	Irradiación $G(\alpha, \beta)$ (kwh/m ² /a)	Ángulo de azimut (α)	Angulo de inclinación (β)	Superficie y/o techo	Estructura
01	2,535	-30°	22°	Inclinado	Empotrado
02	2,513	40°	23°	Azotea	Elevada Tilt-Ups
	2,513	40°	23°	Azotea	Elevada Tilt-Ups
03	2,577	0°	23°	Azotea	Elevada Tilt-Ups
04	2,543	30	22°	Azotea	Elevada Tilt-Ups
	2,543	30°	22°	Inclinado	Empotrado
	2,538	30°	25°	Inclinado	Empotrado
	2,543	30°	22°	Inclinado	Empotrado
05	2,577	0°	23°	Azotea	Elevada Tilt-Ups
06	2,576	5°	21, 5°	Inclinado	Empotrado
	2,576	5°	21, 5°	Inclinado	Empotrado
07	2,509	-30°	30°	Inclinado Superficie	Elevado Tilt-Ups
08	2,273	0°	22°	Azotea	Elevada Tilt-Ups
	2,273	0°	22°	Azotea	Elevada Tilt-Ups

Elaboración: Propia.

Figura N° 4.5: Determinación de la orientación relativa.



Elaboración: Propia.

4.1.6 DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANUAL SOLAR

4.1.6.1 Cálculo de la producción anual solar por cada superficie del GFV

Tabla N° 4.6: Producción anual solar desde un GFV.

Sistema N°	($A_{mód}$) (m ²)	$A_{area,GFV}$ SubGen. (m ²)	$A_{area,GFV}$ (m ²)	$E_{solar,anual}$ SubGen. (kWh/año)	$E_{solar,anual}$ Generador (kWh/año)
01	1,24	4,97	4,97	12607,10	12607,10
02	1,66	6,66	13,32	16742,50	33492,70
	1,66	6,66		16750,20	
03	1,68	20,30	20,30	52310,80	52310,80
04	1,66	8,28	33,07	21063,70	84063,90
	1,66	8,28		21051,70	
	1,65	8,28		21011,20	
	1,64	8,23		20937,30	
05	1,63	32,77	32,77	84464,50	84464,50
06	1,66	33,21	66,50	86475,10	172224,30
	1,66	33,29		85749,20	
07	1,62	97,86	97,86	245553,20	245553,20
08	1,65	99,51	197,61	226196,80	449180,10
	1,64	98,10		222983,30	

Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.7: Insolación y posición de los módulos FV en el día 21 de junio.

Sistema N°	Masa de aire (AM)	Angulo Zenit solar (Θ_{ZS})	Angulo Azimut solar (Ψ)	Angulo de incidencia
01	1,29	39,27°	0,75°	22,84°
02	1,29	39,27°	0,75°	25,65°
03	1,29	39,27°	0,75°	16,27°
04	1,29	39,27°	0,75°	22,38°
	1,29	39,27°	0,75°	20,76°
05	1,29	39,27°	0,75°	16,27°
06	1,29	39,27°	0,75°	17,89°
07	1,29	39,27°	0,75°	19,53°
08	1,29	39,27°	0,75°	16,27°

Fuente: (PVLIGHTHOUSE, 2017).

Tabla N° 4.8: Insolación y posición de los módulos FV en el día 21 de diciembre.

Sistema N°	Masa de aire (AM)	Angulo Zenit (Θ_{ZS})	Angulo Azimut (Ψ)	Angulo de incidencia
01	1,01	7,61°	182,59°	28,69°
02	1,01	7,61°	182,59°	29,39°
03	1,01	7,61°	182,59°	30,61°
04	1,01	7,61°	182,59°	28,96°
	1,01	7,61°	182,59°	31,94°
05	1,01	7,61°	182,59°	30,61°
06	1,01	7,61°	182,59°	29,11°
07	1,01	7,61°	182,59°	36,62°
08	1,01	7,61°	182,59°	30,61°

Fuente: (PVLIGHTHOUSE, 2017).

4.1.7 DETERMINACIÓN DE CARGAS POR CONSUMIDORES

4.1.7.1 Cálculo y definición de la carga eléctrica por consumidores individuales

Tabla N° 4.9: Determinación de las cargas eléctricas por consumidores.

Sistema N°	Perfiles de carga por cada sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR)	Consumo energético anual ($E_{L,T}$) en (kWh)	Valor horario máximo (kW)
01	Vivienda familiar	1651,30	0,662
02	Residencia familiar	2776,00	1,22
03	Hospedajes y habitaciones particulares	3007,00	1,76
04	Casas y/o vecindario individual por separado	4673,00	4,01
05	Centros de producción y/o empresas	5788,00	1,46
06	Talleres y centros técnicos	12500,00	3,16
07	Minicentrales de generación	17400,00	4,40
08	Centros comerciales y fábricas	35272,00	8,92

Elaboración: Propia.

4.1.8 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS EN LOS MÓDULOS FV

4.1.8.1 Estimación de parámetros de los módulos fotovoltaicos

Tabla N° 4.10: Punto de trabajo en los módulos bajo las condiciones (STC).

Sistema N°	Tensión V_{MPP} (V)	Tensión V_{OC} (V)	Corriente I_{MPP} (A)	Corriente I_{SC} (A)	Potencia Especificada (W)	Potencia Calculada (W)
01	42,8	50,9	5,84	6,20	250	249,31
02	30,9	38,0	8,10	8,49	250	254,30
	30,5	37,9	8,21	8,54	250	249,22
03	30,5	37,6	8,27	8,81	250	251,75
04	31,2	37,8	8,02	8,75	250	251,37
	30,6	37,8	8,17	8,75	250	251,37
	29,8	36,9	8,39	9,09	250	203,16
	30,9	37,6	8,10	8,68	250	251,30
05	30,4	37,7	8,26	8,62	250	250,23
06	30,5	37,5	8,20	8,80	250	250,80
	29,9	37,6	8,35	8,80	250	251,47
07	29,5	37,6	8,45	8,91	250	251,26
08	31,0	37,6	8,08	8,79	250	251,18
	30,4	37,6	8,23	8,81	250	251,75

Elaboración: Propia.

4.1.8.2 Análisis funcional de parámetros en los módulos

Tabla N° 4.11: Determinación del FF y las eficiencias (%) en módulos FV.

Sistema N°	Factor de Forma (FF)	Factor de Forma complemen. (FF')	Efic. de un módulo FV (%)	Efic. del GFV (%)	Const. K ₁	Const. K ₂
01	0,79	0,996	20,11	1,62	0,84	0,94
02	0,77	0,994	15,32	0,92	0,81	0,95
	0,77	0,994	15,01	0,90	0,80	0,96
03	0,76	0,994	14,99	0,89	0,81	0,94
04	0,76	0,994	15,14	0,91	0,83	0,92
	0,76	0,994	15,14	0,91	0,80	0,93
	0,75	0,994	12,31	0,75	0,81	0,92
	0,77	0,994	15,32	0,93	0,82	0,96
05	0,77	0,994	15,35	0,94	0,81	0,96
06	0,76	0,994	15,11	0,91	0,81	0,93
	0,76	0,994	15,15	0,91	0,79	0,95
07	0,75	0,994	15,51	0,96	0,78	0,95
08	0,76	0,994	15,22	0,92	0,82	0,92
	0,76	0,994	15,35	0,94	0,81	0,93

Elaboración: Propia.

4.1.9 DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS FUNCIONAL DE LOS MÓDULOS FV

4.1.9.1 Análisis funcional de las células solares

Tabla N° 4.12: Determinación de las resistencias serie (Shunt) y las corrientes los diodos.

Sistema N°	Resist. serie R _s (Ohm)	Shunt R _{sh} (Ohm)	Corr. Sat. del diodo I ₀ (nAmp)	Fotocorriente I _{ph} (Amp)	$\frac{1}{R_{sh}}$	$\frac{1}{R_{sho}}$
01	0,273	795,5	0,442	6,202	0,0013	0,0013
02	0,313	582,3	0,166	8,495	0,0017	0,0017
	0,352	224,8	0,176	8,553	0,0044	0,0045
03	0,307	342,4	0,222	8,818	0,0029	0,0029
04	0,241	95,9	0,188	8,772	0,0104	0,0105
	0,322	222,6	0,192	8,763	0,0045	0,0045
	0,305	124,5	0,354	9,112	0,0080	0,0081
	0,257	199,1	0,217	8,691	0,0050	0,0050
05	0,337	284,4	0,203	8,630	0,0035	0,0035
06	0,295	192,1	0,235	8,814	0,0052	0,0052
	0,386	867,5	0,223	8,804	0,0012	0,0012
07	0,434	626,5	0,226	8,916	0,0016	0,0016
08	0,241	104,1	0,215	8,810	0,0096	0,0096
	0,321	233,2	0,221	8,822	0,0043	0,0043

Elaboración: Propia.

4.1.9.2 Análisis funcional de los coeficientes de temperatura de los módulos FV

Tabla N° 4.13: Determinación de los coeficientes de temperatura en módulos FV.

Sistema N°	Coefic. de Tensión (mV/°K)	Coefic. de Corriente (mA/°K)	Coefic. de Potencia (%/K)	Porcent (%) Tensión (%V/°K)	Porcent (%) Corriente (%A/°K)
01	-125,60	3,50	-0,300	-0,2466	0,0565
02	-125,40	4,25	-0,420	-0,3300	0,0501
	-113,70	5,12	-0,400	-0,3000	0,0600
03	-139,12	7,14	-0,450	-0,3700	0,0810
04	-120,96	3,15	-0,430	-0,3200	0,0360
	-122,09	3,67	-0,460	-0,3230	0,0419
	-133,00	5,45	-0,460	-0,3604	0,0600
	-121,73	3,13	-0,440	-0,3238	0,0361
05	-116,87	5,17	-0,420	-0,3100	0,0600
06	-123,75	2,64	-0,470	-0,3300	0,0300
	-120,32	3,52	-0,450	-0,3200	0,0400
07	-119,04	4,40	-0,460	-0,3166	-0,0494
08	-131,60	4,92	-0,450	-0,3500	0,0560
	-117,70	5,73	-0,430	-0,3130	0,0650

Elaboración: Propia.

4.1.9.3 Análisis funcional de los coeficientes dinámicos de los módulos FV

Tabla N° 4.14: Coeficientes del modelo dinámico de diferentes módulos FV.

Sistema N°	Capacidad de calor especif. J(kg*°K)	Coefic. de Absorción (%)	Coefic. de Emisión (%)	Peso (kg)	Factor de corrección del ángulo (%)	Tensión máx. del sistema (V)
01	920,0	70,0	85,0	15,00	100,0	1000,0
02	920,0	70,0	85,0	24,00	95,0	1000,0
	920,0	70,0	85,0	24,00	95,0	1000,0
03	920,0	70,0	85,0	21,20	95,0	1000,0
04	920,0	70,0	85,0	23,00	95,0	1000,0
	920,0	70,0	85,0	23,00	95,0	1000,0
	920,0	70,0	85,0	23,00	95,0	1000,0
	920,0	70,0	85,0	23,00	95,0	1000,0
05	920,0	70,0	85,0	20,00	95,0	1000,0
06	920,0	70,0	85,0	18,50	95,0	1000,0
	920,0	70,0	85,0	18,50	95,0	1000,0
07	920,0	70,0	85,0	21,50	95,0	1000,0
08	920,0	70,0	85,0	20,00	95,0	1000,0
	920,0	70,0	85,0	20,00	95,0	1000,0

Elaboración: Propia.

4.1.10 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS EN LOS INVERSORES FV

4.1.10.1 Estimación de parámetros de los inversores fotovoltaicos

Tabla N° 4.15: Valores de interconexión con el GFV.

Sistema N°	Pot. Nom. (CC) (kW)	Pot. Máx. (CC) (kW)	Pot. Nom. (CA) (kW)	Pot. Máx. (CA) (kW)	Consumo Stand-by (W)	Inycc. en la red (W)	Consumo Nocturno (W)
01	1,65	1,70	1,60	1,60	7,00	18,00	0,50
02	1,32	1,32	1,20	1,20	5,00	14,00	0,10
	1,32	1,32	1,20	1,20	5,00	14,00	0,10
03	3,88	3,88	3,68	3,68	10,00	32,00	1,00
04	1,60	1,90	1,50	1,65	7,00	20,00	0,00
	1,60	1,60	1,50	1,50	7,00	20,00	1,00
	1,80	1,80	1,60	1,65	5,00	10,00	0,50
	1,60	1,67	1,58	1,58	0,50	5,00	0,00
05	6,00	9,60	6,00	6,00	0,40	35,00	0,00
06	6,70	7,80	6,50	6,50	20,00	2,00	1,50
	7,30	7,70	7,00	7,00	1,00	40,00	1,00
07	21,60	21,60	20,70	20,70	6,00	24,00	6,00
08	17,50	19,20	17,00	18,70	10,00	40,00	1,00
	20,50	22,50	20,00	22,00	10,00	40,00	1,00

Elaboración: Propia.

4.1.11 DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS FUNCIONAL DEL INVERSOR FV

4.1.11.1 Análisis del rendimiento de inversores fotovoltaicos

Tabla N° 4.16: Valores experimentales de eficiencias (η) en los inversores.

Sistema N°	0%	5%	10%	20%	30%	50%	100%	Rendimiento Total (η) en (%)
01	0,0	85,8	92,3	95,6	96,6	97,4	97,8	96,5
02	0,0	79,9	87,1	90,8	91,8	92,0	90,2	90,8
	0,0	79,9	87,1	90,8	91,8	92,0	90,2	90,8
03	0,0	90,5	93,7	95,7	96,4	96,9	96,9	96,3
04	0,0	84,0	90,5	93,7	94,8	95,6	95,5	94,6
	0,0	86,0	89,7	93,3	94,6	95,5	95,9	94,6
	0,0	88,7	90,4	93,4	96,5	96,8	96,9	95,7
	0,0	89,8	93,3	94,7	95,1	95,6	95,0	95,0
05	0,0	92,8	96,1	97,3	97,8	97,9	97,5	97,5
06	0,0	92,1	95,1	97,0	97,5	97,8	98,0	97,4
	0,0	92,7	93,5	94,2	94,9	95,7	96,0	95,3
07	0,0	96,6	97,5	97,9	97,9	97,6	97,2	97,6
08	0,0	94,3	96,2	97,6	98,4	98,5	98,5	98,1
	0,0	94,8	96,5	97,8	98,5	98,6	98,4	98,2

Elaboración: Propia.

4.1.11.2 Análisis y verificación del factor de dimensionamiento de los inversores

Tabla N° 4.17: Valores de las potencias resultantes e instalada en los inversores FV.

Sistema N°	Potencia Gen. resultante $P_{nom,G}$ (kWp)	Potencia de Inv. instalada $P_{máx,I}$ (kW)	FDI_{GFV} (%)	$FDI_{Permitido}$ (%)	Factor permitido $FDI_{Inv.mín} < FDI_{Inv.máx}$ (%)
01	1,00	1,60	1,60	0,63	58-88
02	2,00	1,20	1,67	0,60	59-89
	2,00	1,20	1,67	0,60	59-89
03	3,00	3,68	1,23	0,82	58-88
04	1,25	1,50	1,20	0,83	58-88
	1,25	1,50	1,20	0,83	58-88
	1,25	1,50	1,20	0,83	58-88
	1,25	1,50	1,20	0,83	58-88
05	5,00	6,00	1,20	0,83	58-88
06	5,00	6,50	1,30	0,77	58-88
	5,00	7,00	1,40	0,71	58-88
07	15,00	20,70	1,38	0,72	59-89
08	15,00	17,00	1,13	0,88	61-91
	15,00	20,00	1,33	0,75	61-91

Elaboración: Propia.

4.1.12 DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS FUNCIONAL DEL GENERADOR FV

4.1.12.1 Análisis y verificación del rango de tensión en MPP del módulo FV

Tabla N° 4.18: Valores de tensión por temperatura de los diferentes módulos FV.

Sistema N°	Tensión Máx. Rango $V_{MOD,MPP}$ ($T^{\circ}=-10^{\circ}C$) (V)	Tensión Mín. Rango $V_{MOD,MPP}$ ($T^{\circ}=70^{\circ}C$) (V)	Tensión máx. Vacío $V_{MOD,OC}$ ($T^{\circ}=-10^{\circ}C$) (V)	Intens. máx I_{SC} ($T^{\circ}=70^{\circ}C$) (A)
01	47,20	37,15	55,30	6,36
02	35,29	25,26	42,39	8,68
	34,48	25,38	41,88	8,77
03	35,37	24,24	42,47	9,13
04	35,43	25,76	42,03	8,89
	34,87	25,11	42,07	8,92
	34,46	23,82	41,56	9,34
	35,14	25,40	41,86	8,82
05	34,49	25,14	41,79	8,85
06	34,83	24,93	41,83	8,92
	34,11	24,49	41,81	8,96
07	33,70	24,17	41,77	9,11
08	35,61	25,08	42,21	9,01
	34,52	25,10	41,72	9,07

Elaboración: Propia.

4.1.12.2 Análisis y verificación del rango de tensión en MPP del GFV

Tabla N° 4.19: Valores de tensión MPP, por cada inversor en el rango de (-10° a 70°C).

Sistema N°	Tensión Máx. Rango $V_{MPP,GFV} (-10^{\circ}C)$ (V)	Tensión Mín. Rango $V_{MPP,GFV} (70^{\circ}C)$ (V)	Tensión máx. Vacío $V_{OC,GFV} (-10^{\circ}C)$ (V)	Intens. máx $I_{SC,GFV} (70^{\circ}C)$ (A)
01	188,80	148,60	221,20	6,20
02	141,16	101,04	169,56	8,49
	137,92	101,52	167,52	8,54
03	212,22	145,44	254,82	17,62
04	177,15	128,80	210,15	8,75
	174,35	125,55	210,35	8,75
	172,30	119,10	207,80	9,09
	175,70	127,00	209,30	8,68
05	344,90	251,40	417,90	17,24
06	348,30	249,30	418,30	17,60
	341,10	244,90	418,10	17,60
07	674,00	483,40	835,40	26,73
08	712,20	501,60	844,20	26,37
	690,40	502,00	834,40	26,43

Elaboración: Propia.

4.1.13 DETERMINACIÓN DE INTERCONEXIÓN POR INVERSOR

4.1.13.1 Análisis y verificación de las tensiones por interconexión

Tabla N° 4.20: Valores de verificación de las tensiones MPP, min y máx.

Sistema N°	N° de seguidores de (MPP)	Tensión MPP (STC) EN MPP (V)	$V_{inv,min}$ (V)	$V_{inv,máx}$ (V)
01	1	171,2	120,0	500,0
02	1	123,6	100,0	320,0
	1	122,0	100,0	320,0
03	2	183,0	125,0	500,0
04	1	156,0	120,0	405,0
	1	153,0	120,0	335,0
	1	149,0	120,0	450,0
	1	154,5	80,0	300,0
05	2	304,0	250,0	750,0
06	2	305,0	200,0	800,0
	2	299,0	180,0	850,0
07	3	590,6	351,0	710,0
08	3	620,0	400,0	800,0
	3	608,0	480,0	800,0

Elaboración: Propia.

4.1.13.2 Análisis y verificación eficiencia de adaptación del MPP

Tabla N° 4.21: Valores de verificación de la potencia tensiones y corriente de entrada.

Sistema N°	Tensión Nom. (CC) (V)	Tensión máx. de entrada (V)	Corriente máx. de entrada (I)	Rango de potencia < 20% de la potencia nominal (%)	Rango de potencia > 20% de la potencia nominal (%)	Modificación del grado de rendimiento del inv. (%/100V)
01	360,0	550,0	14,00	99,90	99,90	-0,40
02	120,0	400,0	12,60	95,00	100,00	0,50
	120,0	400,0	12,60	95,00	100,00	0,50
03	400,0	750,0	30,00	97,00	98,00	0,99
04	360,0	450,0	8,90	98,50	99,50	0,50
	260,0	420,0	20,00	99,90	100,00	-0,60
	360,0	450,0	10,00	99,00	99,50	-1,10
	220,0	375,0	11,00	99,90	99,90	0,20
05	340,0	900,0	18,00	99,90	100,00	-0,16
06	750,0	800,0	22,00	99,90	100,00	0,20
	680,0	950,0	25,00	99,90	99,90	0,50
07	351,0	880,0	63,00	99,90	99,80	-0,13
08	620,0	1000,0	47,00	99,67	99,94	0,30
	620,0	1000,0	47,00	99,90	99,90	0,30

Elaboración: Propia.

4.1.13.3 Cálculo y dimensionado del número aproximado de módulos FV

Tabla N° 4.22: Configuración y dimensionado de los GFV.

Sistema N°	Máx (N _{ms}) T°=-10°C	Mín(N _{ms}) T°=70°C	N	N _{mp}
01	7,06	3,81	4	0,56 ≈ 1
02	3,15	4,25	4	1,27 ≈ 1
	3,16	4,29	4	1,26 ≈ 1
03	10,60	5,12	12	1,13 ≈ (1-2)
04	9,50	4,86	5	0,53 ≈ 1
	6,86	4,94	5	0,72 ≈ 1
	12,03	5,05	5	0,41 ≈ 1
	5,83	3,60	5	0,86 ≈ 1
05	8,99	9,26	20	2,22 ≈ 2
06	19,94	7,59	20	1,00 ≈ (1-2)
	18,03	7,05	20	1,10 ≈ (1-2)
07	9,31	12,96	60	6,44 ≈ 3
08	16,44	13,97	60	3,65 ≈ 3
	16,44	16,86	60	3,65 ≈ 3

Elaboración: Propia.

4.1.14 DETERMINACIÓN DE LA INTERCONEXION DEL SFCR

4.1.14.1 Dimensionamiento de los conductores y/o cableados en cada tramo

Tabla N° 4.23: Dimensionamiento de los conductores FV en el tramo 1.

Sistema N°	Long. (m)	Mod.Serie N _{ms}	Mod. Paralelo N _{mp}	I _{MOD,MPP} (A)	V _{GFV,MPP} (V)	S _{m,string} (mm ²)	Sección (mm ²)
01	8	4	1	5,84	171,2	0,31	1,5
02	8	4	2	8,10	123,6	0,60	1,5
	8	4		8,21	122,0	0,61	1,5
03	15	6	2	8,27	183,0	0,51	1,5
	15	6		8,27	183,0	0,51	1,5
04	8	5	1	8,02	156,0	0,37	1,5
	8	5	1	8,17	153,0	0,39	1,5
	8	5	1	8,39	149,0	0,41	1,5
	8	5	1	8,10	154,4	0,38	1,5
05	15	10	2	8,26	304,0	0,19	1,5
	15	10		8,26	304,0	0,19	1,5
06	20	10	2	8,20	305,0	0,24	1,5
	20	10		8,20	305,0	0,24	1,5
	20	10	2	8,35	299,0	0,25	1,5
				8,35	299,0	0,25	1,5
07	30	20	3	8,45	590,6	0,10	1,5
	30	20		8,45	590,6	0,10	1,5
	30	20		8,45	590,6	0,10	1,5
08	35	20	3	8,08	620,0	0,12	1,5
	35	20		8,08	620,0	0,12	1,5
	35	20		8,08	620,0	0,12	1,5
	35	20	3	8,23	608,0	0,12	1,5
				8,23	608,0	0,12	1,5
35	20		8,23	608,0	0,12	1,5	

Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.24: Dimensionamiento de los conductores FV en el tramo 2.

Sistema N°	Longitud (m)	I _{GFV,MPP} (A)	S _{m,princ} (mm ²)	Seccion del cableado (mm ²)
01	8	5,84	0,26	2,5-4
02	8	8,10	0,50	2,5-4
	8	8,21	0,52	2,5-4
03	15	16,54	0,87	2,5-4
04	8	8,02	0,32	2,5-4
	8	8,17	0,33	2,5-4
	8	8,39	0,35	2,5-4
	8	8,10	0,32	2,5-4
05	15	16,52	0,31	2,5-4
06	20	16,4	0,41	2,5-4
	20	16,7	0,43	2,5-4
07	30	16,9	0,17	2,5-4
08	40	24,24	0,30	2,5-4
	40	24,69	0,31	2,5-4

Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.25: Dimensionamiento de los conductores FV en el tramo 3.

Sistema. N°	Longitud (L)	$P_{Nom,INV,AC}$ (W)	$I_{INV,AC}$ (A)	$S_{conductor,AC}$ (mm ²)	Sección del cableado (mm ²)
CONDUCTORES EN LA SALIDA DE LOS INVERSORES MONOFASICOS					
01	10	1600	6,96	0,78	2,5
02	10	1200	5,22	0,58	2,5
	10	1200	5,22	0,58	2,5
03	15	3680	16,00	2,68	4,0
04	10	1500	6,52	0,73	2,5
	10	1500	6,52	0,73	2,5
	10	1600	6,96	0,78	2,5
	10	1580	6,87	0,77	2,5
CONDUCTORES EN LA SALIDA DE LOS INVERSORES TRIFASICOS					
05	30	6000	9,66	1,08	2,5
06	30	6500	10,44	1,17	2,5
	30	7000	11,24	1,26	2,5
07	35	20700	33,24	4,35	6,0
08	35	17000	27,30	3,58	6,0
	35	20000	32,11	4,21	6,0

Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.26: Dimensionamiento de los conductores FV en el tramo 4.

Sistema. N°	Longitud (L)	$P_{Nom,INV,AC}$ (W)	$I_{INV,AC}$ (A)	$S_{conductor,AC}$ (mm ²)	Sección del cableado (mm ²)
CONDUCTORES EN LA SALIDA DE LOS INVERSORES MONOFASICOS					
01	5	1600	6,96	0,58	2,5
02	5	2400	10,44	0,87	2,5
03	5	3680	16,00	1,34	2,5
04	10	6180	26,87	4,49	6,0
CONDUCTORES EN LA SALIDA DE LOS INVERSORES TRIFASICOS					
05	20	6000	9,66	0,72	2,5
06	20	13500	21,68	1,62	2,5
07	30	20700	33,24	3,73	6,0
08	30	37000	59,41	6,67	10,0

Elaboración: Propia.

4.1.15 DETERMINACIÓN DEL CRITERIO DE MAXIMA INTENSIDAD

Tabla N° 4.27: Soporte y criterio de la máxima intensidad admisible por cable.

Sistema N°	$1,25 \times I_{MOD,M,STC}$ (A)	$1,25 \times N_{mp} \times I_{MOD,SC,STC}$ (A)	$1,25 \times I_{INV,AC}$ (A)
01	7,30	7,30	8,70
02	10,12	10,13	6,52
	10,26	12,83	6,52
03	10,02	12,53	20,00
04	10,03	10,02	8,15
	10,09	10,21	8,15
	10,49	10,49	8,70
	10,13	10,12	8,59
05	10,33	20,65	12,075
06	10,25	20,50	13,05
	10,44	22,88	14,05

07	10,56	21,12	41,25
----	-------	-------	-------

Elaboración: Propia.

4.1.16 DISPOSITIVOS DE MANIOBRA Y SECCIONAMIENTO

4.1.16.1 Dimensionamiento de los interruptores y/o seccionadores

Tabla N° 4.28: Dimensionamiento del interruptor seccionador V_{CC} .

Sistema N°	Marca	Corr. Diseñada I_B	Corr. Admis I_Z	Corr. Nominal I_n	Tensión Calc. (Uc)	Tensión (V_{CC})	Cant. de Polos
01	ZHEJIANGBENJI	7,95	12,72	10	243,32	300	4
02	PHLIX	10,85	17,36	16	186,52	300	4
		10,96	17,54	16	184,27	300	4
03	SOLARSTROM	22,83	36,52	30	280,30	300	4
04	ZJBENY	11,11	17,78	16	231,17	300	4
		11,15	17,84	16	231,39	300	4
		11,68	18,68	16	228,58	300	4
		11,03	17,64	16	230,23	300	4
05	PHLIX	22,13	35,40	30	459,69	500	4
06	SUNLIGHT/OEM	22,30	35,68	30	460,13	500	4
		22,40	35,84	30	459,91	500	4
07	SUNTREE	22,78	36,44	30	918,94	1000	4
08	FEEO	33,79	54,06	40	928,62	1000	4
		34,01	54,42	40	917,84	1000	4

Elaboración: Propia.

4.1.17 DISPOSITIVOS DE MEDICIÓN FOTOVOLTAICA

4.1.17.1 Dimensionamiento de los contadores en CC

Tabla N° 4.29: Clasificación de los contadores CC en el lado de los SFV.

Sistema N°	Contador	Tipo de Contador	Tensión (V)	Corriente Max. (A)	Temp. (°C)	Conex.	Rangos de protecc.
01-02	Circuitor	CEM-C10	127-230	5-10	-25°+70°	1φ	IP51 IP40
03-04	Circuitor	MK-DC	115-230	30	0°+65°	1φ	IP54
05-06	Fronius	SmartMeter	400-415	63	-25°+55°	3φ	IP51
07-08	Circuitor	CEM-C20	230-400	65	-25+70°	3φ	IP51 IP40

Elaboración: Propia.

4.1.17.2 Dimensionamiento de los medidores en CA

Tabla N° 4.30: Clasificación de los medidores CA en el lado de la red.

Sistema N°	Medidor	Tipo de medidor	Tensión (V)	Corriente Nominal (A)	Temp. (°C)	Conex.	Rangos de protecc.
01-02	Elster	A150	230-400	5(65) 5(125)	-20° + 55°	1φ	IP53

03-04	Kamstrup	Kamstrup 162M	230-400	5(65) 5(100)	-40° + 85°	1φ	IP54
05-06	Elster	Alpha ASI440	230-400	5(65) 5(125)	-40° + 85°	3φ	IP54
07-08	Kamstrup	Kamstrup 382M	230-400	5(65) 5(100)	-40° + 85°	3φ	IP54

Elaboración: Propia.

4.1.18 CUADROS DE PROTECCIÓN CGP

4.1.18.1 Dimensionamiento de la caja general de protección CGP en CA

Tabla N° 4.31: Designación de un CGP en CA.

Sistema N°	Marca	Modelo	Dimensiones AltoxAnchoxProf. (mm)	Intens. (A)	Tensión (V _{CA})	Pot.Máx Admisible (kW)	Neutro (mm ²)
01-04	CAHORS	0442430	352x213x118	160	500	62	50
05-08	CAHORS	0446440	495x290x127	250	500	155	50

Elaboración: Propia.

4.1.19 DISPOSITIVOS CONTRA CORRIENTES INVERSAS

4.1.19.1 Dimensionamiento de los fusibles del subgenerador

Tabla N° 4.32: Evaluación general de los fusibles para los SFCR.

Sistema N°	Intensidad Nominal del fusible (I _n) $I_B \leq I_{nominal} \leq I_Z$	I _n (A)	Cantidad (Unid.)	N _{ms} (Unid.)	Tensión Mín. de Fusibles empleados $1,1 \times N_{ms} \times V_{MOD,SC,STC}$ (V)
01	$7,75 \leq I_n \leq 12,4$	10	01	4	211,2
02	$10,61 \leq I_n \leq 16,98$	16	01	4	167,2
	$10,67 \leq I_n \leq 17,08$	16	01	4	166,76
03	$11,01 \leq I_n \leq 17,62$	16	02	6	248,16
04	$10,93 \leq I_n \leq 17,5$	16	01	5	207,9
	$10,93 \leq I_n \leq 17,5$	16	01	5	207,9
	$11,36 \leq I_n \leq 18,18$	16	01	5	202,95
	$10,85 \leq I_n \leq 17,36$	16	01	5	206,8
05	$10,77 \leq I_n \leq 17,24$	16	02	10	414,7
06	$11 \leq I_n \leq 17,6$	16	02	10	412,5
	$11 \leq I_n \leq 17,6$	16	02	10	413,6
07	$11,14 \leq I_n \leq 17,82$	16	03	20	827,2
08	$10,99 \leq I_n \leq 17,58$	16	03	20	827,2
	$11,01 \leq I_n \leq 17,62$	16	03	20	827,2

Elaboración: Propia.

4.1.20 DISPOSITIVOS CONTRA SOBRETENSIONES TRANSITORIAS

4.1.20.1 Dimensionamiento de los descargadores SPD

Tabla N° 4.33: Determinación del varistor descargador SPD Tipo II (2P+N) en CC.

Sistema N°	Marca	Imax (kA) 8/20µs	Tensión CC (Uc)	Tensión Calc. (Un)	Tensión (Un)	Valor de pico (kA) In 8/20 µs	Valor del limitador (kV) (Up)
01	CIRPROTEC	40	600	243,32	300	20	2,6
02	FATECH	40	470	186,52	300	20	2,4
		40	470	184,27	300	20	2,4
03	BRITEC	40	600	280,30	300	20	2,2
04	ZHUOSHI	40	660	231,17	300	20	2,5
		40	600	231,39	300	20	2,5
		40	660	228,58	300	20	2,5
		40	660	230,23	300	20	2,5
05	TOMZN	40	800	459,69	500	20	3,0
06	HOREL	40	830	460,13	500	20	3,2
		40	830	459,91	500	20	3,2
07	FEEO	40	1000	918,94	1000	20	2,0
08	KEJIA	40	1200	928,62	1000	20	3,2
		40	1200	917,84	1000	20	3,2

Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.34: Determinación del varistor descargador SPD Tipo II y III (1P+N) en CA.

Sistema N°	Marca	Modelo	Intensidad Máxima (kA) Imax 8/20µs	Tensión CA (Uc)	Tensión (Un)	Valor de pico (kA) In 8/20 (µs)	Valor del limitador (kV) (Up)
01	INDELEC	DSU	25	230	230/400	25	1,5
02	FINDER	NE	40	230	230/400	30	1,2
03	TRACON	TTVI	60	385	230/400	30	2,0
04	SOCOMEK	G100	40	400	230/400	40	2,0

Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.35: Determinación del varistor y/o descargador SPD Tipo III (3P+N) en CA.

Sistema N°	Marca	Modelo	Intensidad Máxima (kA) Imax 8/20µs	Tensión CA (Uc)	Tensión (Un)	Valor de pico (kA) In 8/20 (µs)	Valor del limitador (kV) (Up)
05	CITEL	DS130	50	255	230/400	20	1,25
06	BRITEC	BR	50	275	230/400	20	1,5
07	SOCOMEK	SURGYS	50	400	230/400	20	1,5
08	ABB	OVRT2	50	440	230/440	20	1,5

Elaboración: Propia.

4.1.21 DISPOSITIVOS CONTRA CORRIENTES INVERSAS EN CA

4.1.21.1 Dimensionamiento de los interruptores diferenciales

Tabla N° 4.36: Determinación del interruptor diferencial bipolar V_{CA} (1P+N).

Sistema N.º	Marca	Modelo	Intensidad (A)	Tensión CA (Un)	Cap. de ruptura (kA)	Sensibilidad (mA)	Capacidad del cable (mm ²)
01	SASSIN	38L36	40	230	6	300	35
02	REVALCO	RV310	40	220/415	6	300	35
03	ABB	F202RCCB	40	230	6	300	35
04	CHNT	NL1-63	40	230	6	300	35

Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.37: Determinación del interruptor diferencial tetrapolar V_{CA} (3P+N).

Sistema N.º	Marca	Modelo	Intensidad (A)	Tensión CA (Un)	Cap. de ruptura (kA)	Sensibilidad (mA)	Capacidad del cable (mm ²)
05	REVALCO	DIF42530MA	40	220/415	6	300	25
06	SHNEIDER	A9R84440	40	400	6	300	35
07	OPEN	OL2-63	40	415	6	300	35
08	SICA	SCPD FUS	63	240/415	6	3000	35

Elaboración: Propia.

4.1.21.2 Dimensionamiento de los interruptores termomagnéticos

Tabla N° 4.38: Determinación del interruptor termomagnético bipolar V_{CA} (1P+N).

Sistema N.º	Marca	Corr. Diseñada I_B	Corr. Admis I_Z	Corr. Nominal I_2	Intensidad (In)	Tensión CA (Un)	Cantidad de Polos
01	EATON	8,70	5,43	7,87	8	220/420	4
02	SICA	6,53	4,07	5,90	6	220/415	4
		6,53	4,07	5,90	6		4
03	GENERAL ELECTRIC	20,00	12,48	18,10	15	220/415	4
04	BTICINO	8,15	5,09	7,37	6	220/420	4
		8,15	5,09	7,37	6	220/420	4
		8,70	5,43	7,87	6	220/420	4
		8,59	5,36	7,77	6	220/420	4

Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.39: Determinación del interruptor termomagnético tetrapolar V_{CA} (3P+N).

Sistema N.º	Marca	Corr. Diseñada I_B	Corr. Admis I_Z	Corr. Nominal I_2	Intensidad (In)	Tensión CA (Un)	Cantidad de Polos
05	SHNEIDER ELECTRIC	12,08	7,53	10,93	10	240/440	8
06	SASSIN	13,05	8,14	11,81	10	240/440	8
		14,05	8,77	12,71	10	240/440	8
07	ABB	41,55	25,93	37,59	30	230/440	8
08	SIEMENS	34,13	21,29	30,88	30	230/440	8
		40,14	25,05	36,32	30	230/440	8

Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.40: Determinación del interruptor manual termomagnético V_{CA} (1P+N).

Sistema N°	Marca	Corr. Diseñada I_B	Corr. Admis I_Z	Corr. Nominal I_2	Corriente (In)	Tensión (V_{CA})	Cantidad de Polos
01	EATON	8,70	5,43	7,87	6	220/230	4
02	ABB	13,05	8,14	11,81	10	220/230	4
03	SIEMENS	20,00	12,48	18,10	15	220/330	4
04	BAW	37,08	23,13	33,55	30	220/330	4

Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.41: Determinación manual termomagnético V_{CA} (1P+N).

Sistema N°	Marca	Corr. Diseñada I_B	Corr. Admis I_Z	Corr. Nominal I_2	Corriente (In)	Tensión (V_{CC})	Cantidad de Polos
01	SICA	12,08	7,53	10,93	10	240/400	8
02	BAW	27,10	16,91	24,52	20	240/400	8
03	VEXI	41,55	25,93	37,59	30	240/400	8
04	SASSIN	74,26	46,34	67,19	60	240/400	8

Elaboración: Propia.

4.1.22 DISPOSITIVOS DE CAPTACIÓN Y DE INTERCEPTACIÓN

4.1.22.1 Dimensionamiento de los pararrayos

Tabla N° 4.42: Designación de los pararrayos en los SFCR.

Sist N.º	Fabricante	Material	H_1 (mm)	L (mm)	H_2 (mm)	D_1 (mm)	A (mm)	B (mm)	D_2 (mm)	Peso (Kg)
1-8	INGESCO	Cu/Acero	1584	480	10	20	170	113	18	5,5

Elaboración: Propia.

4.1.22.2 Dimensionamiento de las barras equipotenciales

Tabla N° 4.43: Designación de una barra de unión equipotencial PAS.

Sistema N°	Marca	Modelo	Sección (mm^2)	Cantidad de conexiones
01-08	DEHN	563050	50	14

Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.44: Designación de una barra de unión equipotencial HPAS

Sistema N°	Marca	Modelo	Sección (mm^2)	Cantidad de conexiones
01-08	FASTEN S.A.	DPT-CE2	14	06

Elaboración: Propia.

4.1.23 DISPOSITIVOS DE CONEXIÓN Y PUESTA A TIERRA

4.1.23.1 Dimensionamiento de los electrodos y cableado de puesta a tierra

Tabla N° 4.45: Designación de un electrodo de puesta a tierra.

Sistema N°	Marca	Modelo	Diametro (mm)	Longitud (m)	Peso (kg)
01-04	SYSCOM	SYSVTF	10	1,20	1,45
05-08	LUXURY	ELECTRONIC	12,7	2,00	1,70

Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.46: Determinación del electrodo y conductor de (Cu) de puesta a tierra.

Sistema N°	Resist. del terreno ρ ($\Omega.m$)	$L_{varilla}$ (m)	R_{PICA} (Ω)	$L_{Conductor}$ (m)	R_{CABLE} (Ω)	Resist. (R_T)	Intensidad de contacto en CC (V_d)
01	100	1,20	83,33	10	20,00	16,13	32
02	200	1,20	166,67	12	33,33	27,78	64
03	100	1,20	83,33	30	6,67	6,17	32
04	50	1,20	41,67	30	3,33	3,09	16
05	100	2,00	50,00	15	13,33	10,53	32
06	200	2,00	100,00	15	26,67	21,05	64
07	200	2,00	100,00	20	20,00	16,67	64
08	200	2,00	100,00	35	11,43	10,26	64

Elaboración: Propia.

4.1.24 DETERMINACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Tabla N° 4.47: Determinación de las estructuras metálicas de los sistemas fotovoltaicos.

Sistema N°	Artículo	Inclinación	Material	Cargas de Nieve (N/m^2)	Cargas de viento V_b (m/s)	Estandar
01	KH915 (1x4)	Integrada 22°	Al EN AW 6005A T6	En cubiertas Metálicas		UNE-EN 1991-1-3-4
02	CVE915 (1x4)	15°-30°	Al 6063-T5	200	29	
	CVE915 (1x4)			200	29	
03	CY-ZJ03 (1x6)		Al 6063-T5	950	40	ANSI/AISC 360-05
04	KH915 (1x5)	Integrada 22°	Al EN AW 6005A T6	En cubiertas Metálicas		UNE-EN 1991-1-3-4
	CVE915 (1x5)	15°-30°	Al EN AW 6005A T6	200	29	
05	KH915 (1x10)	Integrada	Al EN AW 6005A T6	En cubiertas Metálicas		UNE-EN 1991-1-3-4
	CY-ZJ03 (1x10)	15°-30°	Al 6063-T5	950	40	ANSI/AISC 360-05
06	KH915 (2x20)	Integrada 21, 5°	Al EN AW 6005A T6	En cubiertas Metálicas		UNE-EN 1991-1-3-4
07	CY-ZJ03 (6x10)	15°-30°	Al 6063-T5	950	40	ANSI/AISC 360-05
08	CVE915 (1x6x10)	15°-30°	Al 6063-T5	950	40	ANSI/AISC 360-05

Elaboración: Propia.

4.1.25 DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DEL SFGR

4.1.25.1 Producción anual esperada de un generador monofásico FV 1kW

Tabla N° 4.48: Producción anual de un subgenerador de 1kW.

<i>Generador $P_{GFV}=1kW$ pico, orientado al Norte, $\alpha=330^\circ$ e inclinado, $\beta=22^\circ$</i>						
MES	$G_{dm}(\alpha,\beta)$ (kWh/m ² .día)	$\frac{G_{dm}(\alpha,\beta) \times P_{GFV}}{G_{inc,\tau}}$ (kWh/m ² .día)	PR	E_p (kWh/día)	Días/mes	Producción Mensual (kWh/mes)
Enero	4,19	4,19	0,85	3,56	31	110,41
Febrero	4,84	4,84	0,85	4,12	28	115,19
Marzo	5,66	5,66	0,85	4,81	31	149,14
Abril	7,82	7,82	0,85	6,65	30	199,41
Mayo	9,05	9,05	0,85	7,69	31	238,47
Junio	8,62	8,62	0,85	7,33	30	219,81
Julio	8,73	8,73	0,85	7,42	31	230,04
Agosto	8,9	8,9	0,85	7,56	31	234,52
Setiembre	7,8	7,8	0,85	6,63	30	198,90
Octubre	6,9	6,9	0,85	5,86	31	181,82
Noviembre	5,81	5,81	0,85	4,94	30	148,16
Diciembre	4,88	4,88	0,85	4,15	31	128,59
Promedio	6,93	5,83	0,85	5,83	365	179,59
Energía Producida por el SubGenerador FV $EP_{A,\tau}$(kWh/año)						2154,43

. Elaboración: Propia.

4.1.25.2 Producción anual esperada de un generador monofásico FV 2kW

Tabla N° 4.49: Producción anual de un subgenerador 1 de 2kW.

<i>Generador $P_{GFV}=1kW$ pico, orientado al Norte, $\alpha=40^\circ$ e inclinado, $\beta=23^\circ$</i>						
MES	$G_{dm}(\alpha,\beta)$ (kWh/m ² .día)	$\frac{G_{dm}(\alpha,\beta) \times P_{GFV}}{G_{inc,\tau}}$ (kWh/m ² .día)	PR	E_p (kWh/día)	Días/mes	Producción Mensual (kWh/mes)
Enero	4,33	4,33	0,745	3,23	31	100,00
Febrero	4,99	4,86	0,745	3,72	28	104,09
Marzo	5,95	5,72	0,745	4,43	31	137,42
Abril	7,59	7,82	0,745	5,65	30	169,64
Mayo	8,79	8,85	0,745	6,55	31	203,01
Junio	8,23	8,26	0,745	6,13	30	183,94
Julio	8,42	8,39	0,745	6,27	31	194,46
Agosto	8,83	8,75	0,745	6,58	31	203,93
Setiembre	7,92	7,82	0,745	5,90	30	177,01
Octubre	6,78	6,96	0,745	5,05	1	156,58
Noviembre	5,67	5,9	0,745	4,22	30	126,72
Diciembre	4,88	4,85	0,745	3,64	31	112,70
Promedio	6,86	6,88	0,745	5,11	365	155,79
Energía Producida por el SubGenerador FV $EP_{A,\tau}$(kWh/año)						1869,50

. Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.50: Producción anual de un subgenerador 2 de 2kW.

Generador $P_{GFV}=1kW$ pico, orientado al Norte, $\alpha=40^\circ$ e inclinado, $\beta=23^\circ$

MES	$G_{dm}(\alpha,\beta)$ (kWh/m ² .día)	$\frac{G_{dm}(\alpha,\beta) \times P_{GFV}}{G_{inc,\tau}}$ (kWh/m ² .día)	PR	E_p (kWh/día)	Días/mes	Producción Mensual (kWh/mes)
Enero	4,33	4,33	0,747	3,23	31	100,27
Febrero	4,86	4,86	0,747	3,63	28	101,65
Marzo	5,72	5,72	0,747	4,27	31	132,46
Abril	7,82	7,82	0,747	5,84	30	175,25
Mayo	8,85	8,85	0,747	6,61	31	204,94
Junio	8,26	8,26	0,747	6,17	30	185,11
Julio	8,39	8,39	0,747	6,27	31	194,29
Agosto	8,75	8,75	0,747	6,54	31	202,62
Setiembre	7,82	7,82	0,747	5,84	30	175,25
Octubre	6,96	6,96	0,747	5,20	31	161,17
Noviembre	5,9	5,9	0,747	4,41	30	132,22
Diciembre	4,85	4,85	0,747	3,62	31	112,31
Promedio	6,88	6,88	0,747	5,14	365	156,46
Energía Producida por el SubGenerador FV $EP_{A,\tau}$(kWh/año)						1877,53

. Elaboración: Propia.

4.1.25.3 Producción anual esperada de un generador monofásico FV 3kW

Tabla N° 4.51: Producción anual de un subgenerador de 3kW.

Generador $P_{GFV}=3kW$ pico, orientado al Norte, $\alpha=0^\circ$ e inclinado, $\beta=23^\circ$

MES	$G_{dm}(\alpha,\beta)$ (kWh/m ² .día)	$\frac{G_{dm}(\alpha,\beta) \times P_{GFV}}{G_{inc,\tau}}$ (kWh/m ² .día)	PR	E_p (kWh/día)	Días/mes	Producción Mensual (kWh/mes)
Enero	4,16	12,48	0,769	9,59	31	297,28
Febrero	4,78	14,34	0,769	11,04	28	309,05
Marzo	5,73	17,19	0,769	13,23	31	410,14
Abril	8,06	24,18	0,769	18,6	30	557,95
Mayo	9,39	28,17	0,769	21,66	31	671,31
Junio	8,91	26,73	0,769	20,56	30	616,91
Julio	9,01	27,03	0,769	20,78	31	644,25
Agosto	9,17	27,51	0,769	21,14	31	655,48
Setiembre	7,95	23,85	0,769	18,35	30	550,46
Octubre	6,91	20,73	0,769	15,94	31	494,14
Noviembre	5,76	17,28	0,769	13,28	30	398,33
Diciembre	4,75	14,25	0,769	10,95	31	339,42
Promedio	7,05	21,15	0,769	16,26	365	495,39
Energía Producida por el SubGenerador FV $EP_{A,\tau}$(kWh/año)						5945,05

Elaboración: Propia.

4.1.25.4 Producción anual esperada de un generador monofásico FV 5kW

Tabla N° 4.52: Producción anual de un subgenerador 1 de 5kW.

Generador $P_{GFV}=1,25kW$ pico, orientado al Norte, $\alpha=30^\circ$ e inclinado, $\beta=22^\circ$

MES	$G_{dm}(\alpha,\beta)$ (kWh/m ² .día)	$\frac{G_{dm}(\alpha,\beta) \times P_{GFV}}{G_{inc,\tau}}$ (kWh/m ² .día)	PR	E_p (kWh/día)	Días/mes	Producción Mensual (kWh/mes)
Enero	4,3	5,38	0,756	4,06	31	125,97
Febrero	4,86	6,08	0,756	4,59	28	128,60
Marzo	5,75	7,19	0,756	5,43	31	168,45
Abril	7,93	9,91	0,756	7,49	30	224,82
Mayo	9,04	11,30	0,756	8,54	31	264,83
Junio	8,47	10,59	0,756	8,00	30	240,12
Julio	8,6	10,75	0,756	8,13	31	251,94
Agosto	8,91	11,14	0,756	8,42	31	261,02
Setiembre	7,9	9,88	0,756	7,47	30	223,97
Octubre	6,98	8,73	0,756	6,60	31	204,48
Noviembre	5,89	7,36	0,756	5,57	30	166,98
Diciembre	4,85	6,06	0,756	4,58	31	142,08
Promedio	5,96	8,70	0,756	6,57	365	200,27
Energía Producida por el SubGenerador FV $EP_{A,\tau}$(kWh/año)						2403,24

Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.53: Producción anual de un subgenerador 2 de 5kW.

Generador $P_{GFV}=1,25kW$ pico, orientado al Norte, $\alpha=30^\circ$ e inclinado, $\beta=22^\circ$

MES	$G_{dm}(\alpha,\beta)$ (kWh/m ² .día)	$\frac{G_{dm}(\alpha,\beta) \times P_{GFV}}{G_{inc,\tau}}$ (kWh/m ² .día)	PR	E_p (kWh/día)	Días/mes	Producción Mensual (kWh/mes)
Enero	4,3	5,38	0,759	4,08	31	126,47
Febrero	4,86	6,08	0,759	4,61	28	129,11
Marzo	5,75	7,19	0,759	5,46	31	169,11
Abril	7,93	9,91	0,759	7,52	30	225,71
Mayo	9,04	11,30	0,759	8,58	31	265,88
Junio	8,47	10,59	0,759	8,04	30	241,08
Julio	8,6	10,75	0,759	8,16	31	252,94
Agosto	8,91	11,14	0,759	8,45	31	262,05
Setiembre	7,9	9,88	0,759	7,50	30	224,85
Octubre	6,98	8,73	0,759	6,62	31	205,29
Noviembre	5,89	7,36	0,759	5,59	30	167,64
Diciembre	4,85	6,06	0,759	4,60	31	142,64
Promedio	6,96	8,70	0,759	6,60	365	201,06
Energía Producida por el SubGenerador FV $EP_{A,\tau}$(kWh/año)						2412,78

Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.54: Producción anual de un subgenerador 3 de 5kW.

Generador $P_{GFV}=1,25kW$ pico, orientado al Norte, $\alpha=30^\circ$ e inclinado, $\beta=25^\circ$						
MES	$G_{dm}(\alpha,\beta)$ (kWh/m ² .día)	$\frac{G_{dm}(\alpha,\beta) \times P_{GFV}}{G_{inc,\tau}}$ (kWh/m ² .día)	PR	E_p (kWh/día)	Días/mes	Producción Mensual (kWh/mes)
<i>Enero</i>	4,22	5,28	0,746	3,94	31	121,99
<i>Febrero</i>	4,78	5,98	0,746	4,46	28	124,81
<i>Marzo</i>	5,71	7,14	0,746	5,32	31	165,06
<i>Abril</i>	7,95	9,94	0,746	7,41	30	222,40
<i>Mayo</i>	9,15	11,44	0,746	8,53	31	264,50
<i>Junio</i>	8,6	10,75	0,746	8,02	30	240,59
<i>Julio</i>	8,71	10,89	0,746	8,12	31	251,78
<i>Agosto</i>	8,96	11,20	0,746	8,36	31	259,01
<i>Setiembre</i>	7,86	9,83	0,746	7,33	30	219,88
<i>Octubre</i>	6,87	8,59	0,746	6,41	31	198,59
<i>Noviembre</i>	5,76	7,20	0,746	5,37	30	161,14
<i>Diciembre</i>	4,73	5,91	0,746	4,41	31	136,73
<i>Promedio</i>	6,94	8,68	0,746	6,47	365	197,21
Energía Producida por el SubGenerador FV $EP_{A,\tau}$(kWh/año)						2366,49

Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.55: Producción anual de un subgenerador 4 de 5kW.

Generador $P_{GFV}=1,25kW$ pico, orientado al Norte, $\alpha=30^\circ$ e inclinado, $\beta=22^\circ$						
MES	$G_{dm}(\alpha,\beta)$ (kWh/m ² .día)	$\frac{G_{dm}(\alpha,\beta) \times P_{GFV}}{G_{inc,\tau}}$ (kWh/m ² .día)	PR	E_p (kWh/día)	Días/mes	Producción Mensual (kWh/mes)
<i>Enero</i>	4,3	5,38	0,798	4,29	31	132,97
<i>Febrero</i>	4,86	6,08	0,798	4,85	28	135,74
<i>Marzo</i>	5,75	7,19	0,798	5,74	31	177,80
<i>Abril</i>	7,93	9,91	0,798	7,91	30	237,31
<i>Mayo</i>	9,04	11,30	0,798	9,02	31	279,54
<i>Junio</i>	8,47	10,59	0,798	8,45	30	253,46
<i>Julio</i>	8,6	10,75	0,798	8,58	31	265,93
<i>Agosto</i>	8,91	11,14	0,798	8,89	31	275,52
<i>Setiembre</i>	7,9	9,88	0,798	7,88	30	236,41
<i>Octubre</i>	6,98	8,73	0,798	6,96	31	215,84
<i>Noviembre</i>	5,89	7,36	0,798	5,88	30	176,26
<i>Diciembre</i>	4,85	6,06	0,798	4,84	31	149,97
<i>Promedio</i>	6,95	8,70	0,798	6,94	365	211,40
Energía Producida por el SubGenerador FV $EP_{A,\tau}$(kWh/año)						2536,75

Elaboración: Propia.

4.1.25.5 Producción anual esperada de un generador trifásico FV 5kW

Tabla N° 4.56: Producción anual esperada de un generador de 5kW.

Generador $P_{GFV}=5kW$ pico, orientado al Norte, $\alpha=0^\circ$ e inclinado, $\beta=22^\circ$						
MES	$G_{dm}(\alpha,\beta)$ (kWh/m ² .día)	$\frac{G_{dm}(\alpha,\beta) \times P_{GFV}}{G_{inc,\tau}}$ (kWh/m ² .día)	PR	E_p (kWh/día)	Días/mes	Producción Mensual (kWh/mes)
Enero	4,19	20,95	0,794	16,63	31	515,66
Febrero	4,81	24,05	0,794	19,10	28	534,68
Marzo	5,75	28,75	0,794	22,83	31	707,65
Abril	8,05	40,25	0,794	31,96	30	958,76
Mayo	9,34	46,70	0,794	37,08	31	1149,47
Junio	8,85	44,25	0,794	35,13	30	1054,04
Julio	8,95	44,75	0,794	35,53	31	1101,48
Agosto	9,13	45,65	0,794	36,25	31	1123,63
Setiembre	7,96	39,80	0,794	31,60	30	948,04
Octubre	6,95	34,75	0,794	27,59	31	855,34
Noviembre	5,8	29,00	0,794	23,03	30	690,78
Diciembre	4,79	23,95	0,794	19,02	31	589,51
Promedio	7,05	35,24	0,794	27,98	365	852,42
Energía Producida por el SubGenerador FV $EP_{A,\tau}$(kWh/año)						10229,02

Elaboración: Propia.

4.1.25.6 Producción anual esperada de un generador trifásico FV 10kW

Tabla N° 4.57: Producción anual de un subgenerador 1 de 10kW.

Generador $P_{GFV}=5kW$ pico, orientado al Norte, $\alpha=5^\circ$ e inclinado, $\beta=21,5^\circ$						
MES	$G_{dm}(\alpha,\beta)$ (kWh/m ² .día)	$\frac{G_{dm}(\alpha,\beta) \times P_{GFV}}{G_{inc,\tau}}$ (kWh/m ² .día)	PR	E_p (kWh/día)	Días/mes	Producción Mensual (kWh/mes)
Enero	4,19	20,95	0,785	16,45	31	509,82
Febrero	4,81	24,05	0,785	18,88	28	528,62
Marzo	5,75	28,75	0,785	22,57	31	699,63
Abril	8,05	40,25	0,785	31,60	30	947,89
Mayo	9,34	46,70	0,785	36,66	31	1136,44
Junio	8,85	44,25	0,785	34,74	30	1042,09
Julio	8,95	44,75	0,785	35,13	31	1088,99
Agosto	9,13	45,65	0,785	35,84	31	1110,89
Setiembre	7,96	39,80	0,785	31,24	30	937,29
Octubre	6,95	34,75	0,785	27,28	31	845,64
Noviembre	5,8	29,00	0,785	22,77	30	682,95
Diciembre	4,79	23,95	0,785	18,80	31	582,82
Promedio	7,05	35,24	0,785	27,66	365	842,82
Energía Producida por el SubGenerador FV $EP_{A,\tau}$(kWh/año)						10113,08

Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.58: Producción anual de un subgenerador 2 de 10kW.

Generador $P_{GFV}=5kW$ pico, orientado al Norte, $\alpha=5^\circ$ e inclinado, $\beta=21,5^\circ$						
MES	$G_{dm}(\alpha,\beta)$ (kWh/m ² .día)	$\frac{G_{dm}(\alpha,\beta) \times P_{GFV}}{G_{CEM}}$ (kWh/m ² .día)	PR	E_p (kWh/día)	Días/mes	Producción Mensual (kWh/mes)
<i>Enero</i>	4,22	21,10	0,759	16,01	31	496,46
<i>Febrero</i>	4,83	24,15	0,759	18,33	28	513,24
<i>Marzo</i>	5,76	28,80	0,759	21,86	31	677,64
<i>Abril</i>	8,04	40,20	0,759	30,51	30	915,35
<i>Mayo</i>	9,3	46,50	0,759	35,29	31	1094,10
<i>Junio</i>	8,8	44,00	0,759	33,40	30	1001,88
<i>Julio</i>	8,91	44,55	0,759	33,81	31	1048,22
<i>Agosto</i>	9,11	45,55	0,759	34,57	31	1071,75
<i>Setiembre</i>	7,97	39,85	0,759	30,25	30	907,38
<i>Octubre</i>	6,97	34,85	0,759	26,45	31	819,99
<i>Noviembre</i>	5,83	29,15	0,759	22,12	30	663,75
<i>Diciembre</i>	4,81	24,05	0,759	18,25	31	565,87
<i>Promedio</i>	7,05	35,23	0,759	26,74	365	814,64
Energía Producida por el SubGenerador FV $EP_{A,\tau}$(kWh/año)						9775,62

Elaboración: Propia.

4.1.25.7 Producción anual esperada de un generador trifásico FV 15kW

Tabla N° 4.59: Producción anual de un subgenerador de 15kW.

Generador $P_{GFV}=15kW$ pico, orientado al Norte, $\alpha=330^\circ$ e inclinado, $\beta=30^\circ$						
MES	$G_{dm}(\alpha,\beta)$ (kWh/m ² .día)	$\frac{G_{dm}(\alpha,\beta) \times P_{GFV}}{G_{inc,\tau}}$ (kWh/m ² .día)	PR	E_p (kWh/día)	Días/mes	Producción Mensual (kWh/mes)
<i>Enero</i>	3,93	58,95	0,783	46,16	31	1430,89
<i>Febrero</i>	4,62	69,30	0,783	54,26	28	1519,33
<i>Marzo</i>	5,53	82,95	0,783	64,95	31	2013,45
<i>Abril</i>	7,82	117,30	0,783	91,85	30	2755,38
<i>Mayo</i>	9,29	139,35	0,783	109,11	31	3382,44
<i>Junio</i>	8,95	134,25	0,783	105,12	30	3153,53
<i>Julio</i>	9,01	135,15	0,783	105,82	31	3280,50
<i>Agosto</i>	9,00	135,00	0,783	105,71	31	3276,86
<i>Setiembre</i>	7,65	114,75	0,783	89,85	30	2695,48
<i>Octubre</i>	6,56	98,40	0,783	77,05	31	2388,46
<i>Noviembre</i>	5,43	81,45	0,783	63,78	30	1913,26
<i>Diciembre</i>	4,57	68,55	0,783	53,67	31	1663,91
<i>Promedio</i>	6,83	102,95	0,783	80,61	365	2456,12
Energía Producida por el SubGenerador FV $EP_{A,\tau}$(kWh/año)						29473,49

Elaboración: Propia.

4.1.25.8 Producción anual esperada de un generador trifásico FV 30kW

Tabla N° 4.60: Producción anual de un subgenerador 1 de 30kW.

Generador $P_{GFV}=15kW$ pico, orientado al Norte, $\alpha=0^\circ$ e inclinado, $\beta=22^\circ$

MES	$G_{dm}(\alpha,\beta)$ (kWh/m ² .día)	$\frac{G_{dm}(\alpha,\beta) \times P_{GFV}}{G_{inc,\tau}}$ (kWh/m ² .día)	PR	E_p (kWh/día)	Días/mes	Producción Mensual (kWh/mes)
Enero	5,12	76,80	0,844	64,82	31	2009,40
Febrero	5,46	81,90	0,844	69,12	28	1935,46
Marzo	5,63	84,45	0,844	71,28	31	2209,55
Abril	6,17	92,55	0,844	78,11	30	2343,37
Mayo	6,74	101,10	0,844	85,33	31	2645,18
Junio	6,79	101,85	0,844	85,96	30	2578,84
Julio	6,84	102,60	0,844	86,59	31	2684,43
Agosto	6,81	102,15	0,844	86,21	31	2672,65
Setiembre	6,76	101,40	0,844	85,58	30	2567,45
Octubre	6,52	97,80	0,844	82,54	31	2558,84
Noviembre	6,26	93,90	0,844	79,25	30	2377,55
Diciembre	5,58	83,70	0,844	70,64	31	2189,93
Promedio	6,22	93,35	0,844	78,79	365	2397,72
Energía Producida por el SubGenerador FV $EP_{A,\tau}$(kWh/año)						28772,64

Elaboración: Propia.

Tabla N° 4.61: Producción anual de un subgenerador 2 de 30kW.

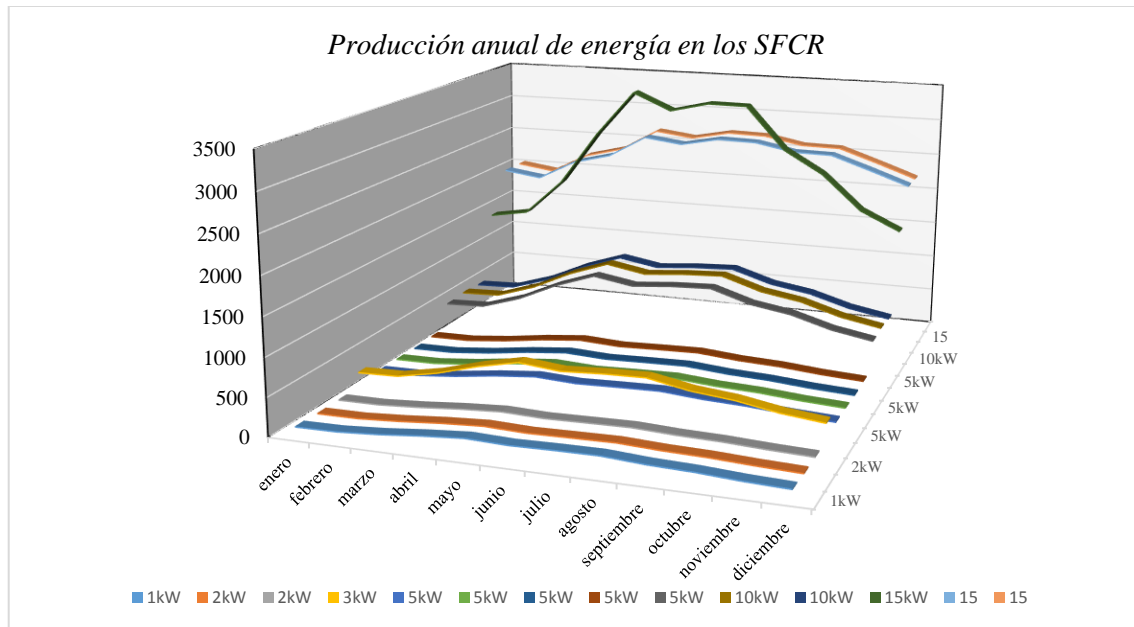
Generador $P_{GFV}=15kW$ pico, orientado al Norte, $\alpha=0^\circ$ e inclinado, $\beta=22^\circ$

MES	$G_{dm}(\alpha,\beta)$ (kWh/m ² .día)	$\frac{G_{dm}(\alpha,\beta) \times P_{GFV}}{G_{inc,\tau}}$ (kWh/m ² .día)	PR	E_p (kWh/día)	Días/mes	Producción Mensual (kWh/mes)
Enero	5,12	76,80	0,845	64,90	31	2011,78
Febrero	5,46	81,90	0,845	69,21	28	1937,75
Marzo	5,63	84,45	0,845	71,36	31	2212,17
Abril	6,17	92,55	0,845	78,20	30	2346,14
Mayo	6,74	101,10	0,845	85,43	31	2648,31
Junio	6,79	101,85	0,845	86,06	30	2581,90
Julio	6,84	102,60	0,845	86,70	31	2687,61
Agosto	6,81	102,15	0,845	86,32	31	2675,82
Setiembre	6,76	101,40	0,845	85,68	30	2570,49
Octubre	6,52	97,80	0,845	82,64	31	2561,87
Noviembre	6,26	93,90	0,845	79,35	30	2380,37
Diciembre	5,58	83,70	0,845	70,73	31	2192,52
Promedio	6,22	93,35	0,845	78,88	365	2400,56
Energía Producida por el SubGenerador FV $EP_{A,\tau}$(kWh/año)						28806,73

Elaboración: Propia.

4.1.26 GRÁFICOS ANUALES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED

Gráfico N° 4.5: Resultados de la producción anual en los SFCR.



Elaboración: Propia.

4.1.27 DETERMINACIÓN DEL BALANCE DEL SISTEMA (BOS)

4.1.27.1 Estimación del saldo anual de las cantidades de energía eléctrica

Tabla N° 4.62: Energía producida por el SFCR.

Sistema N°	Energía Produc. por el GFV $EP_{A,\tau GFV}$ (kWh)	Energía Produc. por el SubGFV $EP_{A,\tau SUBGFV}$ (kWh)	Energía suminst. por la red $E_{FUN,\tau}$ (kWh)	Uso directo del GFV $E_{A,\tau}$ (kWh)	Consumo energético anual $E_{C,\tau}$ (kWh)	Energía Inyect. a la Red $E_{TUN,\tau}$ (kWh)
01	2154,43	2154,43	866,56	791,23	1657,79	1363,20
02	3747,03	1869,50 1877,53	1783,50	992,50	2776,00	2754,53
03	5945,05	5945,05	1731,00	1276,00	3007,00	4669,05
04	9719,26	2403,24 2412,78 2366,49 2536,75	3154,70	1518,30	4673,00	8200,96
05	10229,02	10229,02	2990,00	2798,00	5788,00	7431,02
06	19888,70	10113,08 9775,62	6529,70	5970,30	12500,00	13918,40
107	29473,49	29473,49	9227,0	8173,00	17400,00	21300,49
08	57579,37	28772,64 28806,73	18233,6	17038,40	35272,00	40540,97

Elaboración: Propia.

4.1.27.2 Estimación de energía eléctrica producida en entradas y salidas

Tabla N° 4.63: Energía producida en entradas y salidas

Sistema Numero	Energía entrada total del sistema $E_{in,\tau}(kWh)$	Energía salida total del sistema $E_{use,\tau}(kWh)$	Fracción de la matriz FV $F_{A,\tau}$ (Adimen)	Rendimiento Prov. De cargas η_{Load} (Adimen)
01	3020,99	2154,43	0,71	0,71
02	5530,53	3747,03	0,68	0,68
03	7676,05	5945,05	0,77	0,77
04	12873,96	9719,26	0,76	0,76
05	13219,02	10229,02	0,77	0,77
06	26418,40	19888,70	0,75	0,75
07	38700,49	29473,49	0,76	0,76
08	75812,97	57579,37	0,76	0,76

Elaboración: Propia.

4.1.27.3 Estimación de las eficiencias producidas del SFCR

Tabla N° 4.64: Eficiencia de la energía producida en los SFCR

Sistema N°	Efic. GFV. $\eta_{GFV}(\%) = \frac{E_{L,\tau}}{E_{A,\tau}}$	Efic. Sistema $\eta_{SFV}(\%) = \frac{E_{FUN,\tau}}{E_{A,\tau}}$	Efic. Inversor $\eta_{inv}(\%) = \frac{E_{L,\tau}}{E_{FUN,\tau}}$
01	0,3673	0,4022	0,9131
02	0,2649	0,4760	0,5565
03	0,2146	0,2912	0,7371
04	0,1562	0,3246	0,4813
05	0,2735	0,2923	0,9358
06	0,3002	0,3283	0,9143
07	0,2773	0,3131	0,8858
08	0,2959	0,3167	0,9345

Elaboración: Propia.

4.1.28 DETERMINACIÓN DE LOS INDICES DE COMPORTAMIENTO

4.1.28.1 Estimación de la productividad y las pérdidas de los SFCR

Tabla N° 4.65: Resultados de la productividad de los SFCR

Sistema N°	Productividad del Generador Y_A (kWh/kWp)		Productividad de Referencia Y_R (h/a)		Product. Final Y_F (h/a)	Pérd. de produc en campo FV L_C	Pérd. de produc. en resto del sist. L_S
01	2154,43	2154,43	2534,62	2534,62	3014,50	-380,19	-860,07
02	1869,50	1873,52	2509,40	2511,42	2765,27	-637,90	-891,75
	1877,53		2513,43				
03	1981,68	1981,68	2576,96	2576,96	2558,6	-595,28	-577,00
04	1922,59	1943,85	2543,11	2541,78	2574,79	-597,93	-630,94
	1930,22		2543,11				
	1893,19		2537,79				
	2029,40		2543,11				
05	2045,80	2045,8	2576,57	2576,57	2643,80	-530,77	-598,00
06	2022,62	1988,87	2576,59	2576,26	2641,84	-587,39	-652,13
	1955,12		2575,92				
07	1964,90	1964,9	2509,45	2509,45	2580,03	-544,55	-615,13
08	1918,18	1919,32	2272,73	2272,73	2527,10	-353,41	-607,78
	1920,45		2272,72				

Fuente: Propia elaborada desde (PV*SOL Expert 6.0 (R8), 2016).

4.1.28.2 Estimación de la rendimiento y performance ratio de los SFCR

Tabla N° 4.66: Resultados del rendimiento y performance ratio de los SFCR

N° Sistema	Rendimiento parcial del GFV $PR_C = Y_A/Y_R$	Rendimiento parcial del resto del sistema $PR_S = Y_F/Y_A$	Rendimiento global $PR = PR_C \times PR_S$
01	0,85	1,18	1,000
02	0,75	1,34	1,000
03	0,77	1,30	1,000
04	0,76	1,31	1,000
05	0,79	1,26	1,000
06	0,77	1,30	1,000
07	0,78	1,28	1,000
08	0,84	1,18	1,000

Elaboración: Propia.

4.1.29 ANÁLISIS DE COSTES DE ENERGÍA INTERCONECTADA

4.1.29.1 Resultados y costes de la energía en BT de la red monofásica de 1kW

Tabla N° 4.67: Resultado de las tarifas domésticas en un SFCR de 1kW.

Tarif. de ambiente	CON SISTEMA FV				SIN SISTEMA FV			
	Costes Especif. (S./kWh)	Energía de la red (KWh)	Costes (S./año)	Remun. (S./año)	Costes Especif. (S./año)	Energía de la red (KWh)	Costes (S./año)	Remun. (S./año)
TA invierno	22,00	462,20	101,7	101,7	22,00	818,20	180,0	180,0
TA verano	22,00	404,30	89,0	89,0	22,00	833,10	183,3	183,3
TB invierno	22,00	0,0	0,0	0,0	22,00	0,0	0,0	0,0
TB verano	22,00	0,0	0,0	0,0	22,00	0,0	0,0	0,0
Energía. total	22,00	866,6	190,6	190,6	22,00	1651,3	363,3	363,3
Costes totales	Energía de la red: 867 kWh				Energía de la red: 1651,3 kWh			
	Remuneración total (kWh): 191 S./año				Remuneración total (kWh): 363 S./año			
	Potencia facturada: 0,0 kW Remuneración por potencia: 0 S./año							

Elaboración: Propia.

4.1.29.2 Resultados y costes de la energía de la red monofásica de 2kW

Tabla N° 4.68: Resultado de las tarifas domésticas en un SFCR de 2kW.

Tarif. de ambiente	CON SISTEMA FV				SIN SISTEMA FV			
	Costes Especif. (S./kWh)	Energía de la red (KWh)	Costes (S./año)	Remun. (S./año)	Costes Especif. (S./año)	Energía de la red (KWh)	Costes (S./año)	Remun. (S./año)
TA invierno	22,00	916,1	201,5	201,5	22,00	1369,6	301,3	301,3
TA verano	22,00	867,4	190,8	190,8	22,00	1406,5	309,4	309,4
TB invierno	22,00	0,0	0,0	0,0	22,00	0,0	0,0	0,0
TB verano	22,00	0,0	0,0	0,0	22,00	0,0	0,0	0,0
Energía. total	22,00	1783,5	392,4	392,4	22,00	2776,1	610,7	610,7
Costes totales	Energía de la red: 1783,5 kWh				Energía de la red: 2776,1 kWh			
	Remuneración total (kWh): 392 S./año				Remuneración total (kWh): 611 S./año			
	Potencia facturada: 0,0 kW Remuneración por potencia: 0 S./año							

Elaboración: Propia.

4.1.29.3 Resultados y costes de la energía de la red monofásica de 3kW

Tabla N° 4.69: Resultado de las tarifas domésticas en un SFCR de 3kW.

Tarif. de ambiente	CON SISTEMA FV				SIN SISTEMA FV			
	Costes Especif. (S./kWh)	Energía de la red (KWh)	Costes (S./año)	Remun. (S./año)	Costes Especif. (S./año)	Energía de la red (KWh)	Costes (S./año)	Remun. (S./año)
TA invierno	22,00	926,4	203,8	203,8	22,00	1482,0	326,0	326,0
TA verano	22,00	804,5	177,0	177,0	22,00	1525,2	335,6	335,6
TB invierno	22,00	0,0	0,0	0,0	22,00	0,0	0,0	0,0
TB verano	22,00	0,0	0,0	0,0	22,00	0,0	0,0	0,0
Energía. total	22,00	1731,0	380,8	380,8	22,00	3007,2	661,6	661,6
Costes totales	Energía de la red: 1731,0 kWh				Energía de la red: 3000,7 kWh			
	Remuneración total (kWh): 381 S./año				Remuneración total (kWh): 662 S./año			
	Potencia facturada: 0,0 kW Remuneración por potencia: 0 S./año							

Elaboración: Propia.

4.1.29.4 Costes de la energía de la red monofásica de 5kW

Tabla N° 4.70: Resultado de las tarifas domésticas en un SFCR de 5kW.

Tarif. de ambiente	CON SISTEMA FV				SIN SISTEMA FV			
	Costes Especif. (S./kWh)	Energía de la red (KWh)	Costes (S./año)	Remun. (S./año)	Costes Especif. (S./año)	Energía de la red (KWh)	Costes (S./año)	Remun. (S./año)
TA invierno	22,00	837,4	184,2	184,2	22,00	1413,1	310,9	310,9
TA verano	22,00	848,9	186,7	186,7	22,00	1444,3	317,7	317,7
TB invierno	22,00	728,5	160,3	160,3	22,00	904,8	199,1	199,1
TB verano	22,00	740,0	162,8	162,8	22,00	911,3	200,5	200,5
Energía. total	22,00	3154,7	694,0	694,0	22,00	4673,4	1028,1	1028,1
Costes totales	Energía de la red: 3155,0 kWh				Energía de la red: 4673,4 kWh			
	Remuneración total (kWh): 694 S./año				Remuneración total (kWh): 1028 S./año			
	Potencia facturada: 0,0 kW Remuneración por potencia: 0 S./año							

Elaboración: Propia.

4.1.29.5 Costes de la energía de la red trifásica de 5kW

Tabla N° 4.71: Resultado de las tarifas domésticas en un SFCR de 5kW.

Tarif. de ambiente	CON SISTEMA FV				SIN SISTEMA FV			
	Costes Especif. (S./kWh)	Energía de la red (KWh)	Costes (S./año)	Remun. (S./año)	Costes Especif. (S./año)	Energía de la red (KWh)	Costes (S./año)	Remun. (S./año)
TA invierno	25,00	705,2	176,3	176,3	25,00	1726,6	431,7	431,7
TA verano	25,00	426,3	106,6	106,6	25,00	1369,6	342,4	342,4
TB invierno	25,00	1041,8	260,5	260,5	25,00	1486,1	371,5	371,5
TB verano	25,00	816,7	204,2	204,2	25,00	1205,7	301,4	301,4
Energía. total	25,00	2990,0	747,5	747,5	25,00	5788,0	1447,0	1447,0
Costes totales	Energía de la red: 2990,0 kWh				Energía de la red: 5788,0 kWh			
	Remuneración total (kWh): 748 S/año				Remuneración total (kWh): 1447,0 S/año			
	Potencia facturada: 0,0 kW Remuneración por potencia: 0 S/año							

Elaboración: Propia.

4.1.29.6 Costes de la energía de la red trifásica de 10kW

Tabla N° 4.72: Resultado de las tarifas domésticas en un SFCR de 10kW.

Tarif. de ambiente	CON SISTEMA FV				SIN SISTEMA FV			
	Costes Especif. (S./kWh)	Energía de la red (KWh)	Costes (S./año)	Remun. (S./año)	Costes Especif. (S./año)	Energía de la red (KWh)	Costes (S./año)	Remun. (S./año)
TA invierno	25,00	1560,0	390,0	390,0	25,00	3728,9	932,2	932,2
TA verano	25,00	926,5	231,6	231,6	25,00	2957,8	739,5	739,5
TB invierno	25,00	2270,0	567,5	567,5	25,00	3209,4	802,3	802,3
TB verano	25,00	1773,2	443,3	443,3	25,00	2603,9	651,0	651,0
Energía. total	25,00	6529,7	1632,4	1632,4	25,00	12500	3125,0	3125,0
Costes totales	Energía de la red: 6530,0 kWh				Energía de la red: 12500,0 kWh			
	Remuneración total (kWh): 1632 S/año				Remuneración total (kWh): 3125 S/año			
	Potencia facturada: 0,0 kW Remuneración por potencia: 0 S/año							

Elaboración: Propia.

4.1.29.7 Costes de la energía de la red trifásica de 15kW

Tabla N° 4.73: Resultado de las tarifas domésticas en un SFCR de 15kW.

Tarif. de ambiente	CON SISTEMA FV				SIN SISTEMA FV			
	Costes Especif. (S./kWh)	Energía de la red (KWh)	Costes (S./año)	Remun. (S./año)	Costes Especif. (S./año)	Energía de la red (KWh)	Costes (S./año)	Remun. (S./año)
TA invierno	25,00	2192,7	548,2	548,2	25,00	5190,6	1297,7	1297,7
TA verano	25,00	1396,3	349,1	349,1	25,00	4117,3	1029,3	1029,3
TB invierno	25,00	3146,2	786,6	786,6	25,00	4467,5	1116,9	1116,9
TB verano	25,00	2491,8	622,9	622,9	25,00	3624,6	906,1	906,1
Energía. total	25,00	9227,0	2306,8	2306,8	25,00	17400	4350,0	4350,0
Costes totales	Energía de la red: 9227 kWh				Energía de la red: 17400 kWh			
	Remuneración total (kWh): 2307 S./año				Remuneración total (kWh): 4350,0 S./año			
	Potencia facturada: 0,0 kW Remuneración por potencia: 0 S./año							

Elaboración: Propia.

4.1.29.8 Costes de la energía de la red trifásica de 30kW

Tabla N° 4.74: Resultado de las tarifas domésticas en un SFCR de 30kW.

Tarif. de ambiente	CON SISTEMA FV				SIN SISTEMA FV			
	Costes Especif. (S./kWh)	Energía de la red (KWh)	Costes (S./año)	Remun. (S./año)	Costes Especif. (S./año)	Energía de la red (KWh)	Costes (S./año)	Remun. (S./año)
TA invierno	25,00	4102,2	1025,6	1025,6	25,00	10522	2630,5	2630,5
TA verano	25,00	2719,1	679,8	679,8	25,00	8346,3	2086,6	2086,6
TB invierno	25,00	6381,1	1595,3	1595,3	25,00	9056,1	2264,0	2264,0
TB verano	25,00	5031,2	1257,8	1257,8	25,00	7347,5	1836,9	1836,9
Energía. total	25,00	18233,6	4558,4	4558,4	25,00	35272	8,818,0	8818,0
Costes totales	Energía de la red: 18234,0 kWh				Energía de la red: 35272 kWh			
	Remuneración total (kWh): 658 S./año				Remuneración total (kWh): 8818,0 S./año			
	Potencia facturada: 0,0 kW Remuneración por potencia: 0 S./año							

Elaboración: Propia.

4.1.30 ANÁLISIS DE EMISIONES DE CONTAMINANTES EVITADAS

4.1.30.1 Determinación de emisiones de contaminantes de la red pública

Tabla N° 4.75: Emisiones en (kg/año) de la red suministrada a los consumidores.

Sistema N°	CO ₂ (g/kWh)	CO (g/kWh)	NO _x (mg/kWh)	SO ₂ (mg/kWh)	CH (mg/kWh)	Partículas (mg/kWh)
01	532,07	421,15	436,75	409,88	231,37	47,66
02	1095,07	866,78	898,88	843,60	476,19	98,09
03	1062,83	841,27	872,42	818,76	462,18	95,21
04	1936,99	1533,18	1589,97	1492,17	842,30	173,51
05	1835,86	1453,14	1506,96	1414,27	798,33	164,45
06	4009,24	3173,43	3290,97	3088,55	1743,43	359,13
07	5665,38	4484,32	4650,41	4364,37	2463,61	507,49
08	11195,43	8861,53	9189,73	8624,49	4868,37	1002,85

Elaboración: Propia.

4.1.30.2 Determinación de emisiones de contaminantes evitadas por SFCR

Tabla N° 4.76: Emisiones en (kg/año) de contaminantes por el uso de los (SFCR).

Sistema N°	CO ₂ (g/kWh)	C (g/kWh)	NO _x (mg/kWh)	SO ₂ (mg/kWh)	CH (mg/kWh)	Partículas (mg/kWh)
01	1908,82	1105,22	844,54	937,18	678,65	118,49
02	1656,38	959,05	732,84	813,23	588,89	102,82
	1663,49	963,17	735,99	816,73	591,42	103,26
03	5267,31	3049,81	2330,46	2586,10	1872,69	326,98
04	2129,27	1232,86	942,07	1045,41	757,02	132,18
	2137,72	1237,76	945,81	1049,56	760,03	132,70
	2096,71	1214,01	927,66	1029,42	745,44	130,16
	2247,56	1301,35	994,41	1103,49	799,08	139,52
05	9062,91	5247,49	4009,78	4449,62	3222,14	562,60
06	8960,19	5188,01	3964,33	4399,19	3185,62	556,22
	8661,20	5014,89	3832,04	4252,39	3079,32	537,66
07	26113,51	15119,90	11553,61	12820,97	9284,15	1621,04
08	25492,56	14760,36	11278,87	12516,10	9063,38	1582,50
	25522,76	14777,85	11292,24	12530,93	9074,12	1584,37

Elaboración: Propia.

4.1.31 METRADO Y PRESUPUESTO

	PROYECTO	: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED PÚBLICA DE 1KW.	HOJA N.º	01
	UBICACIÓN	: PROVINCIA PUNO – DISTRITO PUNO – REGIÓN PUNO	ELABORADO POR	CCAMA AOUN DELBERT OMAR

Nº ITEM	SUB ITEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	P. UNIT (S/.)	TOTAL (S/.)	
01		Sistema de protección de pararrayos y puestas a tierra					
	01.01	Pararrayos (INGESCO)	Unid	1	130,0	130,0	
	01.02	Barra de puesta a tierra PAS 14 circuitos (DEHN)	Unid	1	12,0	12,0	
	01.03	Barra de puesta a tierra HPAS 14 circuitos (FASTEN)	Unid	1	12,0	12,0	
	01.04	Conductor Cable de cobre desnudo AWG (Primario)	m	15	0,67	10,05	
	01.05	Conductor Cable de cobre desnudo AWG (Secundario)	m	10	0,57	5,70	
	01.06	Electrodo de puesta a tierra (SYSCOM)	Unid	2	110,0	220,00	
02		Generador y/o Arreglo Fotovoltaico (1kW) de 250W c/u					
	02.01	Módulos Fotovoltaicos (SPR-X20-250-BLK)	Unid	4	260,0	1040,00	
	02.02	Estructuras de soporte (KH915 1x4)	Unid	1	121,0	121,00	
	02.03	Conectores (MC3 - MC4)	Pza	8	2,20	4,84	
03		Caja de conexiones del generador FV (CCGFV) en el lado CC					
	03.01	Fusibles (10A) (10x38)	Unid	2	3,52	7,04	
	03.02	Base de Portafusibles (10x38)	Unid	2	14,33	28,66	
	03.03	Descargador 2P+N clase II (CIPROTEC)	Unid	1	97,51	97,51	
	03.04	Interruptor Seccionador (ZHEJIANGBENJI)	Unid	1	18,50	18,50	
	03.05	Monitorización (opcional)	Unid	1	0,0	0,0	
04		Cuadro de Inversor monofásico CC/CA					
	04.01	Inversor FV (B&B Power Co., Ltd. SF 1600TL 1,65kW)	Unid	1	808,00	808,00	
	04.02	Descargador 2P+N Clase II (INDELEC)	Unid	1	80,76	80,76	
05		Cuadro de protección del Inversor y Medidor					
	05.01	Contador de inyección FV (CIRCUTOR CEM-C10)	Unid	1	136,00	136,00	
	05.02	Disyuntor diferencial Bipolar (SASSIN)	Unid	1	16,99	16,99	
	05.03	Interruptor termomagnético (EATON)	Unid	1	10,83	10,83	
06		Cuadro de protecciones del medidor CA					
	06.01	Interruptor termomagnético (EATON)	Unid	1	17,99	17,99	
	06.02	Medidor bidireccional (ELSTER A150)	Unid	1	150,00	150,00	
	06.03	Caja general de protección CGP (CAHORS 0442430)	Jgo	1	57,67	57,67	
07		Cableado y conductores					
	07.01	Cableado (SOLARPLAST 0,9/1,5KV _{CC} 1x1,5mm ²)	m	8	0,56	4,48	
	07.02	Cableado (SOLARPLAST 0,9/1,5KV _{CC} 1x2,5mm ²)	m	8	0,79	6,32	
	07.03	Cableado (SOLARPLAST 0,6/1KV _{CA} 1x2,5mm ²)	m	10	0,79	7,90	
	07.04	Cableado (SOLARPLAST 0,6/1KV _{CA} 1x2,5mm ²)	m	5	0,79	3,95	
	07.05	Tubería flexible de (21mm ½"x8m) (Tramo 1)	m	8	1,80	14,40	
	07.06	Tubería rígida PVC (21mm ½"x3m) (Tramos 2,3,4)	m	23	3,80	87,40	
	07.07	Cable de línea monofásica (Acometida)	m	0	0,0	0,0	
08		Sistema de respaldo (OFF GRID)					
	08.01	Interruptor termomagnético (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
	08.02	Batería (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
	08.03	Regulador (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
		SUBTOTAL DE MATERIALES					3095,99
09		Salarios					
	09.01	Ingeniero Mecánico Eléctrico	Per.	0	0,0	0,0	
	09.02	Personal (Obrero)	Per.	0	0,0	0,0	
	09.03	Personal (Técnico)	Per.	0	0,0	0,0	
	09.04	Transporte	Per.	0	0,0	0,0	
	09.05	Otros	Per.	0	0,0	0,0	
		SUBTOTAL PERSONAL DE INSTALACIÓN					0,0
		TOTAL, DEL SUMINISTRO DE MATERIALES					3095,99

	PROYECTO	: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED PÚBLICA DE 2KW.	HOJA N.º	02
	UBICACIÓN	: PROVINCIA PUNO – DISTRITO PUNO – REGIÓN PUNO	ELABORADO POR	CCAMA AOUN DELBERT OMAR

Nº ITEM	SUB ITEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	P. UNIT (S/.)	TOTAL (S/.)	
01		Sistema de protección de pararrayos y puestas a tierra					
	01.01	Pararrayos (INGESCO)	Unid	2	130,0	260,0	
	01.02	Barra de puesta a tierra PAS 14 circuitos (DEHN)	Unid	1	12,0	12,0	
	01.03	Barra de puesta a tierra HPAS 14 circuitos (FASTEN)	Unid	1	12,0	12,0	
	01.04	Conductor Cable de cobre desnudo AWG (Primario)	m	30	0,67	20,10	
	01.05	Conductor Cable de cobre desnudo AWG (Secundario)	m	15	0,57	8,55	
	01.06	Electrodo de puesta a tierra (SYSCOM)	Unid	2	110,0	220,00	
02		Generador y/o Arreglo Fotovoltaico (1kW) de 250W c/u					
	02.01	Módulos Fotovoltaicos (Solarwatt 60M Style)	Unid	4	260,0	1040,0	
	02.02	Módulos Fotovoltaicos (Solarwatt 60P Style)	Unid	4	260,0	1040,0	
	02.03	Estructuras de soporte (CVE915 1x4)	Unid	2	215,0	430,0	
	02.04	Conectores (MC3 - MC4)	Pza	16	2,20	35,20	
03		Caja de conexiones del generador FV (CCGFV) en el lado CC					
	03.01	Fusibles (16A) (10x38)	Unid	4	3,52	14,08	
	03.02	Base de Portafusibles (10x38)	Unid	4	14,33	57,32	
	03.03	Descargador 2P+N clase II (FATECH)	Unid	2	85,00	170,00	
	03.04	Interruptor Seccionador (PHILIX)	Unid	2	22,24	44,48	
	03.05	Monitorización (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
04		Cuadro de Inversor monofásico CC/CA					
	04.01	Inversor FV (SMA Solar Technology AG SunnyBoy 1200)	Unid	2	578,94	1157,88	
	04.02	Descargador 2P+N Clase II (FINDER)	Unid	2	186,00	372,0	
05		Cuadro de protección del Inversor y Medidor					
	05.01	Contador de inyección FV (CIRCUTOR CEM-C10)	Unid	2	136,00	272,0	
	05.02	Disyuntor diferencial Bipolar (REVALCO)	Unid	2	16,90	33,80	
	05.03	Interruptor termomagnético (SICA)	Unid	2	10,83	21,66	
06		Cuadro de protecciones del medidor CA					
	06.01	Interruptor termomagnético (ABB)	Unid	1	13,30	13,30	
	06.02	Medidor bidireccional (ELSTER A150)	Unid	1	150,00	150,00	
	06.03	Caja general de protección CGP (CAHORS 0442430)	Jgo	1	57,67	57,67	
07		Cableados y conductores					
	07.01	Cableado SOLARPLAST 0,9/1,5KV _{CC} (1x1,5mm ²)	m	16	0,56	8,96	
	07.02	Cableado SOLARPLAST 0,9/1,5KV _{CC} (1x2,5mm ²)	m	16	0,79	12,64	
	07.03	Cableado SOLARPLAST 0,6/1KV _{CA} (1x2,5mm ²)	m	20	0,79	15,80	
	07.04	Cableado SOLARPLAST 0,6/1KV _{CA} (1x2,5mm ²)	m	5	0,79	3,95	
	07.05	Tubería flexible de (21mm ½"x8m) (Tramo 1)	m	16	1,80	28,80	
	07.06	Tubería rígida PVC (21mm ½"x3m) (Tramos 2,3,4)	m	57	3,80	216,60	
	07.07	Cable de línea monofásica (Acometidas)	m	0	0,0	0,0	
08		Sistema de respaldo (OFF GRID)					
	08.01	Interruptor termomagnético (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
	08.02	Batería (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
	08.03	Regulador (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
		SUBTOTAL DE MATERIALES					5728,79
09		Salarios					
	09.01	Ingeniero Mecánico Eléctrico	Per.	0	0,0	0,0	
	09.02	Personal (Obrero)	Per.	0	0,0	0,0	
	09.03	Personal (Técnico)	Per.	0	0,0	0,0	
	09.04	Transporte	Per.	0	0,0	0,0	
	09.05	Otros	Per.	0	0,0	0,0	
		SUBTOTAL PERSONAL DE INSTALACIÓN					0,0
		TOTAL, DEL SUMINISTRO DE MATERIALES					5728,79

	PROYECTO	: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED PÚBLICA DE 3KW.	HOJA N.º	03
	UBICACIÓN	: PROVINCIA PUNO – DISTRITO PUNO – REGIÓN PUNO	ELABORADO POR	CCAMA AOUN DELBERT OMAR

Nº ITEM	SUB ITEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	P. UNIT (S/.)	TOTAL (S/.)
01	Sistema de protección de pararrayos y puestas a tierra					
	01.01	Pararrayos (INGESCO)	Unid	2	130,0	260,0
	01.02	Barra de puesta a tierra PAS 14 circuitos (DEHN)	Unid	1	12,0	12,0
	01.03	Barra de puesta a tierra HPAS 14 circuitos (FASTEN)	Unid	1	12,0	12,0
	01.04	Conductor Cable de cobre desnudo AWG (Primario)	m	25	0,67	16,75
	01.05	Conductor Cable de cobre desnudo AWG (Secundario)	m	20	0,57	11,4
	01.06	Electrodo de puesta a tierra (SYSCOM)	Unid	2	110,0	220,00
02	Generador y/o Arreglo Fotovoltaico (1kW) de 250W c/u					
	02.01	Módulos FV (Solarworld AG Sunmodule Plus SW 250 W)	Unid	12	279,5	3354,0
	02.03	Estructuras de soporte (CY-ZJ03 1x6)	Unid	1	2462,0	2462,0
	02.04	Conectores (MC3 - MC4)	Pza	24	2,2	52,8
03	Caja de conexiones del generador FV (CCGFV) en el lado CC					
	03.01	Fusibles (16A) (10x38)	Unid	4	3,52	14,08
	03.02	Base de Portafusibles (10x38)	Unid	4	14,33	57,32
	03.03	Descargador 2P+N clase II (BRITEC)	Unid	3	186,0	558,0
	03.04	Interruptor Seccionador (SOLARSTROM)	Unid	3	22,24	66,72
	03.05	Monitorización (opcional)	Unid	0	0,0	0,0
04	Cuadro de Inversor monofásico CC/CA					
	04.01	Inversor FV (SMA Solar Technology SunnyBoy 3600 TL-21)	Unid	1	1019,95	1019,95
	04.02	Descargador 2P+N Clase II (TRACON)	Unid	1	186,0	186,0
05	Cuadro de protección del Inversor y Medidor					
	05.01	Contador de inyección FV (CIRCUTOR CEM-C10)	Unid	1	136,0	136,0
	05.02	Disyuntor diferencial Bipolar (ABB)	Unid	1	16,99	16,99
	05.03	Interruptor termomagnético (GENERAL ELECTRIC)	Unid	1	10,83	10,83
06	Cuadro de protecciones del medidor CA					
	06.01	Interruptor termomagnético (SIEMENS)	Unid	1	13,30	13,30
	06.02	Medidor bidireccional (KAMSTRUM 162M)	Unid	1	150,00	150,00
	06.03	Caja general de protección CGP (CAHORS 0442430)	Jgo	1	57,67	57,67
07	Cableados y conductores					
	07.01	Cableado EXZELLENT SOLAR 1,8KV _{CC} (1x1,5mm ²)	m	30	0,56	16,8
	07.02	Cableado EXZELLENT SOLAR 1,8KV _{CC} (1x2,5mm ²)	m	15	0,79	11,85
	07.03	Cableado EXZELLENT SOLAR 0,6/1KV _{CA} (1x4mm ²)	m	20	0,79	15,8
	07.04	Cableado EXZELLENT SOLAR 0,6/1KV _{CA} (1x4mm ²)	m	5	0,79	3,95
	07.05	Tubería flexible de (21mm ½"x8m) (Tramo 1)	m	15	1,8	27
	07.06	Tubería rígida PVC (21mm ½"x3m) (Tramos 2,3,4)	m	30	3,8	114
	07.07	Cable de línea monofásica (Acometidas)	m	0	0	0
08	Sistema de respaldo (OFF GRID)					
	08.01	Interruptor termomagnético (opcional)	Unid	0	0,0	0,0
	08.02	Batería (opcional)	Unid	0	0,0	0,0
	08.03	Regulador (opcional)	Unid	0	0,0	0,0
SUBTOTAL DE MATERIALES						8877,21
09	Salarios					
	09.01	Ingeniero Mecánico Eléctrico	Per.	0	0,0	0,0
	09.02	Personal (Obrero)	Per.	0	0,0	0,0
	09.03	Personal (Técnico)	Per.	0	0,0	0,0
	09.04	Transporte	Per.	0	0,0	0,0
	09.05	Otros	Per.	0	0,0	0,0
SUBTOTAL PERSONAL DE INSTALACIÓN						0,0
TOTAL, DEL SUMINISTRO DE MATERIALES						8877,21

	PROYECTO	: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED PÚBLICA DE 5KW.	HOJA N.º	04
	UBICACIÓN	: PROVINCIA PUNO – DISTRITO PUNO – REGIÓN PUNO	ELABORADO POR	CCAMA AOUN DELBERT OMAR

Nº ITEM	SUB ITEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	P. UNIT (S/.)	TOTAL (S/.)	
01		Sistema de protección de pararrayos y puestas a tierra					
	01.01	Pararrayos (INGESCO)	Unid	4	130,0	520,0	
	01.02	Barra de puesta a tierra PAS 14 circuitos (DEHN)	Unid	2	12,99	25,98	
	01.03	Barra de puesta a tierra HPAS 14 circuitos (FASTEN)	Unid	1	12,99	12,99	
	01.04	Conductor Cable de cobre desnudo AWG (Primario)	m	60	0,67	40,2	
	01.05	Conductor Cable de cobre desnudo AWG (Secundario)	m	40	0,57	22,8	
	01.06	Electrodo de puesta a tierra (SYSCOM)	Unid	3	110,0	330,0	
02		Generador y/o Arreglo Fotovoltaico (1kW) de 250W c/u					
	02.01	Módulos FV (AS-Technology AS603M 250W)	Unid	5	266,0	1330,0	
	02.02	Módulos FV (Isofotón ISF-250 250W)	Unid	5	266,0	1330,0	
	02.03	Módulos FV (Kyocera Fineceramics 250W)	Unid	5	235,22	1176,1	
	02.04	Módulos FV (SHARP Corporation ND-R250A5 250W)	Unid	5	223,72	1118,6	
	02.05	Estructuras de soporte (KH915 1x5; CVE915 1x5)	Unid	4	1780,0	7120,0	
	02.06	Conectores (MC3 - MC4)	Pza	40	2,2	88,0	
03		Caja de conexiones del generador FV (CCGFV) en el lado CC					
	03.01	Fusibles (16A) (10x38)	Unid	8	3,52	28,16	
	03.02	Base de Portafusibles (10x38) (Vcc de 25A)	Unid	8	14,33	114,64	
	03.03	Descargador 2P+N clase II (ZHUOSHI)	Unid	4	186,0	744,0	
	03.04	Interruptor Seccionador (ZJBENY)	Unid	4	22,24	88,96	
	03.05	Monitorización (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
04		Cuadro de Inversor monofásico CC/CA					
	04.01	Inversor FV (Aros Sirio 1500 1,5kW)	Unid	1	570,0	570,0	
	04.02	Inversor FV (Fronius International 1,5-1 1,5kW)	Unid	1	580,0	580,0	
	04.03	Inversor FV (Growatt New Energy Co.,Ltd 1,5-1 1,6kW)	Unid	1	582,0	582,0	
	04.04	Inversor FV (Mastervolt Soladin 1500 Web 1,6kW)	Unid	1	599,0	599,0	
	04.05	Descargador 2P+N Clase II (SOCOMECC)	Unid	4	186,0	744,0	
05		Cuadro de protección del Inversor y Medidor					
	05.01	Contador de inyección FV (FRONIUS SMART METER)	Unid	4	136,0	544,0	
	05.02	Disyuntor diferencial Bipolar (CHNT)	Unid	4	16,99	67,96	
	05.03	Interruptor termomagnético (BTICINO)	Unid	4	10,83	43,32	
06		Cuadro de protecciones del medidor CA					
	06.01	Interruptor termomagnético (BAW)	Unid	1	13,30	13,30	
	06.02	Medidor bidireccional (KAMSTRUM 162M)	Unid	1	150,00	150,00	
	06.03	Caja general de protección CGP (CAHORS 0442430)	Jgo	1	57,67	57,67	
07		Cableados y conductores					
	07.01	Cableado EXZELLENT SOLAR 1,8KV _{CC} (1x1,5mm ²)	m	32	0,56	17,92	
	07.02	Cableado EXZELLENT SOLAR 1,8KV _{CC} (1x2,5mm ²)	m	32	0,79	25,28	
	07.03	Cableado EXZELLENT SOLAR 0,6/1KV _{CA} (1x4mm ²)	m	40	0,79	31,6	
	07.04	Cableado EXZELLENT SOLAR 0,6/1KV _{CA} (1x4mm ²)	m	10	0,79	7,9	
	07.05	Tubería flexible de (21mm ½"x8m) (Tramo 1)	m	32	1,8	57,6	
	07.06	Tubería rígida PVC (21mm ½"x3m) (Tramos 2,3,4)	m	72	3,8	273,6	
	07.07	Cable de línea monofásica (Acometidas)	m	0	0	0	
08		Sistema de respaldo (OFF GRID)					
	08.01	Interruptor termomagnético (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
	08.02	Batería (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
	08.03	Regulador (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
		SUBTOTAL DE MATERIALES					18455,58
09		Salarios					
	09.01	Ingeniero Mecánico Eléctrico	Per.	0	0,0	0,0	
	09.02	Personal (Obrero)	Per.	0	0,0	0,0	
	09.03	Personal (Técnico)	Per.	0	0,0	0,0	
	09.04	Transporte	Per.	0	0,0	0,0	
	09.05	Otros	Per.	0	0,0	0,0	
		SUBTOTAL PERSONAL DE INSTALACIÓN					0,0
		TOTAL, DEL SUMINISTRO DE MATERIALES					18455,58

	PROYECTO	: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED PÚBLICA DE 5KW.	HOJA N.º	05
	UBICACIÓN	: PROVINCIA PUNO – DISTRITO PUNO – REGIÓN PUNO	ELABORADO POR	CCAMA AOUN DELBERT OMAR

Nº ITEM	SUB ITEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	P. UNIT (S/.)	TOTAL (S/.)	
01		Sistema de protección de pararrayos y puestas a tierra					
	01.01	Pararrayos (INGESCO)	Unid	2	102,0	204,0	
	01.02	Barra de puesta a tierra PAS 14 circuitos (DEHN)	Unid	1	12,99	12,99	
	01.03	Barra de puesta a tierra HPAS 14 circuitos (FASTEN)	Unid	1	12,99	12,99	
	01.04	Conductor Cable de cobre desnudo AWG (Primario)	m	40	0,67	26,8	
	01.05	Conductor Cable de cobre desnudo AWG (Secundario)	m	40	0,57	22,8	
	01.06	Electrodo de puesta a tierra (LUXURY)	Unid	2	18,2	36,4	
02		Generador y/o Arreglo Fotovoltaico (1kW) de 250W c/u					
	02.01	Módulos FV (Sunways AG SM60PP 250W)	Unid	20	260,0	5200,0	
	02.03	Estructuras de soporte (KH915 1x10; CY-ZJ03 1x10)	Unid	4	416,0	1664,0	
	02.04	Conectores (MC3 - MC4)	Pza	40	2,2	88,0	
03		Caja de conexiones del generador FV (CCGFV) en el lado CC					
	03.01	Fusibles (16A) (10x38)	Unid	4	5,3	21,2	
	03.02	Base de Portafusibles (10x38) (V _{CC} de 25A)	Unid	4	17,3	69,2	
	03.03	Descargador 2P+N clase II (TOMZN)	Unid	3	218,0	654,0	
	03.04	Interruptor Seccionador (PHLIX)	Unid	3	26,0	78,0	
	03.05	Monitorización (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
04		Cuadro de Inversor Trifásico CC/CA					
	04.01	Inversor FV (Sputnik Engineering AG 6MT2 6kW)	Unid	1	1400,0	1400,0	
	04.02	Descargador 3P+N Clase II (CITEL)	Unid	1	218,0	218,0	
05		Cuadro de protección del Inversor y Medidor					
	05.01	Contador de inyección FV (FRONIUS SMART METER)	Unid	1	160,38	160,38	
	05.02	Disyuntor diferencial tetrapolar 3N+P (REVALCO)	Unid	1	31,4	31,4	
	05.03	Interruptor termo magnético 3N+P (SHNEIDER ELECTRIC)	Unid	1	42,51	42,51	
06		Cuadro de protecciones del medidor CA					
	06.01	Interruptor termo magnético 3N+P (SICA)	Unid	1	32	32,0	
	06.02	Medidor bidireccional (ELSTER ALPHA ASI 440)	Unid	1	191	191,0	
	06.03	Caja general de protección CGP (CAHORS 0446440)	Jgo	1	85,92	85,92	
07		Cableados y conductores					
	07.01	Cableado TECSUN PSUN2.0 0,7/1,2 KV _{CC} (1x1,5mm ²)	m	80	0,56	44,8	
	07.02	Cableado TECSUN PSUN2.0 1,8KV _{CC} (1x2,5mm ²)	m	15	0,79	11,85	
	07.03	Cableado TECSUN PSUN2.0 0,6/1KV _{CA} (1x2,5mm ²)	m	30	0,79	23,7	
	07.04	Cableado TECSUN PSUN2.0 0,6/1KV _{CA} (1x2,5mm ²)	m	20	0,79	15,8	
	07.05	Tubería flexible de (21mm ½"x8m) (Tramo 1)	m	80	1,8	144,0	
	07.06	Tubería rígida PVC (21mm ½"x3m) (Tramos 2,3,4)	m	65	3,8	247,0	
	07.07	Cable de línea monofásica (Acometidas)	m	0	0,0	0,0	
08		Sistema de respaldo (OFF GRID)					
	08.01	Interruptor termomagnético (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
	08.02	Batería (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
	08.03	Regulador (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
		SUBTOTAL DE MATERIALES					10738,7
09		Salarios					
	09.01	Ingeniero Mecánico Eléctrico	Per.	0	0,0	0,0	
	09.02	Personal (Obrero)	Per.	0	0,0	0,0	
	09.03	Personal (Técnico)	Per.	0	0,0	0,0	
	09.04	Transporte	Per.	0	0,0	0,0	
	09.05	Otros	Per.	0	0,0	0,0	
		SUBTOTAL PERSONAL DE INSTALACIÓN					0,0
		TOTAL, DEL SUMINISTRO DE MATERIALES					10738,7

	PROYECTO	: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED PÚBLICA DE 10KW.	HOJA N.º	06
	UBICACIÓN	: PROVINCIA PUNO – DISTRITO PUNO – REGIÓN PUNO	ELABORADO POR	CCAMA AOUN DELBERT OMAR

Nº ITEM	SUB ITEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	P. UNIT (S/.)	TOTAL (S/.)
01	Sistema de protección de pararrayos y puestas a tierra					
	01.01	Pararrayos (INGESCO)	Unid	4	102,0	408,0
	01.02	Barra de puesta a tierra PAS 14 circuitos (DEHN)	Unid	2	12,99	25,98
	01.03	Barra de puesta a tierra HPAS 14 circuitos (FASTEN)	Unid	1	12,99	12,99
	01.04	Conductor Cable de cobre desnudo AWG (Primario)	m	100	0,67	67,0
	01.05	Conductor Cable de cobre desnudo AWG (Secundario)	m	80	0,57	45,6
	01.06	Electrodo de puesta a tierra (LUXURY)	Unid	3	18,2	54,6
02	Generador y/o Arreglo Fotovoltaico (1kW) de 250W c/u					
	02.01	Módulos FV (Solar-Fabrik AG Premium L Mono 250W)	Unid	20	299,92	5998,4
	02.02	Módulo FV (Solar-Fabrik AG Premium L Poly 250W)	Unid	20	299,92	5998,4
	02.03	Estructuras de soporte (KH 915 2x10)	Unid	4	676,0	2704,0
	02.04	Conectores (MC3 - MC4)	Pza	40	2,2	88,0
03	Caja de conexiones del generador FV (CCGFV) en el lado CC					
	03.01	Fusibles (16A) (10x38)	Unid	8	5,3	42,4
	03.02	Base de Portafusibles (10x38) (V _{CC} de 25A)	Unid	8	17,3	138,4
	03.03	Descargador 2P+N clase II (HOREL)	Unid	6	218,0	1308,0
	03.04	Interruptor Seccionador (SUNLIGHT/OEM)	Unid	6	26,0	156,0
	03.05	Monitorización (opcional)	Unid	0	0,0	0,0
04	Cuadro de Inversor monofásico CC/CA					
	04.01	Inversor FV (KACO new energy Powador 7.8TL3 6,5kW)	Unid	1	1446,0	1446,0
		Inversor FV (Kostal PICO 7,0kW)	Unid	1	1636,0	1636,0
	04.02	Descargador 3P+N Clase II (BRITEC)	Unid	2	218,0	436,0
05	Cuadro de protección del Inversor y Medidor					
	05.01	Contador de inyección FV (FRONIUS SMART METER)	Unid	2	160,38	320,76
	05.02	Disyuntor diferencial tetrapolar 3N+P (SHNEIDER)	Unid	2	231,4	462,8
	05.03	Interruptor termo magnético 3N+P (SASSIN)	Unid	2	42,51	85,02
06	Cuadro de protecciones del medidor CA					
	06.01	Interruptor termomagnético 3N+P (BAW)	Unid	1	40,76	40,76
	06.02	Medidor bidireccional (ELSTER ALPHA ASI 440)	Unid	1	191,0	191,0
	06.03	Caja general de protección CGP (CAHORS 0446440)	Jgo	1	85,92	85,92
07	Cableados y conductores					
	07.01	Cableado TECSUN PSUN2.0 0,7/1,2 KV _{CC} (1x1,5mm ²)	m	80	0,56	44,8
	07.02	Cableado TECSUN PSUN2.0 1,8KV _{CC} (1x2,5mm ²)	m	15	0,79	11,85
	07.03	Cableado TECSUN PSUN2.0 0,6/1KV _{CA} (1x2,5mm ²)	m	60	0,79	47,4
	07.04	Cableado TECSUN PSUN2.0 0,6/1KV _{CA} (1x2,5mm ²)	m	20	0,79	15,8
	07.05	Tubería flexible de (21mm ½"x8m) (Tramo 1)	m	20	1,8	36,0
	07.06	Tubería rígida PVC (21mm ½"x3m) (Tramos 2,3,4)	m	80	3,8	304,0
	07.07	Cable de línea monofásica (Acometidas)	m	0	0,0	0,0
08	Sistema de respaldo (OFF GRID)					
	08.01	Interruptor termomagnético (opcional)	Unid	0	0,0	0,0
	08.02	Batería (opcional)	Unid	0	0,0	0,0
	08.03	Regulador (opcional)	Unid	0	0,0	0,0
SUBTOTAL DE MATERIALES						22159,88
09	Salarios					
	09.01	Ingeniero Mecánico Eléctrico	Per.	0	0,0	0,0
	09.02	Personal (Obrero)	Per.	0	0,0	0,0
	09.03	Personal (Técnico)	Per.	0	0,0	0,0
	09.04	Transporte	Per.	0	0,0	0,0
	09.05	Otros	Per.	0	0,0	0,0
SUBTOTAL PERSONAL DE INSTALACIÓN						0,0
TOTAL, DEL SUMINISTRO DE MATERIALES						22159,88

	PROYECTO	: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED PÚBLICA DE 15KW.	HOJA N.º	07
	UBICACIÓN	: PROVINCIA PUNO – DISTRITO PUNO – REGIÓN PUNO	ELABORADO POR	CCAMA AOUN DELBERT OMAR

Nº ITEM	SUB ITEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	P. UNIT (S/.)	TOTAL (S/.)
01	Sistema de protección de pararrayos y puestas a tierra					
	01.01	Pararrayos (INGESCO)	Unid	3	102,0	306,0
	01.02	Barra de puesta a tierra PAS 14 circuitos (DEHN)	Unid	1	12,99	12,99
	01.03	Barra de puesta a tierra HPAS 14 circuitos (FASTEN)	Unid	1	12,99	12,99
	01.04	Conductor Cable de cobre desnudo AWG (Primario)	m	80	0,67	53,6
	01.05	Conductor Cable de cobre desnudo AWG (Secundario)	m	100	0,57	57,0
	01.06	Electrodo de puesta a tierra (LUXURY)	Unid	2	110,2	220,4
02	Generador y/o Arreglo Fotovoltaico (1kW) de 250W c/u					
	02.01	Módulos FV (Atersa A-250 ULTRA 250W)	Unid	60	320,0	19200,0
	02.03	Estructuras de soporte (CY-ZJ03 6X10)	Unid	6	2899,0	17394,0
	02.04	Conectores MC3 - MC4	Pza	60	2,2	132,0
03	Caja de conexiones del generador FV (CCGFV) en el lado CC					
	03.01	Fusibles (16A) (10x38)	Unid	6	5,3	31,8
	03.02	Base de Portafusibles (10x38) (V _{CC} de 25A)	Unid	6	17,3	103,8
	03.03	Descargador 2P+N clase II (FEEO)	Unid	4	218,0	872,0
	03.04	Interruptor Seccionador (SUNTREE)	Unid	4	26,0	104,0
	03.05	Monitorización (opcional)	Unid	0	0,0	0,0
04	Cuadro de Inversor Trifásico CC/CA					
	04.01	Inversor FV (PLATINUM GmbH PLATINUM 22000 TL)	Unid	1	3422,0	3422,0
	04.02	Descargador 3P+N Clase II (SOCOMECC SURGYS)	Unid	1	218,0	218,0
05	Cuadro de protección del Inversor y Medidor					
	05.01	Contador de inyección FV (CIRCUTOR CEM-C20)	Unid	1	160,38	160,38
	05.02	Disyuntor diferencial tetrapolar 3N+P (OPEN OLE2-63)	Unid	1	231,4	231,4
	05.03	Interruptor termo magnético 3N+P (ABB)	Unid	1	42,51	42,51
06	Cuadro de protecciones del medidor CA					
	06.01	Interruptor termo magnético 3N+P (VEXI)	Unid	1	40,76	40,76
	06.02	Medidor bidireccional (KAMSTRUP 382M)	Unid	1	191,0	191,0
	06.03	Caja general de protección CGP (CAHORS 0446440)	Jgo	1	85,92	85,92
07	Cableados y conductores					
	07.01	Cableado TOPSOLAR 0,7/1,2 KV _{CC} (1x1,5mm ²)	m	90	0,56	50,4
	07.02	Cableado TOPSOLAR 2.0 1,8KV _{CC} (1x2,5mm ²)	m	30	0,79	23,7
	07.03	Cableado TOPSOLAR 2.0 0,6/1KV _{CA} (1x6mm ²)	m	35	0,79	27,65
	07.04	Cableado TOPSOLAR 2.0 0,6/1KV _{CA} (1x6mm ²)	m	30	0,79	23,7
	07.05	Tubería flexible de (21mm ½"x8m) (Tramo 1)	m	30	1,8	54,0
	07.06	Tubería rígida PVC (21mm ½"x3m) (Tramos 2,3,4)	m	65	3,8	247,0
	07.07	Cable de línea monofásica (Acometidas)	m	0	0,0	0,0
08	Sistema de respaldo (OFF GRID)					
	08.01	Interruptor termomagnético (opcional)	Unid	0	0,0	0,0
	08.02	Batería (opcional)	Unid	0	0,0	0,0
	08.03	Regulador (opcional)	Unid	0	0,0	0,0
SUBTOTAL DE MATERIALES						41289,0
09	Salarios					
	09.01	Ingeniero Mecánico Eléctrico	Per.	0	0,0	0,0
	09.02	Personal (Obrero)	Per.	0	0,0	0,0
	09.03	Personal (Técnico)	Per.	0	0,0	0,0
	09.04	Transporte	Per.	0	0,0	0,0
	09.05	Otros	Per.	0	0,0	0,0
SUBTOTAL PERSONAL DE INSTALACIÓN						0,0
TOTAL, DEL SUMINISTRO DE MATERIALES						41289,0

	PROYECTO	: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED PÚBLICA DE 30KW.	HOJA N.º	08
	UBICACIÓN	: PROVINCIA PUNO – DISTRITO PUNO – REGIÓN PUNO	ELABORADO POR	CCAMA AOUN DELBERT OMAR

Nº ITEM	SUB ITEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	P. UNIT (S/.)	TOTAL (S/.)	
01		Sistema de protección de pararrayos y puestas a tierra					
	01.01	Pararrayos (INGESCO)	Unid	6	130,0	780,0	
	01.02	Barra de puesta a tierra PAS 14 circuitos (DEHN)	Unid	2	12,99	25,98	
	01.03	Barra de puesta a tierra HPAS 14 circuitos (FASTEN)	Unid	1	12,99	12,99	
	01.04	Conductor Cable de cobre desnudo AWG (Primario)	m	160	0,67	107,2	
	01.05	Conductor Cable de cobre desnudo AWG (Secundario)	m	120	0,57	68,4	
	01.06	Electrodo de puesta a tierra (LUXURY)	Unid	2	110,2	220,4	
02		Generador y/o Arreglo Fotovoltaico (1kW) de 250W c/u					
	02.01	Módulos FV (Mitsubishi Electric Europe B.V. PV-MLT250HC)	Unid	60	270,0	16200,0	
	02.02	Módulos FV (IBC Solar AG IBC PolySol 250 CS)	Unid	60	266,0	15960,0	
	02.03	Estructuras de soporte (CVE915 Al 6063-T5)	Unid	12	2899,0	34788,0	
	02.04	Conectores (MC3 - MC4)	Pza	240	2,2	528,0	
03		Caja de conexiones del generador FV (CCGFV) en el lado CC					
	03.01	Fusibles (16A) (10x38)	Unid	12	5,3	63,6	
	03.02	Base de Portafusibles (10x38) (V _{CC} de 25A)	Unid	12	17,3	207,6	
	03.03	Descargador 2P+N clase II (KEJIA)	Unid	8	218,0	1744,0	
	03.04	Interruptor Seccionador (FEEO)	Unid	8	26,0	208,0	
	03.05	Monitorización (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
04		Cuadro de Inversor monofásico CC/CA					
	04.01	Inversor FV Huawei Technologies SUN2000-17KTL	Unid	1	1422	1422	
		Inversor FV Huawei Technologies SUN2000-20KTL	Unid	1	1422	1422	
	04.02	Descargador 3P+N Clase II (ABB)	Unid	2	218	436	
05		Cuadro de protección del Inversor y Medidor					
	05.01	Contador de inyección FV (CIRCUTOR CEM-C20)	Unid	2	160,38	320,76	
	05.02	Disyuntor diferencial tetrapolar (3N+P SICA SCPD FUS)	Unid	2	231,4	462,8	
	05.03	Interruptor termomagnético 3N+P (SIEMENS)	Unid	2	42,51	85,02	
06		Cuadro de protecciones del medidor CA					
	06.01	Interruptor termo magnético 3N+P (SASSIN)	Unid	1	40,76	40,76	
	06.02	Medidor bidireccional (KAMSTRUP 382M)	Unid	1	191,0	191,0	
	06.03	Caja general de protección CGP (CAHORS 0446440)	Jgo	1	85,92	85,92	
07		Cableados y conductores					
	07.01	Cableado TOPSOLAR 0,7/1,2 KV _{CC} (1x1,5mm ²)	m	210	0,56	117,6	
	07.02	Cableado TOPSOLAR 2.0 1,8KV _{CC} (1x2,5mm ²)	m	80	0,79	63,2	
	07.03	Cableado TOPSOLAR 2.0 0,6/1KV _{CA} (1x6mm ²)	m	70	0,79	55,3	
	07.04	Cableado TOPSOLAR 2.0 0,6/1KV _{CA} (1x6mm ²)	m	30	0,79	23,7	
	07.05	Tubería flexible de (21mm ½"x8m) (Tramo 1)	m	210	1,8	378	
	07.06	Tubería rígida PVC (21mm ½"x3m) (Tramos 2,3,4)	m	180	3,8	684	
	07.07	Cable de línea monofásica (Acometidas)	m	0	0,0	0	
08		Sistema de respaldo (OFF GRID)					
	08.01	Interruptor termomagnético (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
	08.02	Batería (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
	08.03	Regulador (opcional)	Unid	0	0,0	0,0	
		SUBTOTAL DE MATERIALES					76702,23
09		Salarios					
	09.01	Ingeniero Mecánico Eléctrico	Per.	0	0,0	0,0	
	09.02	Personal (Obrero)	Per.	0	0,0	0,0	
	09.03	Personal (Técnico)	Per.	0	0,0	0,0	
	09.04	Transporte	Per.	0	0,0	0,0	
	09.05	Otros	Per.	0	0,0	0,0	
		SUBTOTAL PERSONAL DE INSTALACIÓN					0,0
		TOTAL, DEL SUMINISTRO DE MATERIALES					76702,23

CONCLUSIONES

PRIMERO: En la primera parte del desarrollo se ha abordaron los principios físicos y teóricos adquiridos partiendo desde los antecedentes nacionales e internacionales, el clima red y el tipo de instalación a partir de la radiación solar como la orientación e inclinación respetiva para la ventaja máxima de la obtención de la energía solar FV y se han aplicado satisfactoriamente los conceptos teóricos y aplicaciones de simulaciones.

SEGUNDO: En esta parte se ha demostrado que la producción fotovoltaica de cualquiera de las instalaciones monofásicas y trifásicas se contrastó tanto en las potencias como la corriente de salida y en las tensiones MPP en cada uno de las matrices o strings añadiéndose el límite superior e inferior de la tensión de cada una bajo las condiciones STC, a través del cableado para la obtención libre de energía en cargas desequilibradas actuales como en desequilibradas en máximas permisibles.

TERCERO: En esta parte se logró demostrar finalmente el balance energético de cada una de las instalaciones fotovoltaicas con la verificación absoluta de cada una en donde no se han encontrado errores respectivos en cada una de las instalaciones previamente expuestas bajo los períodos de degradación en su vida útil donde se han considerado las normas exclusivas para cada una, especialmente con la dimensión de cada fabricante.

CUARTO: Se elaboró la base de cálculo para la evaluación económica de cada una de las instalaciones fotovoltaicas con parámetros generales al inicio y adquisición del capital, como la inversión y el balance de costes de cada componente amortizables y finalmente la determinación de los valores brutos y netos determinados con los impuestos IVA y los resultados en la rentabilidad del proyecto tanto gráficos tablas e informes. Nos da finalmente la remuneración y ahorro desde el primer año por energía inyectada a la red.

SUGERENCIAS

PRIMERO: Estimamos que actualmente aún es difícil obtener datos representativos sobre los fallos de las células solares en usos terrestres, debido al escaso número de horas de operación en la exposición solar y ambiental. En algunos sectores no es posible la obtención de la energía solar por problemas de sombras en las edificaciones y perturbación atmosférica en días nublados ya que esto es perjudicial para el rendimiento de los SFV.

SEGUNDO: Cabe resaltar también la necesidad de establecer una captación ordenada de los datos de los sistemas existentes en nuestro país, con el fin de poder situar el nivel de fiabilidad de los mismos en la escala relativa de los sistemas existentes en otras naciones para ir promoviendo la introducción de este tipo de exigencias en las especificaciones de los SFCR, compatibles con un conocimiento real del nivel de fiabilidad necesaria para cada tipo de aplicación y su coste marginal asociado.

TERCERO: Como resultado del análisis de fiabilidad realizado resaltamos por un lado el establecimiento de los niveles de los principales componentes menos divulgados junto con la metodología partiendo de un diagrama de bloques del SFV, en el que se incluyan sus componentes principales y tras el análisis de los modos de fallo de las mismas y la cuantificación de los SFCR.

CUARTO: Cada día es menos frecuente el aceptar una evaluación cualitativa de la fiabilidad de un sistema de generación y de un suministro eléctrico. La aplicación de métodos probabilísticos nos proporcionara una predicción cuantitativa del funcionamiento del sistema y quizás más importante es una forma consistente de comparación de los respectivos niveles de fiabilidad con distintas alternativas aplicadas.

BIBLIOGRAFÍA

- Abal, G., & Durandoña, V. (2013). *Manual Técnico de Energía Solar Térmica*. Montevideo, ARGENTINA: Publicación electrónica "Facultad de Ingeniería, Universidad de la Republica". Obtenido de https://www.fing.edu.uy/~abal/Manual-RTI/man-RTI_Vol1-v10.pdf
- Abdullah, M. O. (2013). *Applied Energy*. CRC Press Taylor & Francis Group.
- Abella, M. A., & Chenlo, F. (2016). *Choosing the right inverter for grid - connected PV Systems*. RENEWABLE ENERGY WORLD.
- Adaramola, M. (2015). *Solar Energy*. Canada: CRC Press Taylor & Francis Group.
- AGGA. (2012). Agga technical fact sheet "SOLAR SPECTRUM". *SOLAR SPECTRUM*.
- Agus, S. A., Ramadhan, S. A., Setyo, W. N., Hidayat, N. A., Muhammad, L. N., & Suyatna, H. (2015). Economic Analysis Comparison between Solar Photovoltaic and Diesel Generator for Water Pumping System in an Indonesia Rural Karsts Area. *Kne ENERGY* (págs. 1-8). Indonesia.
- Alcor, E. (s.f.). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*.
- Alenezi, F. Q., Sykulski, J., & Rotaru, M. (2013). Grid-connected photovoltaic module and array sizing based on an iterative approach. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, (págs. 247-254). Southampton, UK.
- Alsema, E., & Nieuwlaar. (2000). Energy viability of photovoltaic Systems. *Energy Policy* (págs. 1-12). Netherlands: ELSEIVER.
- Anthony, F., Durschner, C., & Remmers, K. H. (2006). *Fotovoltaica para Profesionales*. Berlin: PROGENSA.
- Aoun, N., Bouchouicha, K., & Chenni, R. (2016). Performance Evaluation of a Mono-Crystalline Photovoltaic Module Under Different Weather and Sky Conditions. *INTERNATIONAL JOURNAL OF RENEWABLE ENERGY RESEARCH*, (págs. 1-6). Algerian.
- Aristizábal, C. A. (2018). *Building-Integrated Photovoltaic Systems (BIPVS)*. Bogotá, Colombia: Springer.
- ASIF. (2008). *Hacia un suministro sostenible de electricidad la energía solar fotovoltaica en España*. Madrid: ASIF Asociación de la Industria Fotovoltaica.
- Attari, K., Elyaaakoubi, A., & Asselman, A. (2016). Performance analysis and investigation of a grid-connected photovoltaic installation in Morocco. *Optic and photonic team, Faculty of science, Abdelmalek Essaadi university, Morocco* (págs. 1-6). Morocco: ELSEIVER.
- Balcomb, J., & Hayter, S. (2001). *Hourly Simulation of Grid-Connected PV Systems Using Realistic Building Loads*. Washington, D.C.: NREL "National Renewable Energy Laboratory".
- Barwise, A. (2013). *Lightning and surge protection for PV systems on solar plants*. South Africa: DEHN.
- Basso, T. (2014). *IEEE 1547 and 2030 Standards for Distributed Energy Resources Interconnection and Interoperability with the Electricity Grid*. U.S.: NREL (National

Renewable Energy Laboratory), IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. Obtenido de <http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63157.pdf>

- BCN. (2015). *Tasas diferenciadas y exenciones de IVA en Países de la OCDE y Latinoamérica*.
- Benjamin, Y. H., & Jordan, R. C. (1962). The Long-Term Average Performance of Flat-Plate Solar-Energy Collectors. *With Design Data for the U. S., Its Outlying Possessions and Canada* (pág. 1). Minneapolis, Minnesota: Manuscript received. Obtenido de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X63900069/part/first-page-pdf>
- Benoit, R., Arnaud, D., Bruno, F., Antoine, H., & Sprooten, J. (2012). *Electricity Production from Renewables Energies*. United States of America: John Wiley & Sons, Inc.
- Berriz, P. L., & Alvarez, G. M. (19 de Mayo de 2015). CUBASOLAR. Obtenido de Influencia del ángulo de inclinación de una superficie: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar08/HTML/articulo03.htm>
- Bhatia, S. (2014). *Advanced Renewable Energy Systems Part-I*. Daryaganj, New Delhi - India: WOODHEAD PUBLISHING INDIA PVT LTD.
- Bollen, M., & Hassan, F. (2011). *Integration of distributed generation in the power system*. New Jersey: IEEE Press Series, John Wiley & Sons.
- Borekci, S., Kandemir, E., & Kircay, A. (2015). A Simpler Single-Phase-Stage Grid Connected PV System with Maximun Power Point Tracking Controller. (págs. 44-49). Turkey: Elcktronika Ir Elektrotechnika.
- Bostan, I., Gheorghe, A., Dulgheru, V., Sobor, I., Bostan, V., & Sochirean, A. (2013). *Resilient Energy Systems*. New York: Springer.
- Bradford, T. (2006). *Solar Revolution "The Economic Transformation of the Global"*. London, England: SPI Publisher Services.
- Breitkopf, P. (2012). *Solar Energy at Urban Scale*. London: John Wiley & Sons.
- Bubbenzer, A., & Luther, J. (2003). *Photovoltaics Guidebook for Decision-Makers "Technological Status and Potential Role in Eenergy Economy"*. Germany, Berlin: Springer.
- Caamaño, M. E. (1998). *Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica Caracterización y Análisis*. Madrid, España: Universidad Politécnica de Madrid "Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación Departamento de Electrónica y Análisis".
- Cabello, R. M., & Sanchez, O. M. (2014). *Instalaciones Eléctricas Interiores*. España: Editex. S.A.
- Cambell, M. (2008). *The Drivers of the Levelized Cost of Electricity for Utility-Scale Photovoltaics*. San Jose, CA: SUNPOWER CORPORATION.
- Castejon, O. A., & Santamaria, H. G. (2010). *Instalaciones Solares fotovoltaicas*. España: Editex, S.A.
- Castells, X. E., & Bordas, A. S. (2012). *Energía agua, medioambiente territorial y sostenibilidad*. Madrid, España: Ediciones Díaz de Santos S.A.
- Castillo Miranda, J. A. (2008). *Sistema Fotovoltaico Para Aplicaciones Móviles de Tracción Eléctrica*. Santiago, Chile: UCH.
- CER-UNI. (02 de Mayo de 2016). *CENTRO DE ENERGIAS RENOVABLES "Universidad Nacional de Ingeniería"*. Obtenido de EL CER-UNI INSTALÓ SU SEGUNDO

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED (SFCR):
<http://cer.uni.edu.pe/archivos/1180>

- CIEMAT, & IALE, T. S. (2009). *Tendencias tecnológicas mundiales en el desarrollo y aplicación de paneles solares fotovoltaicos*. Madrid, España: Ciemat "Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas" IALE Tecnología.
- CIRA. (2006 - 2007). *Cooperative Institute for Research in the Atmosphere*. Colorado: Colorado State University.
- Colmenar Santos, A., Borges Diez, D., Collado Fernandez, E., & Castro Gil, M. A. (2015). *Generación Distribuida Autoconsumo y Redes Inteligentes*. Madrid, ESPAÑA: UNED PUBLICACIONES.
- Colmenar, S. A., Borge, D. D., Collado, F. E., & Castro, G. M. (2015). *Generación Dstribuida Autonomo y Redes Inteligentes*. Madrid, España: UNED.
- Conibeer, G. J., & Willoughby, A. (2014). *Solar Cell Materials "Developing Technologies"*. New Delhi, India: John Wiley & Sons, Ltd.
- Cruz, Q. M. (2009). Pararrayos con dispositivo de cebado., (págs. 1-2).
- Chakraborty, S., Simoes, M. G., & Kramer, W. E. (2013). *Power Electronics for Renewable and Distributed Energy Systems*. London: Springer-Verlag.
- Chiras, D. (2006). *The Homeowner's Guide to Renewable Energy "Achieving Energy Independence Through SOLAR, WIND, BIOMASS and Hydropwer"*. Canada: New Society Publishers.
- Dammert, L. A., Molinelli, A. F., & Carbajal, N. M. (2013). *Teoría de la Regulación Económica*. Lima, Perú: USMP "SAN MARTIN DE PORRES".
- Deambi, S. (2016). *Photovoltaic System Design "Procedures, Tools and Applications*. Boca Raton, London, New York: CRC Press Taylor & Francis Group.
- Di Piazza, M. C., & Vitale, G. (2013). *Photovoltaic Sources "Modeling and Emulation"*. London: Springer-Verlag London.
- Díaz, C. T., & Carmona, R. G. (2012). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. McGrawHill.
- Díaz, M. J., & Enrique, R. G. (2012). *Organización y control de mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas*. Valencia, España: PARANINFO.
- Eicker, U. (2003). *Solar Technologies for Buildings*. Alemania: John Wiley & Sons Ltd.
- EPIA. (2011). *SOLAR GENERATION 6 "Solar Photovoltaic Electricity Empowering the Wolrd"*. Brussels, Belgium: EPIA "European Industry Association Renewable Energy House" GREENPEACE INTERNATIONAL.
- Espinoza, R., & Horn, M. (1992). *Electrificación rural con sistemas fotovoltaicos*. Lima - Perú: CONCYTEC.
- Esram, T., & Chapman, P. (2007). Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques. *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION*, (págs. 439-449). Illinois, USA: ResearchGate.
- Etawil, M. A., & Zhao, Z. Z. (2009). *Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review*. ELSEIVER.

- Falvo, M. C., & Capparella, S. (2015). Safety issues in PV Systems: Design Choices for a secure fault detection and for preventing fire risk. *Case Studies in Fire Safety* (págs. 1-16). Italy: ELSEIVER.
- Farhoodnea, M., Mohamed, A., Shareef, H., & Zayandehroodi, H. (2012). *An enhanced method for contribution assessment of utility and customer harmonic distortions in radial and weakly meshed distribution systems*. Malaysia: Elsevier B.V.
- Ferreira, F. C., & Asturias, J. (2015). *ESTADO ACTUAL DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE*. Canada: Organización Latinoamericana de Energía "OLADE".
- Firman, A. D., Cáceres, M., Toranzos, V. J., Busso, A., & Vera, L. (2012). Monitoreo y caracterización de sistemas fotovoltaicos conectados a red. *IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferencia Latino-Americana da ISES – São Paulo*, (págs. 1-7). São Paulo, Brasil. Obtenido de <http://www.ger-unne.com.ar/articulos/2012fot01.pdf>
- Foster, R., Ghassemi, M., & Cota, A. (2010). *Solar Energy "Renewable Energy and the Environment"*. EEUU: CRC PRESS Taylor & Francis Group.
- Frantzis, L., Friedman, D., Hill, S., & Teagan, P. (1995). *Building-Integrated Photovoltaics (BIPV) Analysis and US Market Potential*. U.S.: NREL .
- Funabashi, T. (2016). *Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems "Implementation, Operation, and Control"*. Nagoya, Japan: Elsevier Inc. All rights reserved.
- Gamio, A. P. (2010). *Matriz Energética en el Perú y Energías Renovables - IV "Energía en el Perú: ¿Hacia donde vamos?"*. Lima, Perú: FRIEDRICH EBERT STIFTUNG.
- Gasquet, H. L. (2004). *Conversión de la Luz Solar en Energía Eléctrica "Manual Teórico y Práctico sobre los Sistemas Fotovoltaicos"*. Morelos, México: SOLARTRONIC.
- Gaonkar, D. N. (2010). *Distributed Generation*. Vukovar, Croatia: Published by In-Tech.
- Gesellschaft, D., & Sonnenenergie. (2008). *Planning & Installing "Photovoltaic Systems"*. Berlin, Germany: Earthscan.
- Gevorkian, P. (2010). *Alternative Energy Systems in Building Design*. McGrawHill.
- Gevorkian, P. (2012). *Large-Scale Solar Power Systems*. Cambridge, New York, Melbourne, Madrid, Cape Town,: Cambridge University Press.
- Girardet, H., & Mendonca, M. (2009). *A Renewable World Energy, Ecology, Equality A report for the World Future Council*. GREEN BOOKS.
- Ghassemi, A. & Myers, D. R., (2013). *SOLAR RADIATION "Practical Modeling for Renewable Energy Applications"*. New York, London: CRC Press "by Taylor & Francis Group, LLC".
- Goetzberger, A., & Hoffmann, V. U. (2005). *Photovoltaic Solar Energy Generation*. Freiburg, Germany: Springer Berlin Heidelberg New York.
- Gonzales, V. J. (2009). *Energías Renovables*. Barcelona España: EDITORIAL REVERTÉ, S. A.
- González, J. E., Pareja, M., & Terol, S. (2013). *Instalaciones de distribución*. Madrid, España: Editex, S.A.

- Green, M. A. (2003). *Third Generation Photovoltaics "Advanced Solar Energy Conversion"*. Bronte, Sydney: Springer-Verlag.
- Green, M. A., Emery, K., Hishikawa, Y., Warta, H., & Dunlop, E. (2016). Solar cell efficiency tables (Version 48). *PROGRESS IN PHOTOVOLTAIC:RESEARCH AND APPLICATIONS* (págs. 1-10). New South Wales, Australia : John Wiley & Sons, Ltd.
- Green, M. A., Hishikawa, Y., Warta, W., Dunlop, E. D., Levi, D. H., Ebinger, J. H., & Baillie, A. W. (30 de Mayo de 2017). *Solar cell efficiency tables (version 50)*. Obtenido de <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.2909/pdf>
- Green, M. A., Stuart, R. W., Watt, M. E., & Corkish, R. (2007). *"Applied Photovoltaics" Second Edition*. UK and USA: ARC "Centre for Advanced Silicon Photovoltaics ans Photonics".
- Greenpeace. (2008). Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red. (págs. 1-8). Buenos Aires, Argentina: Fundación Greenpeace Argentina.
- GREENPEACE. (01 de Setiembre de 2008). *La energía solar puede dar electricidad limpia a más de 4.000 millones de personas para 2030*. Obtenido de <http://www.greenpeace.org/espana/es/news/2010/November/la-energ-a-solar-puede-dar-ele/>
- Guerrero, L. R., & Martinez, D. J. (2013). *Renewable Energies and CO2 "Cost Analysis, Environmental Impacts and Technological Trend - 2012 Edition*. Madrid, Spain: Springer Science.
- Guerrero, P. R. (2008). *ENAE0108 "Replanteo y Funcionamiento de las Instalaciones Solares Fovoltaiicas"*. México: IC. Editorial.
- Haberlin, H. (2012). *Photovoltaics "System Design And Practice"*. United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd., Publication.
- Haibaoui, A., Hartiti, B., Elamim, A., Karami, M., & Ridah, A. (2017). Performance Indicators For Grid-Connected PV Systems: A Case Study In Casablanca, Morocco. *IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE)*, (págs. 1-11). Morocco. Obtenido de <http://www.iosrjournals.org/iosr-jeee/Papers/Vol12%20Issue%202/Version-1/G1202015565.pdf>
- Hamrouni, N., & Cherif, A. (2007). *Modelling and Control of a Grid Connected Photovoltaic System*. Tunisia: Medwell.
- Hansen, J., Makito, S., Ruedy, R., Lo, K., Lea, D. W., & Medina, M. E. (2006). *Global Temperature Change*. California, Santa Barbara: PNAS.
- Harper, E. G. (2012). *El abc de las instalaciones electricas en sistemas eolicos y fovoltaiicos*. México: Limusa.
- Harper, E. G. (2010). *Instalaciones Eléctricas Domésticas Convencionales y Solares Fovoltaiicas*. México: Editorial LIMUSA S.A. de C.V. Grupo NORIEGA EDITORES.
- Hernandez, N. (2015). *¿Qué es el costo nivelado de la energía eléctrica (LCOE)?*
- Hernandez, S., & Collado, C. F. (2010). *Metodologia de la Investigacion*. Mexico D.F.: McGraw-Hill.
- Hernday, P. (7,5 de Agosto/Setiembre de 2014). *SOLARPRO*. Obtenido de <http://solarprofessional.com/>: <http://solarprofessional.com/articles/operations-maintenance/interpreting-i-v-curve-deviations>

- Hoffman, W. (2014). *The Economics Competitiveness of Renewable Energy "Pathways To 100% Global Coverage"*. Canada: John Wiley & Sons.
- Honsberg, S., & Bowden, C. (5 de Marzo de 2014). *PV CDROM*. Obtenido de pveducation.org: <http://www.pveducation.org/>
- Horn, M. (2011). Pico PV in Peru Laboratory tests of eleven different LED lamps for Pico PV Systems. *2nd Symposium "Small PV – Applications*, (págs. 1-6). Germany. Obtenido de [http://fc.uni.edu.pe/mhorn/Pico%20PV%20in%20Peru%20\(2011\).pdf](http://fc.uni.edu.pe/mhorn/Pico%20PV%20in%20Peru%20(2011).pdf)
- Horn, M. J. (2003). Solar Photovoltaics for Sustainable Rural Electrification in Developing Countries; the experiences in Perú. *Simposio Internacional de Energías Renovables, Agua e Infraestructura Afín*, (págs. 1-5). Göteborg, Sweden .
- Hossain, J., & Mahmud, A. (2014). *Renewable Energy Integration*. Singapore Heidelberg New York Dordrecht London: Springer.
- Hu, R. M., & White, R. C. (1983). *Solar Cells*. Sydney; Australia: McGraw-Hill Book Company.
- Hurtado, C. M. (2000). VIII SIMPOSIO PERUANO DE ENERGIA SOLAR "CER-UNAP". *Introducción al Estudio de Climatización de Viviendas en la Ciudad de Puno* (págs. 1-5). Puno-Perú: SOLSISTEMAS S.A.
- IDAE, ". d. (2009). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura*. Madrid, España: IDAE "Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía".
- IDAE, "Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía";. (1999). *Plan de fomento de las Energías Renovables en España*. Madrid, España: IDAE.
- IEA, ". E. (2011). *Renewable Energy Technologies "Solar Energy Perspectives"*. Paris, France: OECD/IEA. Obtenido de http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/solar_energy_perspectives2011.pdf
- IRENA. (2012). *Renewable energy technologies: cost analysis series*. Germany: IRENA "International Renewable Energy Agency".
- IRENA. (2014). *Perú "Evaluación del estado de preparación de las energías renovables 2014"*. Lima-Perú: IRENA "International Renewable Energy Agency".
- IRENA, International Renewable Energy Agency . (2017). *Global Atlas For Renewable Energy* . Obtenido de <http://irena.masdar.ac.ae/>
- Islam, R., Rahman, F., & Xu, W. (2016). *Advances in Solar Photovoltaic Power Plants*. Berlin Hildelberg, Germany: Springer Verlag Gmb H.
- Jager, F. (1981). *Solar Energy Applications in Houses "Performance and Economics in Europe"*. Oxford, New York, Toronto, Sydney, Paris, Frankfurt: Commission of the European Communities by Pergamon Press.
- Jayanta, D. M., Yigzaw, G. Y., & Norton, B. (22 de Diciembre de 2006). Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems. Dublin, Northern , Ireland.
- Jayaweera, D. (2016). *Smart Power Systems and Renewable Energy System Integration*. Switzerland: Springer.
- Jha, A. R. (2010). *Solar cell technology and applications*. EEUU: CRC PRESS taylor & Francis.
- Junta de Castilla y León. (2006). *Manual del Instalador "Energía Solar Fotovoltaica"*. Castilla y León, ESPAÑA: EREN "Ente Regional de la Energía" de Castilla y León.

- Kageyama, H., Yamada, T., Oozeki, K., & Hishikawa, Y. (2011). 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference. En H. Ossenbrink, W. Jager, & P. Helm, *Measurement of Inrush-Current Waveforms for Modeling Reactance Characteristics of PV Modules* (págs. 3430-3433). Munich, Germany.
- Kasikci, I. (2004). *Analysis and Design of Low-Power Systems "An Engineer's Field Guide"*. Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag-GmbH & Co.
- Kerekes, T., Teodorescu, R., Rodriguez, P., Vázquez, G., & Aldabas, E. (2009). A new high-efficiency single-phase transformerless PV inverter topology., (págs. 1-8). Obtenido de <https://pdfs.semanticscholar.org/176c/c8ef67871579ca4206d0a59f736fe147b80c.pdf>
- Khaligh, A., & Onar, O. C. (2010). *Energy Harvesting "Solar, Wind and Ocean Energy Conversion Systems"*. EE.UU.: CRC Press Taylor & Francis Group.
- Kiger, B. (19 de Abril de 2016). *Life Cycle Assessment and Photovoltaic (PV) Recycling: Designing a More Sustainable Energy System*. NREL. Obtenido de https://www.nrel.gov/tech_deployment/state_local_governments/blog/life-cycle-assessment-and-photovoltaic-pv-recycling-designing-a-more-sustainable-energy-system
- Kleissl, J., Ru, Y., & Martinez, S. (2008). Storage Size Determination for Grid-Connected Photovoltaic Systems., (págs. 1-14). San Diego, California.
- Kreith, F. (2014). *Principles Of Sustainable Energy Systems*. London, New York: CRC PRESS Taylor & Francis Group.
- Kymakis, E., Sofoklis, K., & Papazoglou, T. M. (2008). Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. *Electrical Engineering Department, Technological Educational Institute (TEI) of Crete* (págs. 1-6). Crete, GRECE: ELSEIVER. Obtenido de [http://www.physics.arizona.edu/~cronin/Solar/References/Shade%20effects/sdarticle%20\(16\).pdf](http://www.physics.arizona.edu/~cronin/Solar/References/Shade%20effects/sdarticle%20(16).pdf)
- Labouret, A., & Viloz, M. (2008). *Energía Solar Fotovoltaica "Manual Práctico"*. Madrid (España), Paris (Francia): AMV EDICIONES (1ªEd.).
- Labouret, A., & Viloz, M. (2010). *Solar Photovoltaic Energy*. London, UNITED KINGDOM: IET RENEWABLE ENERGY SERIES 9.
- Leyton, S. (13 de Julio de 2010). *Central Energía* <http://www.centralenergia.cl/2010/07/13/feed-in-tariff/>
- Lisell, T., Tetreault, T., & Watson, A. (2009). *Solar Ready Building Planning Guide*. U.S.: NREL "National Renewable Energy Laboratory".
- Lorenzo, E., Araujo, G., Cuevas, Egidio, J., Minano, R., & Zilles. (1994). *Solar Electricity: Engineering of Photovoltaic*. Madrid, España.
- Lorenzo, E. (2004). *Retratos de la Conexion Fotovoltaica a la Red (V)*. Madrid, España: IEA-PVPS-T2-05:2004 .
- Luque, A., & Hegedus, S. (2003). *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. England: John Wiley & Sons Ltd.
- Lynn, P. A. (2010). *Electricity from Sunlight: An Introduction to Photovoltaics*. United Kingdom: A John Wiley & Sons, Ltd., Publication.
- Madhusudan, S. H. (2014). *Distributed Photovoltaic Grid Transformers*. Boca Raton: CRC Press Taylor & Francis Group.

- Marion, B., Adelstein, J., Boyle, K., Hayden, H., & Shugar, D. (2005). *Performance Parameters for Grid Connect PV Systems*. U.S.: NREL "National Renewable Energy Laboratory".
- Markvart, T., & Castañer, L. (2003). *Photovoltaics Fundamentals and Applications*. Oxford, USA: Elsevier Ltd.
- Masters, G. M. (2004). *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. New Jersey, USA: John Wiley & Sons, Inc.,.
- Mc. Veigh, J. (1983). *Sun Power*. Brighton, England: Pergamon Press.
- Melchor, N. R., Quintela, F. R., Redondo, R., & Arévalo, M. G. (2000). Seguridad Eléctrica de Plantas Fotovoltaicas con conexión en baja Tensión. *planta fotovoltaica, interruptor diferencial, Real Decreto 1663/2000, generador flotante, CC.* (págs. 1-12). Salamanca, España: Universidad de Salamanca. Obtenido de http://electricidad.usal.es/Principal/Circuitos/Descargas/Seguridad_en_PFotovoltaicas.pdf
- Mertens, K. (2014). *Photovoltaics "Fundamentals, Technology and Practice"*. Munich, Germany: John Wiley & Sons Ltd.
- Messenger, R. A., & Ventre, J. (2005). *Photovoltaics Systems Engineering 2º Edition*. Boca Raton, Florida: CRC Press LLC, 2000 N.W. Corporate Blvd.
- Milan, A. P., & Subhra, D. (2015). Analytical Model for Determining the Sun's Position at All Time Zones. *Renewable Energy Department, Amity School of Applied Science, Amity University Haryana, Gurgaon, India* (págs. 1-8). Gurgaon, India: International Journal of Energy Engineering 2015, 5(3): 58-65.
- Minetur. (2013). *La energía en España*. Madrid: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Obtenido de http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_en_espana_2013.pdf
- Mir-Artigues, P., & Del Río, P. (2016). *The Economics And Policy of Solar Photovoltaic Generation*. Switzerland: Springer International Publishing 2016.
- Mohamed, E. S. (2012). Analysis of Levelized Cost of Energy (LCOE) and Grid Parity for Utility-Scale Photovoltaic Generation Systems ., (págs. 1-8). Egypt, Cairo.
- Mohammad, O. A. (2013). *Applied Energy "An Introduction"*. London, New York: CRC Press Taylor & Francis Group.
- Mohammed, S., Boumediene, B., & Miloud, B. (2015). Assessment of PV Modules Degradation based on Performances and Visual Inspection in Algerian Sahara. (págs. 1-11). Tlemcen, Algeria.
- Morante, F., Zilles, R., Espinoza, R., & Horn, M. (2005). Consumo de energía eléctrica en sistemas fotovoltaicos domiciliarios de las comunidades de los Uros, Taquile, Amantaní de la región Puno, Perú . *Energía & Desarrollo (Cochabamba, Bolivia)* (págs. 1-8). Lima: CER-UNI.
- Moselle, B., Padilla, J., & Schmalensee, R. (2010). *Harnessing Renewable Energy "In electric Power Systems"*. Washington, DC; London: RFF PRESS, Earthscan .
- Narciso, M. A., & García, D. L. (2010). *Instalaciones de Energía Fotovoltaica "Como Rentabilizar la Energía Solar"*. Madrid, España: IBERGARCETA PUBLICACIONES S.L.

- Neill, S., & Stapleton, G. (2012). *Grid-Connected Solar Electric System*. New York: EARTHSCAN.
- Neill, S., & Stapleton, G. (2017). *SOLAR FARM "The Earthscan Expert Guide to Design and Construction of Utility-Scale Photovoltaic System*. New York: EARTHSCAN.
- Nofuentes Muñoz, G. J. (2011). *Manual Técnico*. Valencia: PVS in bloom.
- Oglesby, M. (7 de Febrero de 1998). *Paper of Fourier*. Obtenido de Representación en Serie de Fourier de la Posición del Sol: <http://www.mail-archive.com/sundial@uni-koeln.de/msg01050.html>
- OSINERGMIN. (2013). *Introducción a las Energías Renovables*. Obtenido de <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/IntroduccionEnergiasRenovables.html>
- Panda, A., Pathak, M. K., & Srivastava, S. (2015). A single phase photovoltaic inverter control for grid connected System. (págs. 15-30). India: Indian Academy of Sciences.
- Panhuber, C. (2001). *PV System Installation and Grid-Interconnection Guidelines in Selected IEA countries*. Austria: IEA "International Energy Agency Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems".
- Pantoja, L. A. (1987). *Formulación de un modelo de estudio para el aprovechamiento de la energía solar mediante la conversión fotovoltaica en energía eléctrica para sistemas de pequeña potencia*. Madrid: Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas "Universidad Politécnica de Madrid".
- Papadopoulou, E. V. (2012). *Energy Management in Building Using Photovoltaics*. London: Springer London Dordrecht Heidelberg New York.
- Perpiñan, L. O. (2008). *Grandes Centrales Fotovoltaicas: Producción, Seguimiento y Ciclo de Vida*. Madrid, España: DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE CONTROL.
- Perpiñan, L. O. (2013). *Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid, España: CC Creative Commons.
- Petrone, Ramos-Paja, Andrés, & Spagnuolo. (2017). *Photovoltaic Sources Modeling*. Pondicherry, India: JohnWiley & Sons Ltd.
- Polo, B. C., & Coaquira, M. E. (2016). Evaluación de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica de la ciudad universitaria de la unjbg, tacna. *XXIII Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente (XXIII-SPES)*, Huancayo, (págs. 1-10). Huancayo, Perú.
- PRYSMIAN. (2008). *Cables y Accesorios para Instalaciones de Energías Renovables*. España: PRYSMIAN "Cables & Systems".
- PV*SOL Expert 6.0 (R8). Software simulator "Valentin Energie Software" (2016).
- PV*SOL Premium V7.5 (R4). Software simulator "Valentin Energie Software" (2016).
- PVLIGHTHOUSE. (2017). *PVLIGHTHOUSE*. Obtenido de Calculadora Espectro Solar: <https://www2.pvlighthouse.com.au>
- Quaschnig, V. (2010). *Renewable Energy and Climate Change*. Germany: John Wiley & Sons, Ltd.
- Quaschnig, V. (2011). *Regenerative Energiesysteme "Technologie-Berechnung-Simulation"*. München: HANSER.

- Quaschnig, V., & Hanitsch, R. (Edits.). (1998). Increased energy yield of 50% at flat roof and field installations with optimized module structures. *2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, (págs. 1-4). Vienna · Austria. Obtenido de <http://volker-quaschnig.de/downloads/wpvsec1998.pdf>
- Raj Shakya, S. (2011). *Training Manual for Engineers on Solar PV System*. Kathmandu, Nepal: AEPC - ESAP.
- Rekioua, D., & Matagne, E. (2012). *Optimization of Photovoltaic Power Systems "Modelization, Simulation and Control"*. London: Springer-Verlag London Limited.
- Renewables Academy. (2008). *Energía solar fotovoltaica como fuente de energía renovable global*, 15.
- Robayo L., C., & Serna G., S. (2015). *Sistema para caracterización de paneles fotovoltaicos*. Obtenido de <http://fundacioniai.org/actas/Actas1/Actas%201.7.pdf>
- Ropp, M. E., Begovic, M., & Rohatgi, A. (1999). *Prevention of Islanding in Grid-Connected Photovoltaic Systems*. John Wiley & Sons, Ltd.
- S.W.H. GROUP SE. (Julio de 2014). *Como funciona el NET METERING*. Obtenido de <http://www.swhgroup.eu/sp-net-metering.html>
- Salameh, Z. (2014). *Renewable Energy System Design*. Massachusetts: Academic Press is an imprint of ELSEIVER.
- Sanchez, Maza. M. (2008). *Montaje mecánico de instalaciones solares fotovoltaicas*. México: IC Editorial.
- Sanchez, Maza. M. (2010). *Energía Solar Fotovoltaica*. México: Limusa.
- Sangyoung, P., Yanzhi, W., Youngghyun, K., Naehyuck, C., & Massoud, P. (2011). *Battery Management for Grid-Connected PV Systems with a Battery*. California.
- Santamarta, F. J. (2004). Las energías renovables son el futuro. *La edad de piedra no acabó por falta de piedras, y la era de los combustibles fósiles tampoco terminará por el agotamiento del petróleo, el gas natural y el carbón*. (págs. 34-40). Madrid, España: WORLD•WATCH. Obtenido de <http://www.nodo50.org/worldwatch/ww/pdf/Renovables.pdf>
- Sanz-Bobi, & A., M. (2014). *Use, Operation and Maintenance of Renewable Energy Systems "Experiences and Future Approaches"*. New York: Springer.
- SEBA, ". E. (2004). *TEJADOS FOTOVOLTAICOS "Energía Solar Conectada a la Red Eléctrica"*. Sevilla, España: PROGNSA (Promotora General de Estudios. S.A.).
- SENATI. (08 de Setiembre de 2016). *Instalan proyecto solar fotovoltaico en sede central*. Obtenido de <http://www.senati.edu.pe/web/noticias/instalan-proyecto-solar-fotovoltaico-en-sede-central>
- Sencan, A., & Akarslan, F. (2012). *Modeling and Optimization of "Renewable Energy Systems"*. Croatia: InTech Europe.
- Shepard, N., & Sugimura, R. (1984). *The integration of Bypass diodes with terrestrial photovoltaic modules and arrays*. Orlando Florida: Proceedings of the 17th IEEE Photovoltaic Specialists Conference.
- Sheperd, W., & Sheperd, D. W. (2002). *Energy Studies*. London : Imperial College Press.
- Shlager, N., & Weisblatt, J. (2006). *Alternative Energy*. China: Thomson Gale.

- SIEMENS. (26 de Mayo de 2009). *New transformerless solar inverters achieve 98 percent efficiency*.
- Singh, A., Pant, D., & Irving, O. S. (2013). *Life Cycle Assesstment of Renewable Energy Sources*. London, New York: Springer - Verlag.
- Skelton, P. (12 de Diciembre de 2012). *The ups and downs of steerable solar panels*. Obtenido de ELECTRICAL CONNECTION: <http://electricalconnection.com.au/ups-and-downs-steerable-solar-panels/>
- SOLAR AMERICA CITIES. (2011). *Guidebook For Solar Photovoltaic Projects In Philadelphia* (SECON EDITION ed.). Philadelphia.
- Sudhakar, P., Malaji, S., & Sarvesh, B. (2014). Protection issues of power System with PV Systems Based Distributed Generation. *IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE)*, (págs. 1-10). India.
- SUELO SOLAR. (2008). *Suelo Solar*. Obtenido de <http://www.suelosolar.com/tarifa.asp>
- Sumathi, S., Kumar, A. L., & Surekha, P. (2015). *Solar PV and Wind Energy Conversion Systems "An Introduction to Theory, Modeling with MATLAB/SIMULINK, and the Role of Soft Computing Techniques*. New York, London: Springer International Publishing Switzerland 2015.
- Sunearthtools. (2017). *Outils pou les consommateurs et les concepteurs de l'energie solaire*. Obtenido de https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=es
- Szokolay, S. V. (2008). *Introduction to Architectural Science*. Burlington, USA: ELSEIVER.
- Tamizh, M. G., & Kuitche, J. (2013). Failure and DegradaMon Modes of PV modules in a Hot Dry Climate. *Results after 12 to 26 years of field exposure* (págs. 1-22). Arizona, EEUU: ASU PRL.
- Teodorescu, R., Liserre, M., & Rodriguez, P. (2011). *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*. Southern Gate, Chichester, West Sussex, United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd.
- Tesla, N. (1886). *The U.S. Patents of Nikola Tesla*. The Bipolar Planet Using.
- Thomas, R., Max, F., & Partners. (2003). *Photovoltaics and Architecture* (Third Edition ed.). London, New York: Taylor & Francis Group.
- Thumann, A., & Mehta, P. (2008). *Handbook of Energy Engineering "Sixth Edition"*. United States Of America: Taylor & Francis Ltd.
- Tinajeros, S. M., Portugal, M. A., Palo, T. E., & Morante, T. F. (2015). Evaluacion del desempeño de un sistema fotovoltaico conectado a red de 3.3 kw en la ciudad de arequipa. *XXII Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente (XXII-SPES)*, (págs. 1-12). Arequipa, Perú.
- Tobajas, V. C. (2008). *Energía Solar Fotovoltaica 3ra Edicion* . Madrid, España: CANO PINA S.L.; EDICIONES CEYSA.
- University of Oregon Solar Radiation Monitoring Laboratory. (12 de Julio de 2013). *Sun path chart program*. (solardat, Editor) Obtenido de [solardat.uoregon.edu: http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.php](http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.php)
- Ventre, G., Farhi, B., Szaro, J., & Dunlop, J. (2001). Reducing the costs of Grid-Connected Photovoltaic Systems "Proceedings of Solar Forum 2001: Paper". *Reducing the costs of*

- Grid-Connected Photovoltaic Systems* (págs. 1-8). Washigton, DC.: ASME. Obtenido de <http://www.fsec.ucf.edu/en/publications/pdf/FSEC-PF-421-01.pdf>
- Vernon, C. (2010). *Lightning Protection*. United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology.
- Vesselinka, P. K., Hezel, R., & Adolf, G. (2008). *High-Efficient Low-Cost Photovoltaics*. Garching, Pullach, Freiburg,: Springer Series in Optical Sciences.
- Vigotti, R. (1994). *Newsletter of the IEA Photovoltaic Power Systems Programme*. Switzerland: IEA "International Energy Agency".
- Vilariño, J., & Menendez, M. H. (2017). Análisis estadístico del índice de relación de comportamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica. *Statistical analysis of the grid connected photovoltaic system* (págs. 1-14). Madrid, España: Scielo.
- Wang, B., Huang, T., Dong, X., & Zhiqian, B. (2010). *Dynamic modeling and transient fault analysis of feeder in distribution system with MW PV substation*. Cardiff, Wales, UK: IEEE.
- Warwick, J., & Egan, R. (2015). *National Survey Report of PV Power Applications in AUSTRALIA*. Australia : IEA.
- Watts, R. G. (2013). *Engineering Response to Climate Change*. Boca Raton London New York: CRC Press Taylor & Francis Group.
- Wenping, C., & Yihua, H. (2016). *Renewable Energy "Utilization and System Integration"*.
- Wrixon, G. T., Rooney, A. M., & Palz, W. (1993). *Renewable Energy - 2000*. Stuttgart: Springer-Verlag Berlin Heidelberg 1993.
- Yee, Y. T., & Chee, W. T. (2011). An Overview of Islanding Detection Methods in Photovoltaic Systems. *World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, (págs. 1336-1344).
- YUBA, S.L.: (Marzo de 2015). *Yuba Empresa Especializada en Energias Renovables*. Obtenido de <http://www.yubasolar.net/2015/03/partes-fundamentales-que-componen-un.html>
- Zini, G., & Tartarini, P. (2012). *Solar Hydrogen Energy Systems "Science and Technology for the Hydrogen Economy"*. Milan, Italy: Springer-Verlag Italia.
- Zobaa, A. F., & Bansal, R. (2011). *Handbook Of Renewable Energy Technology*. Singapore: World Scientific.

ANEXOS