



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

**“ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO  
CONECTADO A LA RED PARA EL EDIFICIO 15A DE LA FIEC  
DE LA ESPOL (ECUADOR)”**

**INFORME DE MATERIA INTEGRADORA**

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN  
POTENCIA**

JUAN JOSÉ DE ANDRÉS SANCHEZ

WALTER JAVIER SILVA CABRERA

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2016

## **AGRADECIMIENTOS**

Mis más sinceros agradecimientos a Dios en primer lugar, al apoyo incondicional de mis padres, por hacer posible tantos triunfos y a mis profesores por su constante guía.

## DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a mi familia y a futuros ingenieros que estén interesados en el estudio del diseño de una instalación fotovoltaica conectada a la red.

## TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

.....  
**Ing. Jorge Montealegre**

PROFESOR EVALUADOR

.....  
**Ing. Jimmy Córdova**

PROFESOR EVALUADOR

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

.....  
Juan José De Andrés Sánchez

.....  
Walter Javier Silva Cabrera

## **RESUMEN**

Un sistema fotovoltaico conectado a la red es una instalación en la que interactúan tres componentes principales: los paneles fotovoltaicos, el inversor y la línea eléctrica de la red. El sistema de generación fotovoltaico se conecta a la red eléctrica convencional a través del inversor, inyectando la energía producida por los módulos fotovoltaicos. Este proyecto estudia la viabilidad, el dimensionamiento y diseño de la instalación de una central fotovoltaica conectada a la red convencional, para alimentar parte de la demanda de carga del Edificio 15A de la FIEC (ESPOL-ECUADOR).

## ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS .....	ii
DEDICATORIA .....	iii
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN .....	iv
DECLARACIÓN EXPRESA .....	v
RESUMEN .....	vi
CAPÍTULO 1 .....	1
1 EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA EN EL ECUADOR 1	
1.1 OBJETIVOS .....	1
1.1.1 Objetivo General. ....	1
1.1.2 Objetivos Específicos. ....	1
1.2 INTRODUCCIÓN .....	2
1.3 ANTECEDENTES .....	3
1.4 JUSTIFICACIÓN .....	7
1.5 ALCANCE .....	9
1.6 METODOLOGÍA .....	10
CAPÍTULO 2 .....	11
2 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA .....	11
2.1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR .....	11
2.2 RADIACIÓN SOLAR TERRESTRE .....	12
2.3 MOVIMIENTO DEL SOL .....	13
2.3.1 Los Equinoccios .....	13
2.3.2 Los Solsticios .....	14
2.4 INTRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA .....	16
2.4.1 Efecto Fotoeléctrico .....	16
2.4.2 Aplicaciones del Efecto Fotoeléctrico .....	16
2.5 SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	17

2.5.1	Componentes principales de un sistema fotoeléctrico conectado a red.....	17
2.5.2	Configuración del Cableado. ....	29
2.5.3	Configuración del Bloque de control.....	30
2.6	INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED. ....	31
2.6.1	Tipos de instalaciones fotovoltaicas. ....	31
2.7	ESTRUCTURA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICA. ....	34
2.7.1	Seguimiento del punto de potencia máxima.....	34
2.7.2	Rendimiento de un sistema Fotovoltaico.....	35
2.7.3	Rendimiento Total .....	38
2.7.4	Pérdidas eléctricas. ....	38
2.7.5	Protecciones Eléctricas. ....	40
2.7.6	Anomalías que se pueden presentar en un sistema FV..	41
2.8	SOPORTE DE LA ESTRUCTURA.....	43
	CAPÍTULO 3.....	44
3	DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA.....	44
3.1	MEMORIA TÉCNICA. ....	44
3.2	ESTUDIOS ENERGÉTICOS.....	46
3.3	EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN. ....	49
3.4	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN.....	53
3.5	DISEÑO DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA.....	54
3.5.1	Selección de paneles fotovoltaicos. ....	54
3.6	ELECCIÓN DE INVERSOR. ....	58
3.6.1	Usando cinco inversores SHNEIDER trifásico 20 KW CONEXT TL20000E.....	58
3.6.2	Usando un inversor SCHNEIDER XANTREX trifásico 100 KW GT-100 .....	63
3.6.3	Análisis comparativo con el programa PVSYST v5.20 ....	69
3.6.4	Panel Elegido .....	102



3.6.5	Inversor Elegido .....	102
3.7	DISEÑO DE LA ESTRUCTURA.....	102
3.7.1	Cálculo de la estructura.....	107
3.7.2	Equipos para realizar la conexión del cableado de la instalación fotovoltaica. ....	108
3.8	CABLEADO. ....	113
3.7.3	Tramos de Cableado.....	116
3.9	CONFIGURACIÓN DE TIERRA FLOTANTE (PUESTA A TIERRA). .....	126
3.10	ELECCIÓN DE PROTECCIONES .....	127
3.7.4	Protección de equipos de corriente continua.....	128
3.7.5	Protección de equipos de corriente alterna. ....	136
CAPÍTULO 4.....		138
4	EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO .....	138
4.1	ESTUDIO DE RENTABILIDAD. ....	138
4.1.1	Presupuesto de la Instalación. ....	138
4.1.2	Ingreso de la recuperación de energía producida. ....	144
4.2	PRECIO DE LA ENERGÍA.....	145
4.3	ANÁLISIS DE COSTO. ....	149
4.3.1	Cálculo del Valor Actual Neto.....	159
4.3.2	Cálculo de la tasa interna de retorno.....	160
4.3.3	Cálculo del LCOE.....	163
4.4	IMPACTO AMBIENTAL. ....	164
4.5	VENTAJAS Y DESVENTAJAS. ....	165
CONCLUSIONES .....		167
BIBLIOGRAFÍA.....		169
ANEXOS.....		174

## CAPÍTULO 1

# 1 EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA EN EL ECUADOR

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 Objetivo General.

Analizar la viabilidad técnica económica de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red frente al consumo diario de energía eléctrica del Edificio 15 A de la Facultad de electricidad de la ESPOL.

### 1.1.2 Objetivos Específicos.

- Conocer en detalle la demanda eléctrica actual y potencial del Edificio 15 A de la Facultad de electricidad
- Analizar el comportamiento de la carga del Edificio 15 A de la Facultad de electricidad para una instalación de un sistema fotovoltaico.
- Comparar la inversión de una instalación fotovoltaica frente a la producción anual de energía fotovoltaica
- Compara el costo de producción anual de la energía fotovoltaica conectada a red y el costo de la misma energía con tarifas estipuladas por los cargos tarifaria para Guayas-Los Ríos
- Conocer que beneficios traería el colocar una central fotovoltaica en la ESPOL.
- Conocer los problemas que puede haber durante y después de la sincronización con una fuente fotovoltaica a la red para suplir la carga a estudiar.
- Dimensionar la central fotovoltaica de acuerdo a los estudios realizados de los siguientes requerimientos: material y

números de paneles, baterías, inversores, postes de distribución, cableados, protecciones, selección de equipos, área de instalación y estructuras.

## 1.2 INTRODUCCIÓN

Una de las formas de medir desarrollo de un país es mediante el avance tecnológico y el crecimiento energético; El mundo está en pleno crecimiento en el área de las energías renovables, las hidroeléctricas lideran la mayor fuente de generación en el Ecuador, actualmente se están elaborando estudios para implementación de centrales fotovoltaicas, ya que de acuerdo al mapa solar [1] “Ecuador recibe los rayos solares casi de manera directa debido a que el sol tiende a cambiar su posición de origen a medida que pasan los meses del año de -23, 0 y +23 grados por lo que se tiene un alto grado de recurso solar”. [2]

Esta disponibilidad del recurso solar es una ventaja para el país, que podría aprovechar produciendo energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos y de esta manera reducir el consumo de combustibles fósiles, que según el WTI suele tener un costo elevado [3], además en la provincia del Guayas hay plantas generadoras termoeléctricas que consumen cantidades enormes de derivados del petróleo que producen un daño enorme a la medio ambiente produciendo toneladas de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>). [4]

Es importante conocer que en lugares en los que se dispone de electricidad, la conexión a red de sistemas fotovoltaicos ayuda a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) a la atmósfera.

Cabe recalcar que en nuestro país la fuente de generación de electricidad principal proviene de las hidroeléctricas, pero no siempre abastece la demanda ya que hay épocas donde se produce el estiaje, si la lluvia no se presenta por periodos prolongados, y para cubrir estas etapas de baja producción de electricidad, el país se encuentra en construcción de grandes proyectos hidroeléctricos para suplir ese déficit energético en el país, así mismo se están haciendo estudios de factibilidad de la energía fotovoltaica aisladas en zonas donde no llega la red eléctrica.

La cantidad de energía solar que llega a la tierra fue estudiada y se pudo determinar que la energía solar que se recibe en la superficie de la tierra a 180000 TW/año [5], este hecho es importante para estudios de obtención de la mayor cantidad de energía solar que se podría aprovechar.

### 1.3 ANTECEDENTES.

El estado invierte millones de dólares para la generación usando energías renovables en Ecuador, así como en el resto de países en vías de desarrollo, todavía no se regulariza el desarrollo y establecimiento de leyes para proyectos a gran escala de energías renovables. En la actualidad, sólo existen pequeños proyectos de generación aisladas de baja y mediana carga. En el caso de Ecuador según el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC, ahora ARCONEL).

De acuerdo a lo que se puede mostrar en la tabla 1.1 donde muestra la situación actual de las energías renovables y no renovables en el Ecuador, para los años futuros se tendrá la mayor cantidad de energía producida por hidroeléctricas de la energía total consumida debido a los presentes proyectos de centrales hidroeléctricas que se están realizando en el país, y las generadoras térmicas bajarán su nivel de producción puesto que para años futuros ya no será subsidiado el petróleo y el costo de inversión será mayor que el de producción y venta de la energía para centrales a base de Diesel. [9]

Producción Total de Energía e Importaciones		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	12.563,37	48,59
	Eólica	87,98	0,34
	Fotovoltaica	32,91	0,13
	Biomasa (Bagazo de Caña)	409,50	1,58
	<b>Total Energía Renovable</b>	<b>13.093,76</b>	<b>50,64</b>
No Renovable	Térmica M C I	6.355,99	24,58
	Térmica Turbogás	2.956,90	11,44
	Térmica Turbovapor	2.587,75	10,01
	<b>Total Energía No Renovable</b>	<b>11.900,64</b>	<b>46,02</b>
<b>Total Producción Nacional</b>		<b>24.994,39</b>	<b>96,66</b>
Interconexión	Colombia	836,11	3,23
	Perú	27,15	0,11
	Importación	863,26	3,34

**TABLA 1.1: Estadística de producción de la energía año 2015 [7]**

Para observar cómo ha ido cambiando la producción energética del país, Se obtuvieron datos por año y puestos en la tabla 1.2 como se muestra a continuación.

Año	Tipo de Energía [GWh]						Total	Variación (%)
	Biomasa	Eólica	Hidráulica	Interconexión	Solar	Térmica		
1999			7176,73	23,76		3131,39	10331,88	
2000			7611,23			3001,21	10612,44	2,64%
2001			7070,65	22,23		3979,15	11072,03	4,15%
2002			7524,26	56,3		4363,3	11943,86	7,30%
2003			7180,42	1119,61		4365,71	12665,74	5,70%
2004	3,24		7411,7	1641,61		5169,9	14226,45	10,97%
2005	102,86		6882,64	1723,45	0,01	6418,51	15127,47	5,96%
2006	145,56		7129,49	1570,47	0,01	7840,79	16686,32	9,34%
2007	218,75		9037,66	860,87	0,02	8079,27	18196,57	8,30%
2008	208,32	2,68	11293,33	500,16	0,03	7104,16	19108,68	4,77%
2009	216,52	3,2	9225,41	1120,75	0,01	8819,48	19385,37	1,43%
2010	235,56	3,43	8636,4	872,9	0	10634,46	20382,75	4,89%
2011	278,2	3,34	11133,09	1294,59	0,06	9129,45	21838,73	6,67%
2012	296,35	2,4	12237,72	238,2	0,33	10311,16	23086,16	5,40%
2013	295,79	56,7	11038,82	662,34	3,66	11865,35	23922,66	3,50%
2014	399,47	79,74	11457,9	836,74	16,48	12353,62	25143,95	4,86%
2015	409,5	87,98	12563,37	863,26	87,98	12310,14	26322,23	4,48%
TOTAL	2810,12	239,47	154610,82	13407,24	108,59	128877,05	300053,29	96,46%

**TABLA 1.2: Historial energético de las diferentes tipos de generación [7]**

En la tabla 1.2 se puede observar cómo ha aumentado la producción energética con el aumento de instalaciones de centrales fotovoltaicas con capacidades menores a 10 MW.

Durante el 2013 y 2014 ingresaron 22 centrales fotovoltaicas cuya producción de energía en el 2013 fue de 3,10 GWh y de 14,71 GWh en el 2014, el incremento se debió al ingreso de 20 centrales a partir de Abril del 2014. [13]

Año	Energía Vendida (GWh)	Total Costo de Energía (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
2005	11.014,81	560,49	5,09
2006	11.745,36	540,25	4,60
2007	12.955,80	562,16	4,34
2008	13.913,46	530,04	3,81
2009	13.537,78	599,10	4,43
2010	13.703,45	624,73	4,56
2011	15.362,56	644,84	4,20
2012	17.416,93	657,52	3,78
2013	17.965,72	752,94	4,19
2014	18.712,17	835,51	4,47

**Figura 1.1: Tabla del precio medio de la energía vendida por empresas generadoras [13]**

Se presenta el historial anual de los precios medios de las empresas generadoras de electricidad para el periodo 2005 al 2014. A partir del 2013 se observan valores que están por los 40,03 ¢/KWh, las cuales corresponden a la tarifa de generación fotovoltaica. Véase figura 1.3

Como se aprecian los valores históricos de los precios a nivel de generación anuales, se visualiza que a partir del 2013 hay un incremento de 0,28 ¢/KWh, relacionado con el ingreso de las centrales fotovoltaicas, Véase figura 1.2



**Figura 1.2: Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras [13]**

Empresa	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Altgenotec	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
Brineforcorp	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
CELEC-Electroguayas	7,82	6,69	6,17	5,96	6,90	6,28	8,89	8,53	8,76	8,51
CELEC-Gensur	-	-	-	-	-	-	-	-	9,13	9,13
CELEC-Hidroagoyán	2,59	2,66	2,70	2,75	2,48	3,66	2,84	1,34	0,99	1,06
CELEC-Hidronación	-	-	-	-	-	-	-	1,73	1,92	2,83
CELEC-Hidropaute	3,29	3,02	3,06	2,63	1,65	1,42	1,34	1,01	0,74	0,96
CELEC-Termoesmeraldas	5,38	4,01	4,34	4,80	4,65	6,04	4,82	6,68	7,07	6,94
CELEC-Termogas Machala	7,68	6,79	6,23	5,67	6,65	6,73	7,29	5,16	4,56	5,01
CELEC-Termopichincha	8,35	6,38	6,50	6,01	9,90	10,54	9,22	9,68	10,29	10,31
Elecaustro	5,35	4,85	4,67	4,23	5,38	5,84	4,63	3,93	3,15	5,34
Electrisol	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
Electroquil	8,70	7,56	7,68	7,49	10,02	12,48	17,45	18,09	16,53	14,22
EMAAP-Q	4,26	4,11	4,12	4,11	3,72	6,82	3,73	1,97	1,68	1,66
Enersol	-	-	-	-	-	-	-	-	39,76	40,04
Eolica	-	-	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82
Efotovoltáica	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	39,76
Generoca	-	5,71	6,57	6,13	7,43	7,54	8,04	8,07	8,18	8,69
Genrenotec	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
Gonzenergy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
Gransolar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
Hidronación	4,48	4,18	3,93	4,11	4,04	2,69	3,58	-	-	-
Hidropastaza	-	-	4,06	4,13	6,13	2,16	1,28	-	-	-
Hidrosibimbe	-	7,43	6,01	4,83	3,99	4,67	4,75	4,76	4,78	4,78
Intervisa Trade	8,91	7,53	7,20	6,12	9,16	11,68	13,39	28,71	7,46	16,14
Lojaenergy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
Renova Loja	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
Sabiangosolar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
San Pedro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
Sanersol	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
Sansau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
Saracaysol	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
Solchacras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
Solhuaqui	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
Solsantonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
Solsantros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
Surenergy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
Termoguayas	-	6,11	6,63	5,88	6,54	6,76	7,00	7,76	8,70	8,63
Ulyseas	7,93	7,51	-	-	-	-	-	-	-	-
Valsolar	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03
Wildtecsa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03
<b>Total</b>	<b>5,09</b>	<b>4,60</b>	<b>4,34</b>	<b>3,81</b>	<b>4,43</b>	<b>4,56</b>	<b>4,20</b>	<b>3,78</b>	<b>4,19</b>	<b>4,47</b>

**Figura 1.3: Tabla de precios de la energía vendida por empresa generadora (USD c/KWh) [13]**

Para el estudio de este proyecto es necesario conocer como varía el perfil de la demanda del edificio en estudio, para esto se realizó un análisis de carga con el

equipo FLUKE 435-2 para observar la curva de carga, curva de voltaje y análisis de armónicos en el sistema para observar cómo varía la carga durante el día, en el estudio se observó cómo varía la carga del alumbrado, y se notó que es casi constante, así que se puede deducir que se mantienen encendidos durante el día algunas luminarias en la planta baja teniendo una carga casi de la mitad de su carga máxima, también se realizó un análisis para los equipos de acondicionadores de aire, donde se observó que hay variaciones de voltajes y carga durante el día; estos datos son necesarios para la instalación del sistema fotovoltaico, ya que con estos datos podemos analizar si es necesario el uso de banco de baterías para un sistema aislado o sólo interconectado con conexión directa a la red sin acumulación de carga, cabe tener en cuenta que los equipos presentan subidas de carga instantáneas esto es debido a que son equipos antiguos donde censan la temperatura del lugar para encender o apagar los condensadores y ventiladores produciendo picos de corriente cada arranque.

#### **1.4 JUSTIFICACIÓN.**

El consumo de energía eléctrica (kwh per capita) de nuestro país crece cada año considerablemente debido a su incremento de la demanda eléctrica, según los datos del INEC [11] este consumo ha tenido un incremento anual alrededor del 5.6%. Por lo que el país se ha visto en la necesidad de buscar nuevas fuentes alternativas de energía renovable que cooperen con la actual generación, con esto también se ayudaría a reducir la emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) (factor de emisión de CO<sub>2</sub>: 0,4850 tCO<sub>2</sub>/MWh), el cual se considera uno de los gases causantes del efecto invernadero. [10]

En la actualidad, en la ESPOL se están capacitando a los futuros ingenieros eléctricos para entrar en el campo de las energías renovables, por lo que se aconseja que la ESPOL tenga su propia central fotovoltaica en la que sus estudiantes puedan realizar proyectos, pruebas, ensayos, hacer estudios y reconocer los componentes del sistema de autoconsumo fotovoltaico inyectado a la red.



Debido a que se presenta que en la ESPOL se producen cortes de energía al mes que afectan a la educación del estudiante y a la vida útil de los equipos en operación, la facultad de electricidad cuenta con un generador de respaldo que actualmente no está operando en situaciones de emergencia, ha sido necesario tener previsto un estudio técnico- económico a mediano y largo plazo para la implementación de una central fotovoltaica para el edificio 15 A, donde se encuentra el auditorio, donde se requiere que al aplicar un sistema fotovoltaico supla en todo momento la energía requerida si es que esto es posible, así mismo tendrá un fin educativo para que los estudiantes de las carreras de electricidad puedan observar el funcionamiento de las centrales fotovoltaicas ya que estará sujeto a sus respectivas coordinación de protecciones y normas correspondientes para el área de distribución.

Al producir la energía eléctrica en el mismo lugar que se consume, por efecto es más eficiente, ya que según ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad) tanto las pérdidas técnicas y no técnicas de los sistemas de distribución del SNT (Sistema Nacional de Transmisión) presentan un continuo decrecimiento a lo largo de los años, como se puede apreciar en la figura 1.4, en los años 2013 y 2014, fueron 12.62% y 12.38% respectivamente, estas pérdidas representan la energía perdida en las todas las etapas funcionales del sistema de distribución (subestaciones – redes de media tensión – transformadores de distribución – luminarias – acometidas - medidores). [12]

Año	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas del Sistema (GWh)	Pérdidas No Técnicas del Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Pérdidas Técnicas del Sistema (%)	Pérdidas No Técnicas del Sistema (%)
2005	2.971,72	1.321,50	1.650,22	22,76	10,12	12,64
2006	3.068,91	1.292,72	1.776,18	22,25	9,37	12,88
2007	3.089,83	1.335,65	1.754,18	21,42	9,26	12,16
2008	2.993,08	1.421,21	1.571,87	19,61	9,31	10,30
2009	2.765,27	1.499,10	1.266,17	17,31	9,38	7,92
2010	2.747,43	1.499,79	1.247,64	16,33	8,91	7,42
2011	2.634,08	1.560,95	1.073,13	14,73	8,73	6,00
2012	2.546,06	1.599,12	946,94	13,60	8,54	5,06
2013	2.465,26	1.632,57	832,69	12,62	8,36	4,26
2014	2.590,09	1.722,08	868,02	12,38	8,23	4,15

**Figura 1.4: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución**

[12]

## 1.5 ALCANCE.

Por medio de este proyecto se realizará el diseño de una central fotovoltaica conectada a la red y analizar la viabilidad técnica-económica de la misma, según las regulaciones dictada por el ARCONEL como normativa para la implementación de este proyecto.

Con la central fotovoltaica para autoconsumo conectada a la red, bajará el consumo de electricidad tomada de la red. Al estar conectados a la red habrá un intercambio de electricidad, por lo que por medio de un contador de energía de doble sentido, se tendrán las cantidades de energía inyectada de electricidad a la red y la cantidad de electricidad que se toma de la red, por lo que si se tratara de alguna vivienda o empresas privadas ajena al estado, entrarían bajo el esquema de Net Metering. Esto podría ocurrir en periodo de vacaciones de la universidad en donde la carga va a ser mínima, por lo que habría inyección de energía a la red.

Al igual que en otros procesos de generación de potencia eléctrica, las pérdidas son un factor determinante en los sistemas fotovoltaicos, por lo que se realizará lo siguiente:

Se calculará la radiación kWh/m<sup>2</sup> por mes y la radiación kWh/m<sup>2</sup> por año, dependiendo de la irradiación solar del lugar y la inclinación con la que serán instalados los módulos fotovoltaicos.

Se seleccionará los módulos fotovoltaicos, el inversor, estructuras, tipo de cableado para las secciones DC y AC, números de string box, protecciones para las secciones DC y AC, y número de postes.

Se calculará la potencia total de la instalación final, la cual servirá para determinar la producción energética anual, en la cual se tienen en cuenta pérdidas por sombreado, pérdidas por temperatura, pérdidas por no cumplimiento de potencia nominal en módulos, pérdidas por polvo y suciedad, pérdidas angulares, pérdidas por caídas óhmicas en el cableado y pérdidas de

mismatch o de conexionado. La producción energética anual servirá para calcular el ahorro anual, que se verá reflejado en la facturación eléctrica.

## **1.6 METODOLOGÍA.**

Para comenzar a desarrollar este proyecto, se procederá hacer un estudio de la demanda del edificio de la FIEC, se seleccionará la carga promedio que se mantendrá energizada.

Luego se vendrán las bases teóricas de la energía solar, paneles solares, inversores, tipos de sistemas fotovoltaicos, etc...

Se procederá a realizar un estudio de la ubicación donde se implantará la futura central fotovoltaica en los predios de la ESPOL, por medio de un estudio medio ambiental y de radiación solar de la zona. La estimación de la radiación de la zona se la tomará de la bases de datos de radiación (NASA, METEONORM y Atlas Solar del CONELEC), para obtener la media ponderada de la radiación y estimar un valor para la zona, esto se debe a que no se cuenta en la zona con una base de datos de alguna estación meteorológica.

Con este estudio previamente realizado se diseñará la central fotovoltaica tratando de maximizar su producción anual. Se seleccionarán los equipos que cumplan con las especificaciones técnicas y con las normativas del ARCONEL.

Como última etapa, se elaborará el estudio de la viabilidad técnica-económica para la implementación de la central fotovoltaica. Con esto se definirá la rentabilidad de la central y el tiempo del reembolso de la inversión.

## CAPÍTULO 2

### 2 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA

#### 2.1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR.

La energía directa del sol contribuye a la solución de nuestras necesidades energéticas, es un enorme horno con temperaturas cercanas a los 10 millones de grados Celsius en su centro, y algunas de sus radiaciones llegan a la tierra, la luz del sol están contenidos por diferentes colores, según la longitud de onda. [17]

Tiene algunos inconvenientes, es difusa y esta diseminada en una capa delgada al ras del suelo, la luz del sol es también intermitente, con frecuencia se ve oscurecido por las nubes por lo que la luz solar debe ser acumulada y almacenada hasta que se necesite, una aplicación es la de los invernaderos, que están cubiertos de vidrios la cual repelen las longitudes de onda más largas e impidiendo que escape el calor, el mismo principio ha sido aplicada en la captación de la energía solar para calentar agua, la cual usan colectores con cubierta de cristal de placas horizontal que captan la luz del sol para calentar agua.

En la actualidad el uso de la energía es indispensable para las necesidades de las personas, este efecto produce un daño muy grande en el mundo, la cual está obligando a los países implementar fuentes de energía que no contaminen el planeta.

El sol está formado por diversos elementos en estado gaseoso principalmente de hidrógeno. En su interior existen elevadas presiones, que hace que en el seno del Sol se produzcan reacciones nucleares mediante las cuales dos átomos de hidrógeno se fusionan dando lugar al átomo de helio liberando gran cantidad de potencia, del orden de  $389 \times 10^{24}$  W, este es el origen de la energía solar. Esta energía al estar a 150 millones de Kilómetros. Llega a la tierra como radiación,

con una potencia de entrada de unas 10.000 veces mayor que la que deben proporcionar todas las fuentes energéticas que se emplean

## 2.2 RADIACIÓN SOLAR TERRESTRE.

Como se muestra en la Figura 2.1, es necesario definir los siguientes conceptos [17]:

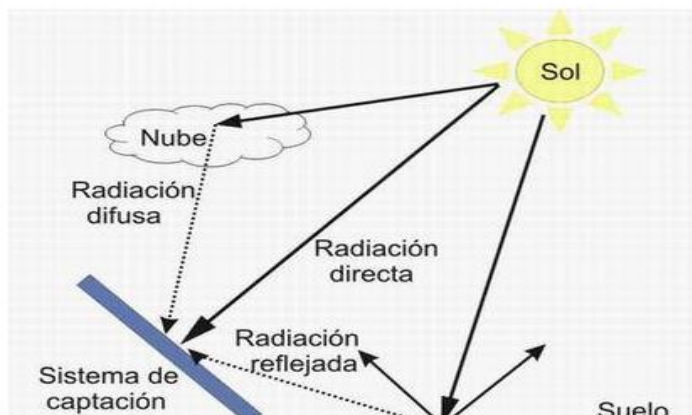
- La Radiación Directa: Es el tipo de radiación que incide de forma directa del sol.
- La Radiación Difusa: Es el tipo de radiación dispersada por los agentes atmosféricos y terrestres (nubes, polvo, lluvias, humo, etc.)
- La Radiación Reflejada (albedo): Es el tipo de radiación que es reflejada por el suelo u objetos cercanos

Los componentes de la radiación solar total son:

El Coeficiente de Absorción: Es la proporción de energía que incide en forma de absorción a un cuerpo.

El Coeficiente de Reflexión: Es la proporción de energía que incide en forma de reflexión hacia un cuerpo.

El Coeficiente de Transmisión: Es la proporción de energía que incide de tal manera que es transmitida a través de un cuerpo.



**Figura 2.1.- Tipos de Radiación [17]**

## 2.3 MOVIMIENTO DEL SOL.

### 2.3.1 Los Equinoccios.

(21 de marzo y 21 de septiembre) [14]

El recorrido solar durante los Equinoccios se caracteriza porque el Orto o Amanecer coincide con el Este, a las 6:00 horas del día, y el Ocaso o la puesta de sol con el Oeste, a las 18:00 horas del día, con una duración total de 12 horas, por lo que se tendrá una mejor captación de la energía solar por 12 horas

En el Ecuador, el Sol se situaría en el Cenit a mediodía.

Otro dato fundamental es que al mediodía (12:00 hora solar) el sol se halla sobre el Sur, con Azimut  $Z = 0^\circ$ , y formando con el Cenit un ángulo igual a la Latitud,  $\varphi$ , esto permite tener una óptima utilización de la energía por a las 12 horas del día, de manera que se puede calcular la altura solar,  $h$ , como:

$$h = 90^\circ - \varphi. \quad (2.1)$$

### 2.3.2 Los Solsticios.

(21 de junio y diciembre) [14]

En los Solsticios el plano del horizonte se encuentra inclinado respecto al plano del horizonte equinoccial debido al ángulo de inclinación del eje de la Tierra ( $23.5^\circ$ ) respecto al plano de la eclíptica o declinación  $\delta$ .

En el Ecuador, el Sol no alcanzaría el Cenit sobre el Sur a mediodía y se debería inclinar el panel para captar mejor la luz solar:

$$H = 90^\circ - \delta = 90^\circ - 23.5^\circ = 66.5^\circ.$$

Solsticio de Verano:

Durante el Solsticio de verano el Sol recorre durante el día un arco de círculo paralelo al recorrido equinoccial, que al estar más levantado sobre el horizonte provoca que el día dure más de 12 horas.

Al mediodía, cuando el Sol se halla sobre el Sur, se forma con el Cenit un ángulo igual a la Latitud,  $\varphi$ , más la declinación,  $\delta$ , de manera que se puede calcular la altura solar,  $h$ , como:  $h = 90^\circ - \varphi + \delta$ .

En las Islas Canarias ( $28^\circ$  latitud N) el 21 de junio al mediodía la altura del Sol es de  $85.5^\circ$ , casi en el Cenit, y el día llega a durar 14 horas.

El azimut del Orto se produce entre el Este y el Noreste

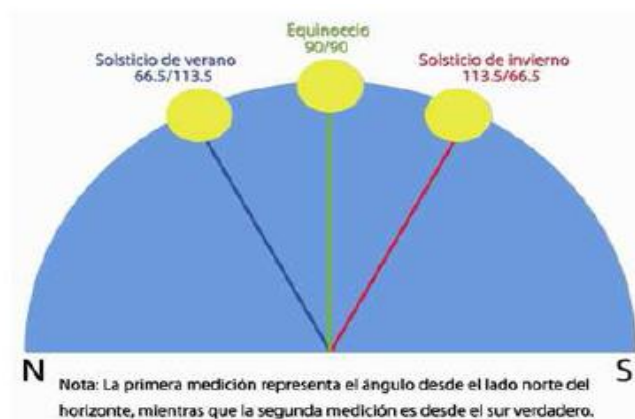
A  $Z = 90^\circ + \varphi = 118^\circ$  E, y el azimut del Ocaso se produce más allá del Oeste, a  $Z = 90^\circ + \varphi = 118^\circ$  W. [14]

### Solsticio de Invierno:

Durante el Solsticio de invierno el Sol recorre durante el día un arco de círculo paralelo al recorrido equinoccial, que al estar menos levantado sobre el horizonte provoca que el día dure menos de 12 horas.

Al mediodía, cuando el Sol se halla sobre el Sur, se forma con el Cenit un ángulo igual a la Latitud,  $\varphi$ , menos la declinación,  $\delta$ , de manera que se puede calcular la altura solar,  $h$ , como:  $h = 90^\circ - \varphi - \delta$ .

El azimut del Orto se produce entre el Este y el Sudeste, exactamente a  $Z = 90^\circ - \varphi = 62^\circ$  E, y el azimut del Ocaso se produce antes del Oeste, a  $Z = 90^\circ - \varphi = 62^\circ$  W.

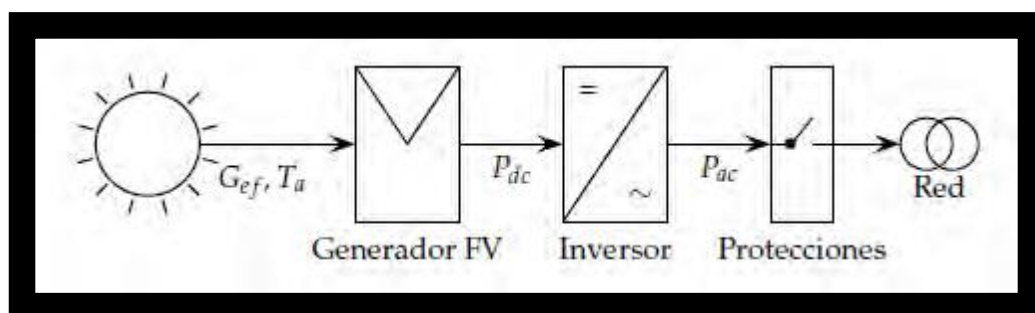


**Figura 2.2.- Movimiento aparente del sol sobre la tierra [15]**



## 2.4 INTRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA.

La energía solar fotovoltaica se basa en la captación de energía solar y lo transforma en energía eléctrica por medio de celdas o paneles fotovoltaicos.



**Figura 2.3: Esquema de una instalación SFCR [16]**

### 2.4.1 Efecto Fotoeléctrico.

El efecto fotoeléctrico se produce cuando en algunos materiales aparece una corriente eléctrica por medio de la captación de energía solar cuando estos se ven iluminados por radiación electromagnética, y no es necesario que aparezca algún efecto mecánico o físico.

### 2.4.2 Aplicaciones del Efecto Fotoeléctrico.

El efecto fotoeléctrico se da cuando una célula fotovoltaica convierte energía solar o luz solar en energía eléctrica

“La luz solar está compuesta principalmente por fotones. Estos son de diferentes energías y longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una célula fotovoltaica, pueden ser reflejados o absorbidos, o pueden pasar a su través. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Entonces, siempre que un fotón es absorbido, ese fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con una corriente en un circuito eléctrico”. [17]

“La parte más importante dentro de la célula solar es la capa de semiconductores, ya que es en ella donde se crea la corriente de electrones, va a depender del material de los semiconductores para la captación de los fotones. Cuando la luz solar incida en la célula se liberarán electrones que podrán ser atrapados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica. Esta es la razón por la que las células fotovoltaicas se fabrican a partir de este tipo de materiales que actúan como aislantes a bajas temperatura y como conductores cuando se alimenta la energía incidente sobre ellos”. [17]

## 2.5 SISTEMA FOTOVOLTAICO.

### 2.5.1 Componentes principales de un sistema fotoeléctrico conectado a red.

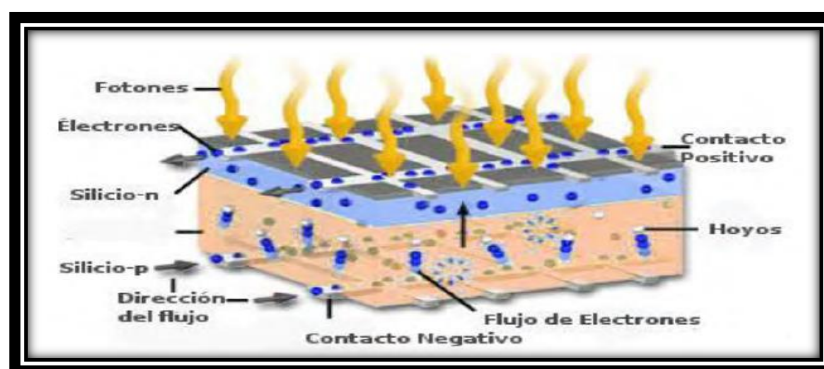
Al realizar un sistema fotovoltaico hay que tener en cuenta que dentro del mismo sistema hay que seleccionar y dimensionar los dispositivos o equipos para que la energía solar se convierta en energía eléctrica y pueda suplir una gran parte de la carga inyectándola a la red. [20]

El primer paso es que la radiación solar pasa por una serie de paneles que transforman la energía solar en energía eléctrica en corriente continua, siguen con el inversor que transforman la corriente continua en corriente alterna.

#### Paneles Solares.

Como se observa en la Figura 2.4 cuando se representa la corriente que proporciona frente a la tensión vemos que esta corriente es mayor cuando mayor es la radiación solar, y por tanto para una misma tensión la intensidad que proporciona la placa es mayor estaremos en posición de decir que la energía total que suministra es mayor cuando mayor es la radiación solar disponible que incide sobre la placa.

Las placas solares se situaran uniformemente sobre unos soportes ubicándolas a la situación a las que van a estar situados según el ángulo óptimo de inclinación del sol, en las cuales debe tener una forma especiales para que se adapten en el edificio o soporte a instalar, luego se colocan una serie de travesaños que sirven para fijar individualmente las placas solares, una vez instaladas todas las placas, se deben cablear los paneles de manera que envíen la energía eléctrica a los inversores.



**Figura 2.4: Efecto Fotovoltaico del panel solar [39]**

Dependiendo de donde se va a instalar los paneles fotovoltaicos se debe tener en cuenta que los paneles deben tener un ángulo de inclinación óptimo, debido a que el sol se mueve dependiendo los meses del año de forma periódica, ya que puede variar de 0 a +/-23.5 grados.

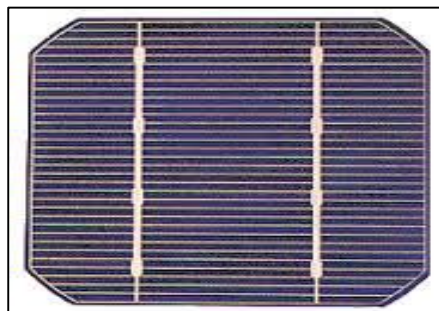


**Figura 2.5: Instalación de un sistema fotovoltaico en estructura techada**  
**[18]**

### Clasificación de las Celdas Solares

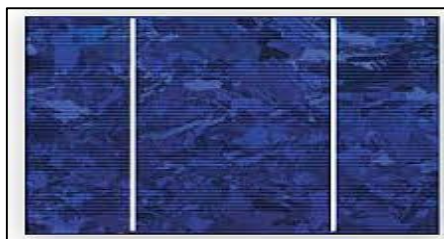
Existen tres tipos de placas fotovoltaicas [19]:

Celdas Monocristalinas.- Se caracteriza por una disposición ordenada y periódica de átomos de forma que solo tiene una única orientación cristalina, se cortan de un solo cristal de silicio. Estos son los más eficientes y los más caros de producir. También son rígidos y deben ser montados en una estructura rígida para su protección.



**Figura 2.6: Célula Monocristalino [40]**

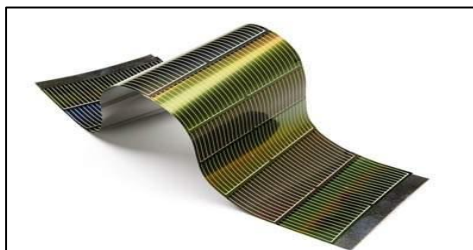
Celdas Policristalinas.- Esta célula difiere en el proceso de cristalización de los cristales, las direcciones de alineación de los cristales de silicio van cambiando cada cierto tiempo durante el proceso de deposición del silicio sobre el sustrato, son poco menos eficiente y un poco menos costosa que las células monocristalinas y deben ser montados en un marco rígido.



**Figura 2.7: Célula Policristalino [40]**

Celdas amorfas.- Se constituyen por tener una capa fina, son manufacturadas mediante la colocación de una fina capa de amorfo de silicio sobre una amplia variedad de superficies. Estos son los menos eficiente y de menor costo de producción de los tres tipos. Debido a la naturaleza amorfa de la capa fina, es flexible, y si se fabrica sobre una superficie flexible, el panel solar entero puede ser flexible.

Una característica es que su potencia se reduce con el tiempo, especialmente durante los primeros meses, después de los cuales son básicamente estable.



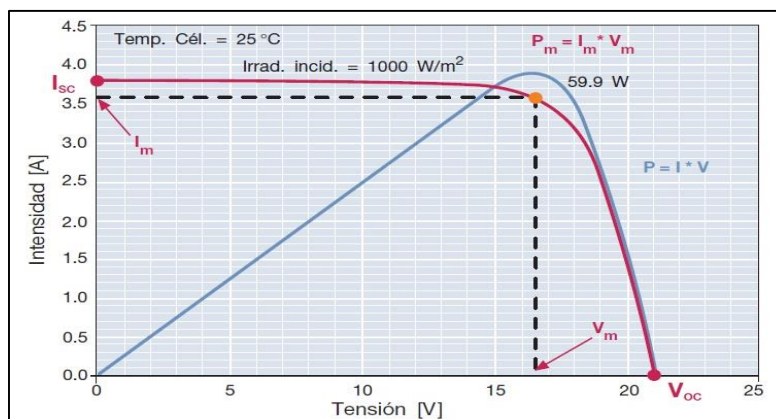
**Figura 2.8: Célula Amorfa [40]**

Los paneles solares pasan por una serie de pruebas para poder observar la potencia que generan y así clasificarlas, también se puede observar cuales son los más óptimos.

Los parámetros que se toman en cuenta para observar la curva característica del panel solar son los siguientes:

- $I_{sc}$ = Corriente de cortocircuito.
- $V_{oo}$ = Voltaje sin carga.
- $P_m$ = Potencia máxima producida en la prueba STC.
- $I_m$ = Corriente producida para la máxima Potencia.
- $V_m$ = Voltaje para la máxima potencia.
- FF= Factor de llenado, parámetro que determina la forma de la curva característica V-I del panel e indica la relación entre la potencia máxima y el producto del voltaje y corriente del mismo.

Estos parámetros se los analiza en el test que se presenta en la figura 2.9



**Figura 2.9: Curva Característica del Panel Solar [40]**

### Separación entre paneles:

Se puede optimizar la funcionalidad de los paneles solares por medio de la separación de los paneles solares en donde serán ubicados para cuando se presente el día más desfavorable en el caso que haya día sombreado, la sombra de la arista superior de una fila ha de proyectarse, como máximo, sobre la cresta inferior siguiente no afecte a otra fila de paneles [20]

Se debe tener en cuenta de los siguientes datos tanto del lugar como de las características geométricas del panel a instalarse:

$$H_{min} = 90^\circ - (\text{Latitud del lugar}) - 23.5^\circ$$

$L$  = Longitud del módulo.

$\alpha$  = Angulo de inclinación del panel.

La mínima distancia requerida para optimizar el espacio se la determina aplicando la siguiente formula:

$$d = L \left( \frac{\text{Sen}\alpha}{\text{Tan}H_{min}} + \text{Cos}\alpha \right) \quad (2.2)$$

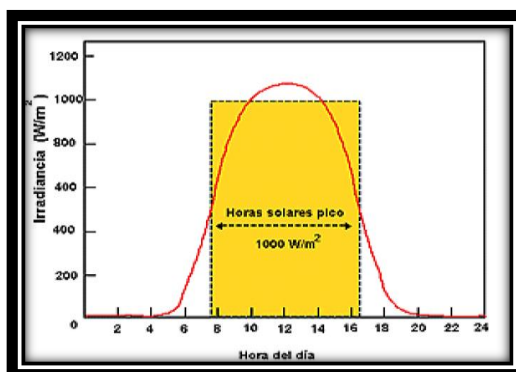
Una vez que se han determinado los parámetros de la célula solar se establecerán los parámetros de un panel fotovoltaico.

Un panel Fotovoltaico está constituido por la asociación en serie o paralelo de varias células fotovoltaicas de tal forma que se obtengan los valores de tensión y corriente requeridos.

La asociación serie permite alcanzar el valor de tensión requerido, mientras que la asociación paralelo permite alcanzar el valor de corriente.

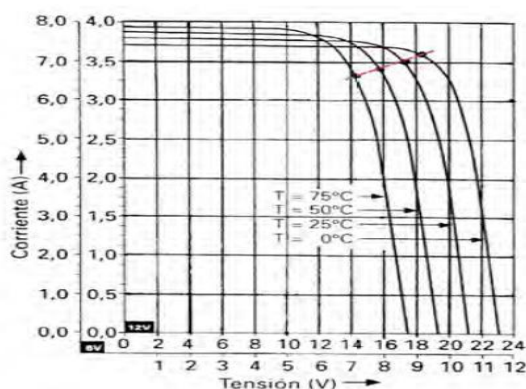
Una de las características fundamentales de los paneles fotovoltaicos es su curva de operación I-V, también conocida como curva característica

I-V. Tanto los valores de tensión como de corriente dependen de la insolación, la temperatura de la célula, la masa de aire atravesada por la radiación solar y la resistencia de la carga conectada. Para comparar módulos, estos parámetros deberán ser homogéneos.



**Figura 2.10: Irradiación a lo largo del día [20]**

En la figura 2.11 se observan las curvas I-V de un panel fotovoltaico, para diferentes valores de temperatura y de intensidad de radiación.



**Figura 2.11: Curva característica I vs V a varias temperaturas [17]**



### Inversores Fotovoltaicos

Los inversores tienen una función muy importante ya que son los que reciben la potencia continua de los paneles solares y la transforman en corriente alterna, donde la tensión y la corriente van a depender de la configuración de los paneles [20]

El inversor fotovoltaico es el equipo electrónico que va a suministrar la potencia generada alterna a la red. Con características establecidas por la red: 220V de valor eficaz de tensión y una frecuencia de 60 Hz.

Las partes fundamentales que conforman el inversor son:

- 1) Control principal. Incluye todos los elementos y dispositivos generales de control, los sistemas de generación de onda y del sistema de protecciones.
- 2) Etapa de potencia. Esta etapa se la puede modular o puede ser fija en función de la potencia deseada. Se opta por tener una tecnología a baja frecuencia ya que ofrece buenos resultados con una alta viabilidad y bajo costo. Además, se debe incorporar un filtro de salida (LC), para filtrar la onda de voltaje y evitar el rizado en la tensión procedente de los módulos.
- 3) Control de red. Provee el correcto funcionamiento del sistema al sincronizar la forma de onda generada a la de la red eléctrica, ajustando tensión, fase, sincronismo, etc. Es decir, es la interface entre la red y el control principal.
- 4) Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT). Su función es acoplar la entrada del inversor a los valores de potencia variables que produce el generador que requiere la carga, obteniendo en todo momento la mayor cantidad de energía disponible.

- 5) Protecciones. De manera general, los inversores deben estar protegidos ante tensión y frecuencia de red fuera de márgenes, temperatura de trabajo elevada, tensión baja del generador, intensidad del generador fotovoltaico insuficiente, fallo de la red eléctrica y transformador de aislamiento, y una eficiente puesta a tierra.
  
- 6) Monitorización de datos. Es necesario tener un control de los datos que el generador provee, por lo tanto, los inversores dispondrán de microprocesadores que facilitará una gran cantidad de datos tanto de los parámetros habituales (tensión, corriente, frecuencia, etc.) parámetros internos (p.e. temperaturas de trabajo) y externos (radiación, temperatura ambiente, etc.)

Los inversores deben ofrecer un alto rendimiento y fiabilidad. Dicho rendimiento depende de la variación de la potencia generada de la instalación comparada a la potencia de salida del inversor, por lo que se debe procurar trabajar con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que si la potencia procedente de los paneles fotovoltaicos a la entrada del inversor varía, el rendimiento disminuye. Un ejemplo es en el uso de SFV para equipos con grandes THD donde hay una variación de potencia tanto ligera como crítica

#### Inversores para instalaciones conectadas a red

Para la conexión a red se debe tener en cuenta que la conexión va a depender de la potencia nominal, según la norma RD 1699/2011 (norma Española) dice que para la suma de inversores con potencias menores a 5KW la instalación debe ser monofásica, en cambio si la potencia excede los 5 KW se debe realizar una instalación trifásica con un desequilibrio entre fases [20]

Para la conexión trifásica se debe realizar con tres inversores monofásicos en paralelo o un único inversor trifásico.

Para la conexión a red la forma de onda debe ser sinusoidal igual que la forma de onda de la red para poder sincronizarla.

Usando la instrucción técnica complementaria para instalaciones en baja tensión ITC-BT-40, del reglamento eléctrico de baja tensión para instalaciones en las que existe conexión a red, deben instalarse sistemas de conmutación que impidan la conexión simultánea entre la instalación generadora y la red eléctrica

Para los sistemas de conmutación existen dos tipos de conexiones:

1) Inversores conmutados por la red: Su principio básico es un puente de tiristores. Son los más utilizados en grandes plantas fotovoltaicas.

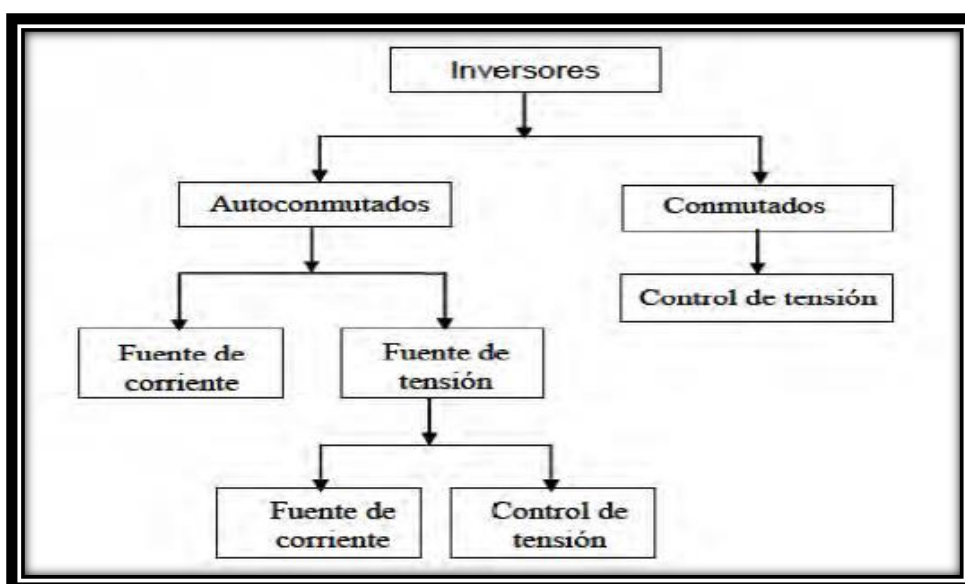
Poseen una sencillez de instalación, presentan una gran fiabilidad, son más baratos que el auto conmutado, pueden trabajar con grandes potencias.

Una de sus desventajas está el nivel de corriente reactiva que pueden llegar a generar, lo que supone que se encontrarán factores de potencia por debajo de la unidad, un alto nivel de distorsión armónica y presentan fallos de conmutación en caso de que se produzcan fallos de red. Aunque estos se los puede resolver con un buen sistema de filtros.

2) Inversores auto conmutados: se caracterizan por el uso de puentes de materiales semiconductores que se pueden conectar y

desconectar. Tienen ventajas como su alta seguridad, ya que un cortocircuito a la salida no les afecta, la señal de salida es claramente sinusoidal, no precisa de grandes sistemas de filtrado de la onda, generan una tensión y una corriente totalmente en fase con la tensión de red y pueden compensar potencia reactiva, adelantando o retrasando la corriente respecto a la tensión de red requerida.

Una de sus desventajas es que se presenta una potencia máxima menor, aunque pueden conectarse en paralelo, son más caros que los anteriores, y un rendimiento más pequeño.



**Figura 2.12: Clasificación de inversores [41]**

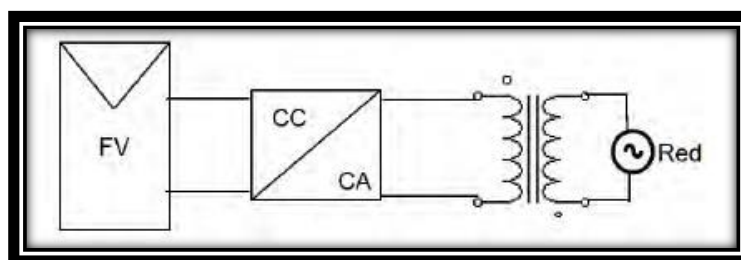
Es muy importante saber que estos inversores se clasifican según su funcionamiento ideal

a) Inversores como fuente de corriente. Estos inversores ofrecen la ventaja de soportar cortocircuitos a la salida o unas demandas

puntuales muy altas para el arranque del motor, sin que el inversor sufra daños en sus componentes.

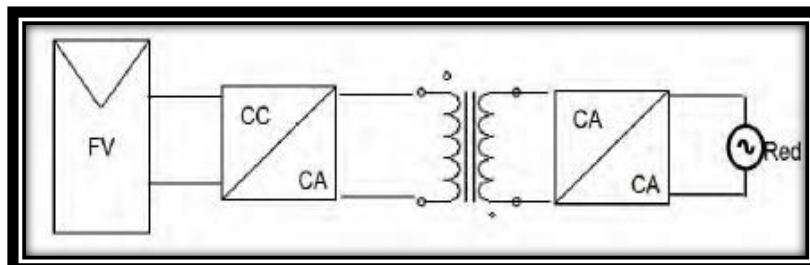
b) Inversores como fuente de tensión. Estos inversores no dependen de una carga para su funcionamiento. Precisa su protección ante cortocircuitos mediante un sistema de limitación de corriente. Éstos pueden adoptar tres esquemas distintos para el aislamiento entre la parte de continua y la de alterna, denominado también aislamiento galvánico y se puede presentar de las siguientes formas:

2.1) Aislamiento galvánico en baja frecuencia:



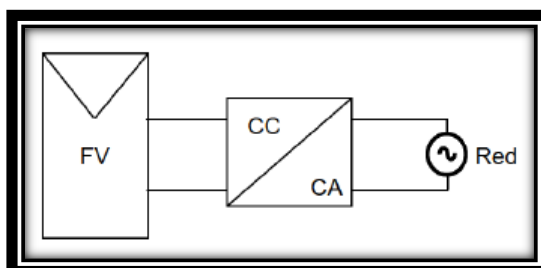
**Figura 2.13: Esquema del aislamiento galvánico para baja frecuencia [41]**

2.2) Aislamiento galvánico para alta frecuencia



**Figura 2.14: Esquema del aislamiento galvánico para alta frecuencia [41]**

### 2.3) Sin aislamiento galvánico



**Figura 2.15: Esquema sin aislamiento galvánico [41]**

#### 2.5.2 Configuración del Cableado.

En el bloque de cableado es fundamental hacer un breve análisis del mismo ya que se deben considerar algunos factores para elegir el tipo de cable.

El Bloque de cableado se compone por todos los conductores eléctricos de la instalación Fotovoltaica. La importancia del mismo reside en que su dimensionamiento puede reducir significativamente las pérdidas de energía en el sistema. Por lo tanto, es importante a tener en cuenta la caída de tensión en los conductores. [20]

La caída de tensión en los conductores de la instalación se producirá tanto en los circuitos de CC como en los de CA., la instrucción técnica complementaria ITC-BT-40 (Española), dice que, para instalaciones generadoras de baja tensión:

Los cables de conexión deben estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de

tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal.

En el Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a red del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), recomienda que:

Los conductores serán de cobre y tendrán una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC deben tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior al 2%.

### 2.5.3 Configuración del Bloque de control.

Este bloque es de suma importancia ya que ayuda a aumentar el rendimiento del SFV, mejorar el funcionamiento de los equipos y prolongar la vida útil de los mismos.

En este bloque se dan las órdenes necesarias para la factibilidad del sistema tomando de referencia la toma de datos recogidos en el funcionamiento de la instalación, por ello, cuenta con sistemas de control y monitorización.[20]

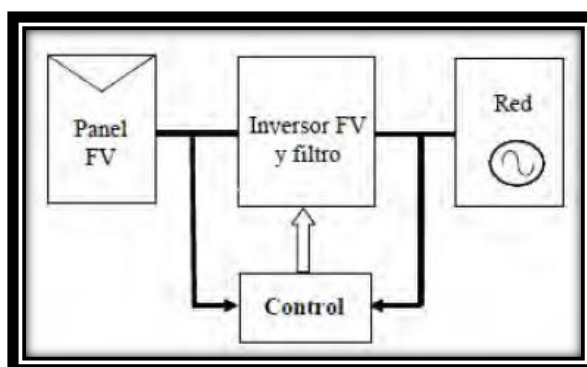
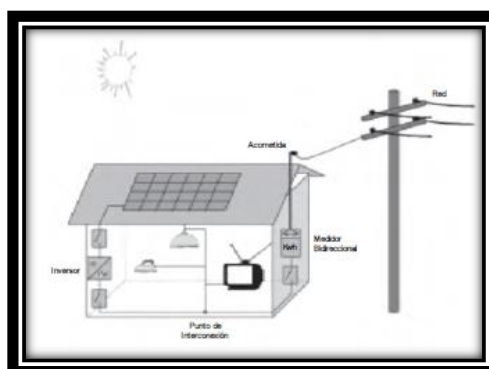


Figura 2.16: Esquema de un inversor junto al su bloque de control [41]

## 2.6 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red tienen aplicaciones muy amplias ya que hay un elevado potencial de utilización en zonas urbanizadas. Estos sistemas se caracterizan por un generador fotovoltaico conectado a red eléctrica convencional a través de un inversor, produciendo un intercambio energético fotovoltaico en energía eléctrica hacia la red, el sistema inyectará energía en la red cuando su producción supera al consumo local, siendo esta generación de respaldo para horas pico. [20]

Es necesario saber que los sistemas al estar conectados en red deben estar en fase, a la misma frecuencia, y al mismo voltaje, esto se lo ajusta con el inversor.



**Figura 2.17: Esquema sistema fotovoltaico conectado a red [24]**

### 2.6.1 Tipos de instalaciones fotovoltaicas.

Se conocen dos tipos de sistemas fotovoltaicos, los sistemas conectados a red y los sistemas aislados, el primero es muy útil para casos donde la demanda satura y necesita de nuevos lugares de generación, para este caso se lo conecta a red para amortiguar las sobrecargas y se pueden instalar en cualquier parte ya sea cercano al consumidor, donde daría como beneficio el ahorro del transporte de energía.



Para los sistemas aislados se centran en inyectar potencia a lugares donde están muy lejanos del sector de electrificación, tiene amplias aplicaciones ya que puede almacenar la energía que no es consumida por el día y utilizarla en la noche.

Estos dos tipos de instalaciones se lo pueden instalar de dos maneras:

- Instalación de sistemas fotovoltaicos en edificios
- Instalación de centrales eléctricas fotovoltaicas

### Sistemas Fotovoltaicos en Edificios

Se conocen como Edificios Fotovoltaicos conectados a Red, la cual tienen como función entregar toda la energía generada por el sistema a la red eléctrica, debido a su área limitada, también tendrá una potencia limitada para entregar, y puede no llegar a entregar la óptima potencia debido factores ambientales. La mayoría de los sistemas fotovoltaicos en edificios se montan sobre techados y cubiertas. Estos sistemas son de pequeño a mediano tamaño, es decir generan una potencia de 5 KW a 200 KW.

Estos tipos de conexiones son instalados en lugares altos, el cual dificulta al momento de realizar el mantenimiento de los paneles.



**Figura 2.18: Edificio Fotovoltaico [21]**

## Centrales Eléctricas fotovoltaicas

También llamados huertos fotovoltaicos, son agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas, situados en un terreno que cumple y reúne todas las condiciones óptimas para la producción de energía fotovoltaica.

Comparado a los edificios fotovoltaicos, las centrales fotovoltaicas ofrecen diversas ventajas:

Los paneles se pueden adquirir a precios inferiores debido al volumen de unidades de compra

Hay un incremento en la rentabilidad debido al abaratamiento de costos en infraestructura, vigilancia, mantenimiento, etc...

Debido a ser instalaciones que ocupan áreas muy grandes, se van a necesitar de más personal que se ocupe para el mantenimiento de los mismos, así que genera nuevos puestos de trabajo.

En las centrales se pueden tener paneles fotovoltaicos fijos o móviles, esto depende del estudio de optimización de la producción de la energía fotovoltaica.



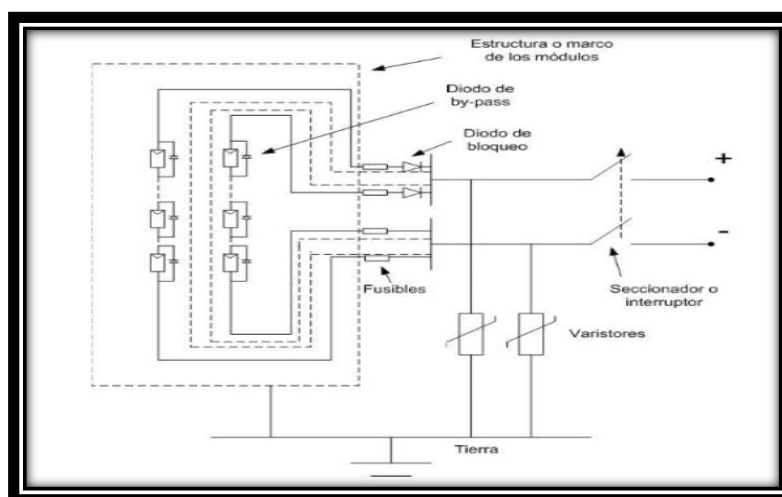
**Figura 2.19: Centrales Fotovoltaicas [21]**

## 2.7 ESTRUCTURA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICA.

La agrupación de células fotovoltaicas que conforman los módulos, puede ser tanto en serie o en paralelo. La agrupación de varios módulos se les denomina hilera. [20]

En anti paralelo a ellas, se conectan los diodos 'bypass', permitiendo una conducción alternativa a la corriente cuando una o algunas células del módulo no está en su óptima operación cuando está total o parcialmente sombreada.

Los diodos de bloqueo se instalan en serie con cada hilera o conjunto de hileras para prevenir pérdidas por inversión del flujo de corriente. [20]



**Figura 2.20: Estructura del generador FV [42]**

### 2.7.1 Seguimiento del punto de potencia máxima.

Como se conoce, los paneles fotovoltaicos trabajan de forma no lineal representadas con la curva característica corriente-voltaje, como son la temperatura, la carga eléctrica, la radiación solar, condiciones donde el

generador producirá una potencia determinada. Para todo momento en el que el generador esté proporcionando su punto de potencia máxima, el inversor debería operar de manera óptima. Sin embargo, hay un solo lapso de tiempo para cualquier condición de temperatura e intensidad solar, a la que el generador fotovoltaico entrega la potencia máxima.

Dicha carga generada no se puede fijar ni elegir ya que es variable, por lo que se obtendrán diferentes valores de corriente y voltajes para cada caso. Bajo estas condiciones, el inversor se encarga de ajustar las variaciones de carga y voltaje realizando un seguimiento del punto de potencia máxima o Maximum Power Point Tracking (MPPT). Es decir, según varían esas condiciones, el sistema barre las diferentes posibilidades hasta encontrar la mejor solución posible, aquella que le permita operar en el punto de potencia máxima.

Para lograr lo dicho, el inversor debe controlar y ajustar la tensión de operación del generador mediante algoritmos tales como perturbación y observación, conductancia incremental, capacidad, voltaje corregido con la temperatura, voltaje constante, lógica difusa, etc.

### 2.7.2 Rendimiento de un sistema Fotovoltaico.

El objetivo es que la diferencia entre el rendimiento de entrada y el de salida sea mínima, lo que sería efectivo para disponer de un sistema con pocas o sin pérdidas. [20]

El rendimiento total del sistema fotovoltaico depende de otros factores de rendimiento entre los que destacan:

- De las células solares,
- Del seguimiento del punto de potencia máxima
- Del inversor.

El rendimiento de las células solares oscila entre el 14 % y 15.5 %, según el tipo de célula empleada, el rendimiento de los sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia están entre el 93% y el 99%, y el de los inversores pueden alcanzar rendimientos del 90 % y el 95 %.

Otros factores que permiten el resultado final el rendimiento total de un sistema fotovoltaico son los que se presentan a continuación.

Rendimiento de conversión:

Dado que se analizan parámetros eléctricos a la entrada del inversor, se prestará mucho interés a los rendimientos proporcionados por la célula solar y por el seguidor del punto de potencia máxima. [20]

El rendimiento de la célula solar ( $\eta_{CS}$ ) o también conocido como rendimiento de la conversión energética, relaciona la potencia eléctrica que puede entregar la célula (PM) y la potencia de la radiación incidente sobre ella (PR) de la siguiente forma:

$$\eta_{CS} = \frac{PM}{PR} = \frac{VM * IM}{PR} = \frac{FF * I_{cc} * V_{ca}}{PR} \quad (2.3)$$

IM: Es la corriente máxima.

VM: Es la tensión máxima.

FF: Es el factor de forma.

I<sub>cc</sub>: Es la corriente de corto circuito.

V<sub>ca</sub>: Es la tensión a circuito abierto.

### Rendimiento del MPPT:

Otro parámetro muy importante es el rendimiento del seguidor del punto de máxima potencia, pues describe la precisión del inversor para trabajar en el punto de potencia máxima, según las curvas características del generador.

El rendimiento del MPPT ( $\eta_{MPPT}$ ) se define como la relación entre el valor instantáneo de la potencia suministrada, en un periodo de tiempo definido, y el valor instantáneo de potencia entregada en el punto de potencia máxima.

$$\eta_{MPPT} = \frac{PDC}{PMPP} \quad (2.4)$$

PDC: Es la potencia medida y adoptada por el inversor.

PMPP: Es la potencia establecida en el punto de potencia máxima (MPP).

Se debe tener en cuenta que el rendimiento del MPPT puede dividirse en otros dos: el rendimiento estático y dinámico.

### Rendimiento Estático.

Describe la precisión con que el inversor es capaz de trabajar en MPPT correspondiente a la curva característica estática del sistema fotovoltaico.

### Rendimiento Dinámico:

Teniendo en cuenta las variaciones en la intensidad solar evalúa la transición del inversor al nuevo punto de máxima potencia,

Rendimiento del inversor:

El rendimiento del inversor se la define de la siguiente manera:

$$\eta_{\text{MPPT}} = \frac{P_{\text{salida}}}{P_{\text{entrada}}} \quad (2.5)$$

### 2.7.3 Rendimiento Total

El rendimiento total de un sistema fotovoltaico ( $\eta_{\text{sfv}}$ ) viene definido como el producto de los rendimientos de la placa fotovoltaica, los seguidores del punto de máxima potencia y el inversor, como muestra la siguiente ecuación:

$$\eta_{\text{sfv}} = \eta_{\text{cs}} * \eta_i \quad (2.6)$$

$\eta_{\text{sfv}}$ : Es el rendimiento del sistema fotovoltaico, o rendimiento total.

$\eta_{\text{cs}}$ : Es el rendimiento de la célula solar.

$\eta_{\text{MPPT}}$ : Es el rendimiento del seguidor del punto de máxima potencia

$\eta_i$ : Es el rendimiento proporcionado por el inversor.

### 2.7.4 Pérdidas eléctricas.

Una vez conocido acerca del rendimiento es necesario conocer que causas disminuyen el rendimiento de un sistema fotovoltaico causando pérdidas.

En cualquier sistema de producción energética, la energía producida es sensiblemente menor a la energía generada. [20]

Los factores que provocan esa disminución son los que siguen:

Pérdidas por incumplimiento de potencia nominal: No hay un valor exacto de la potencia generada por los paneles fotovoltaicos, sino que

están en un rango de potencias dependiendo de diferentes factores y el sistema generará una potencia inferior a la esperada.

**Pérdidas por conexiones (o mismatch):** Se presenta cuando se conectan los módulos en serie o paralelo.

En serie, se limita la corriente si alguno de esos módulos tiene una potencia nominal inferior al resto, es decir, si la corriente de un módulo es inferior a los demás, el sistema generara con la menor corriente.

En paralelo, sucede algo semejante pero con los valores de tensión, es decir, si un módulo tiene una tensión inferior a los demás módulos el sistema va a operar con la menor tensión. Estas pérdidas se pueden reducir con la utilización de los diodos “bypass”.

**Pérdidas por polvo y suciedad:** La acumulación de polvo en la superficie de un panel solar produce la disminución del flujo de la radiación solar, y por se disminuye la corriente y la tensión entregadas por el generador, provoca pérdidas de conexionado y pérdidas por formación de puntos calientes.

**Pérdidas angulares del sol:** Cuando el sol tiene un ángulo diferente a 0 frente al panel solar se producen pérdidas angulares. En cuanto a las pérdidas espectrales hay que apuntar que la corriente generada es distinta en función de la longitud de onda de la radiación incidente.

**Pérdidas por caídas de tensión:** Como en toda conexión se producen pérdidas de energía producidas por la caída de tensión debida a la circulación de corriente por un conductor. Esto se puede evitar con la buena selección del conductor.



Pérdidas por temperatura: Los módulos fotovoltaicos presentan una pérdida de potencia del 4% por el aumento de temperatura en 10°C. Por este motivo se producen pérdidas dependiendo la radiación, temperatura ambiente, posición de los módulos, etc.

Pérdidas por rendimiento del inversor: Es aconsejables elegir un inversor que presente una potencia adecuada en función de la potencia del generador fotovoltaico, esto es necesario para disminuir las pérdidas, también se debe elegir un inversor un alto rendimiento en condiciones nominales de operación.

Pérdidas por rendimiento de seguimiento del MPP del generador fotovoltaico: El inversor cuenta con un dispositivo electrónico de seguimiento del MPP del sistema fotovoltaico. La curva de rendimiento de MPPT se define como el cociente entre la energía que el inversor extrae del generador FV y la que extraería en un seguimiento ideal.

Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico: Así como las pérdidas por polvo, la presencia de sombras provoca una menor captación solar, lo que supone menor corriente. Puede derivar en pérdidas de conexionado.

#### 2.7.5 Protecciones Eléctricas.

Los elementos de protección son fundamentales para prevenir ante fallas, defectos y otros factores que impidan la operación y causen daños al sistema. [20]

Las faltas más frecuentes en los sistemas eléctricos son los cortocircuitos, lo que supone elevación y circulación de corrientes comparado a condiciones normales del elemento o parte de red en que se produce, también es necesario proteger de eventos anómalos donde

puede producirse variación de tensión o frecuencia, inversión del flujo de potencia, fluctuaciones, sobrecalentamiento, etc.

Es importante tener una buena coordinación de las protecciones debido a que se necesita a que no haya cortes de energía y haya continuidad en la generación, prevenir daños en los equipos y a las personas que se producen cuando no se aíslan los equipos y no tienen una buena protección en el sistema.

Puesto que las fallas más frecuentes ocurren cuando hay un aumento de corriente, entonces los cortocircuitos son los defectos que más elementos de protección deben tener diseñados para detectarlos y eliminarlos en el tiempo más breve posible y con la mínima incidencia sobre las partes sanas del sistema.

#### 2.7.6 Anomalías que se pueden presentar en un sistema FV.

Se pueden presentar anomalías de tipo directo o indirecto. Cuando una persona entra en contacto con el sistema y produce alguna anomalía este se le conoce como contacto directo; Cuando hay fallos en el aislamiento en un circuito eléctrico, provocando anomalías como cortocircuitos a ese se le conoce como del tipo indirecto.

#### Problemas por sobreprotecciones.

Son voltajes elevados que están muy por encima de la tensión nominal, estos son generados por agentes externos a la instalación, como por ejemplo las descargas eléctricas por rayos o por la propia red eléctrica, aunque también pueden producirse por una disminución muy considerable de la carga. Es necesario un diseño de la instalación que evite evitar daños en la misma, ya que el efecto sería dejar al sistema fuera de servicio generando pérdida económica y de servicio.[20]

Un elemento muy utilizado para contrarrestar las sobretensiones atmosféricas es el empleo de varistores instalados en el inversor, tanto en la parte de alterna como en continua, ya que éste es un elemento muy sensible a las sobretensiones.

### Sobre Intensidades

Toda instalación debe estar protegida contra los efectos que pueden originar las corrientes de cortocircuito o las de sobrecarga para evitar daños en los equipos.

Se utilizarán interruptores automáticos y fusibles con características de funcionamiento correspondientes a las exigencias de la instalación que protegen.

### Problemas por Cortocircuito.

Los cortocircuitos producen sobrecalentamientos en los conductores ya que son producidos por unas corrientes muy elevadas, lo cual pueden generar debilitación en el aislamiento de los conductores y un desgaste en la propiedad de conducción. Se pueden originar por:

Fallas de fase a fase: son cortocircuitos producidos por agentes externos como animales que hacen contacto entre dos conductores, mala operación, arcos producidos por la ionización del aire, etc.

Fallas de fase a tierra: también son ocasionados por animales, mala operación, arcos eléctricos, deterioro de aisladores, contacto con árboles u otro tipo de vegetación, caída de un conductor hacia la tierra, etc.

## **2.8 SOPORTE DE LA ESTRUCTURA.**

Los módulos fotovoltaicos se deben colocar sobre una estructura soporte, que deberá cumplir las especificaciones de diseño de la instalación (orientación y ángulo de inclinación).

Se puede tener dos tipos de estructura soporte, fija y móvil. Las estructuras fijas tienen una orientación e inclinación fija que se calcula a la hora de diseñar la instalación. Esta inclinación y orientación suelen ser impuestas por la situación de la instalación, como tejados con una determinada inclinación y orientación, o bien las óptimas para la localización donde vamos a realizar la instalación solar dependiendo de la latitud.

Esta estructura soporte deberá resistir el peso de los módulos fotovoltaicos y las sobrecargas del viento o inclemencias del tiempo, así como las posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura en diferentes estaciones del año.

## CAPÍTULO 3

### 3 DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA

#### 3.1 MEMORIA TÉCNICA.

En este proyecto consistirá en diseñar una central fotovoltaica conectada a la red por lo tanto no dispondrá de almacenamiento, suplirá una porción de la energía del edificio 15 A de la FIEC con su producción eléctrica para autoconsumo. Por tanto es necesario realizar un análisis de perfil de carga del edificio para asegurar un aprovechamiento eficiente de la energía fotovoltaica generada.

Para observar cómo está distribuida la carga a estudiar se muestra en el Anexo de Diagramas, donde se observan las diferentes cargas a tomar en cuenta para nuestro diseño, donde se realizaron estudios para dos tipos de cargas, para alumbrado y para acondicionadores de aire para así conocer el comportamiento de las mismas y obtener la factibilidad del diseño a implementar, donde la carga máxima de alumbrado y otras cargas son de 113.88 KW sin considerar los UPS, Ascensor Bomba y el bar, y para el total de acondicionadores de aires llega a 391,68 KW como se presenta en la Tabla 3.1.

En el Anexos de diagramas se observan las cargas los acondicionadores de aire del edificio, donde cabe recalcar que no todos pasan encendidos, sino que en operación continua siempre están encendidos los acondicionadores de la central y la biblioteca de la facultad eléctrica con una carga aproximada de 90 KW, son pocas las ocasiones donde se encienden los otros acondicionadores, así que va a ser necesario un análisis de carga diario para ver cómo actúa cada día. Véase diagrama 2.

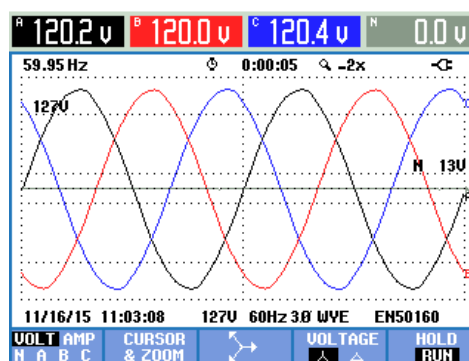
PANEL DEL TABLERO DEL EDIFICIO		
TIPO	LUGAR	CARGA
3P-3Φ	INFOCUS	8
3P-4Φ	PDS	9,28
3P-4Φ	PD BOMBA PB	6,6
3P-4Φ	PD BAR PB	3,64
3P-5Φ	PD AUDITORIO PB	6,07
3P-3Φ	PD ASCENSOR	11,25
3P-7Φ	PD P3	15,99
3P-7Φ	PD P2	18,83
3P-100	PD AL1	22,63
3P-125	PD TC1	33,08
30-300	PD UPS	90,6
3P-1500	PD AA	391,58

**Tabla 3.1: Planilla de carga del edificio 15 A**

Este proyecto pretende aportar con un cuarto de la potencia máxima instalada, y una parte de la potencia en operación para alcanzar los objetivos mencionados y tener una fuerte contribución de los nuevos planes de energía renovables en el País, difundiendo el uso de la energía fotovoltaica de forma racional, persiguiendo un buen uso de los mismo obteniendo un beneficio social y académico de la instalación que se diseñará para la universidad, favoreciendo a la reducción de la emisión de CO<sub>2</sub> al medio ambiente por producción no convencional de la energía eléctrica contribuida a la red.

### 3.2 ESTUDIOS ENERGÉTICOS.

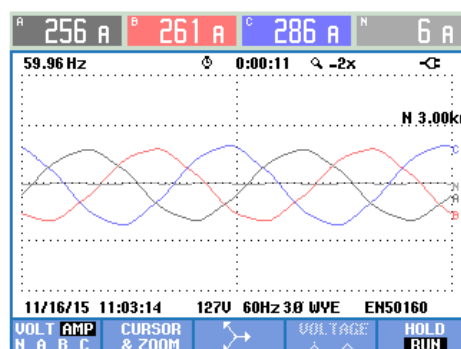
Con la ayuda del equipo de medición Fluke 435 se obtuvo los parámetros necesarios para el estudio de la implementación de los paneles solares, ya que se debe comparar la curva de carga vs la curva de producción de energía dependiendo las horas.



**Figura 3.1: voltaje operacional del sistema**

**Fuente: Propia**

En la Figura 3.1 muestra las magnitudes de voltajes de cada fase, donde se tiene voltajes en el rango permitido de +/- 5% del voltaje nominal.

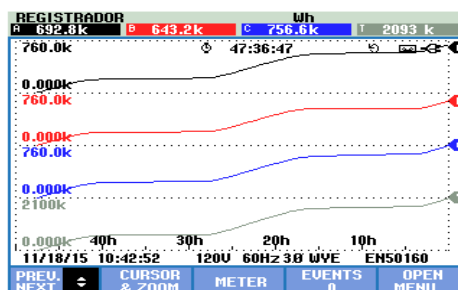


**Figura 3.2: Corriente operacional del sistema**

**Fuente: Propia**

En la Figura 3.2 presenta los valores de magnitudes de la corriente en cada fase, se muestra que las tres cargas tienen una demanda de corriente de distinto valor donde se deberá tener en cuenta para el diseño de la generación ya que será un

diseño trifásico, la corriente de arranque demandada por los acondicionadores se ayudará de la red eléctrica para su operación.



**Figura 3.3: Consumo energético por tres días**

**Fuente: Propia**

En la Figura 3.3 se tendrá una referencia de cómo se comporta el consumo energético de los acondicionadores de aire y compresores para tres días, tomando en cuenta que se inició a las 3pm de la tarde y se lo retiró a las 4 pm del tercer día. Donde se tiene que la energía consumida de los acondicionadores es de 698 Kwh.

Usando artificios matemáticos se procederá más adelante en obtener la energía aproximada anual consumida haciendo énfasis en el costo monetario de dicho consumo para compararla con la propuesta del sistema fotovoltaico.

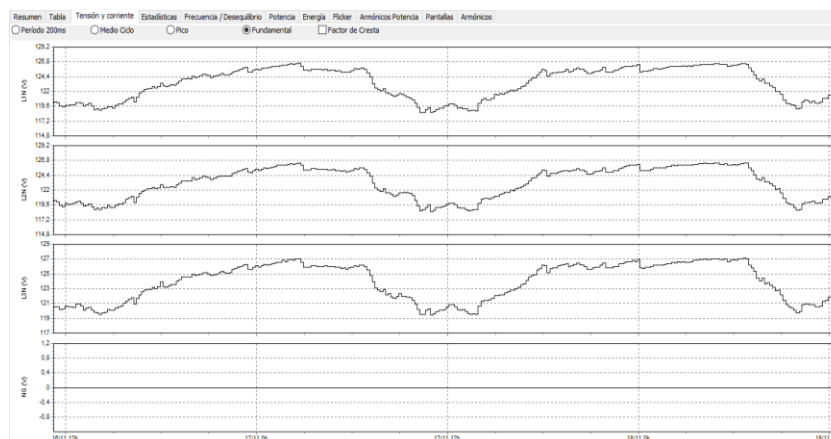
Potencia y energía				
FUND 0:00:00				
	A	B	C	Total
kW	36.7	38.9	40.9	116.5
kVA	37.9	39.4	41.9	119.2
kVAR	9.3	6.5	9.1	24.8
PF	0.97	0.98	0.97	0.98
DPF	0.97	0.99	0.98	0.98
A rms	316	329	348	
	A	B	C	
V rms	119.97	119.88	120.46	
11/16/15 11:05:36 120V 60Hz 3Ø WYE ENS0160				
VOLTAGE		ENERGY	TREND	HOLD RUN

**Figura 3.4: Parámetros obtenidos con el equipo de medición - Fuente:**

**Propia**

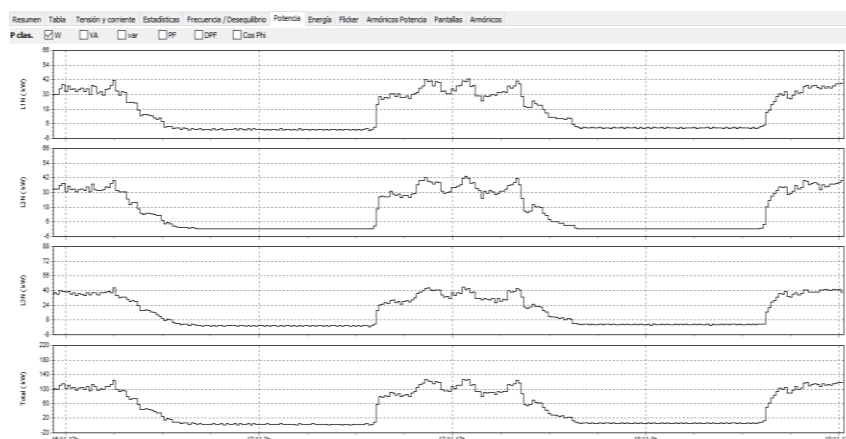


La Figura 3.4 presenta la potencia total máxima que consumen las 3 fases, se observa que presenta un buen factor de potencia.



**Figura 3.5: Comportamiento del voltaje del en el día - Fuente: Propia**

La figura 3.5 presenta como actúa el voltaje durante los tres días de prueba y se muestra que a la hora de instalación que fueron las 3:00 pm el voltaje se mantiene en un rango de 119 a 125V, pero al llegar la noche el voltaje sube a 127 V el cual puede afectar a los equipos de control del inversor, por lo tanto el inversor a utilizar constará con varistores y diodos que evitarán el paso de corriente en el momento de no estar funcionando por efecto de la noche para así protegerlo.



**Figura 3.6: Comportamiento de la carga total de los Acondicionadores de Aires**  
**Fuente: Propia**

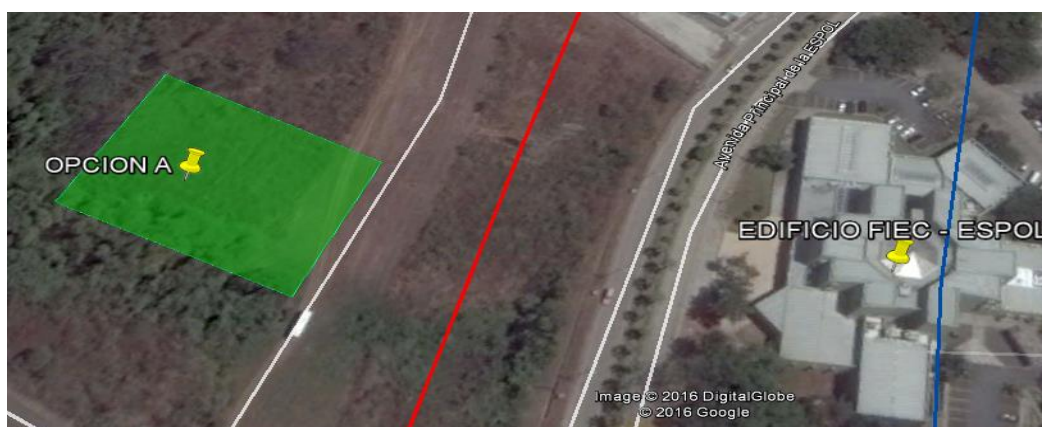
El edificio consume la energía de los acondicionadores más la de las otras cargas instaladas, la carga de alumbrado de planta baja es aproximadamente 7,6 Kw con una energía de 136 Kwh; y para la segunda planta se va a tener un aproximado a la potencia consumida a la planta baja, las otras cargas no son muy considerables por lo que no se los tomará en consideración.

Por lo tanto la energía promedio en operación del edificio es de 968 Kwh con una potencia de 135 Kw que son los que se mantienen en operación durante todo un día laboral.

### 3.3 EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.

Se plantean dos posibles opciones para el área de la instalación para poder realizar un estudio comparativo para llegar a la decisión del emplazamiento final.

El lugar donde se instalará el sistema de generación fotovoltaico tendrá dos opciones, la opción A se encontrará a unos 150 metros de distancia frente al edificio donde se va a generar la energía según la figura 3.7 y la opción B se ubicará en el bloque de los parqueaderos de la facultad eléctrica con una estructura fija techada con una inclinación orientada al Este para uso de parqueo vehicular y producción de energía según la figura 3.8



**Figura 3.7: ubicación de la opción A - Fuente: google earth**

En la opción A se va a encontrar a una distancia de aproximadamente 150 mts, donde la distancia del cableado por fase se estima que será de 157 mts, el mismo constará con un área de aproximadamente  $1400 m^2$ , tomando en cuenta que cada fila deberá tener su margen de distancia para evitar pérdidas por sombra.

Para esta instalación se deberá tener cuidado ya que se va a encontrar a una distancia de 30 mts cerca de unas líneas de transmisión de 138KV, esta información es necesaria ya que según la CONELEC el espaciamiento entre Alto voltaje y Bajo voltaje debe ser mínimo de 3 mts, y al usar postes de 9 mts, si cumplirán con el reglamento establecido.



**Figura 3.8: Ubicación en la opción B - Fuente: google earth**

En la opción B se trata de optimizar el uso del espacio sin afectar demasiado el impacto medio ambiental, dando al sector una mejor estética y un doble uso del área ya sea para generación y parqueo de autos tomando en cuenta los espacios pertinentes según la normativa de ancho, largo y espesor de cada parqueo para así diseñar la estructura.

El área es muy favorable dado que estará cerca de las aulas de estudio donde se implementará un cuarto de medición y de control donde se ubicarán los inversores, con este fin, los alumnos de las carreras afines a la electricidad

podrán observar y estudiar los aspectos de una central fotovoltaica teniendo en cuenta todos los elementos necesarios para su instalación



**Figura 3.9: Vista de las dos áreas - Fuente: google earth**



**Figura 3.10: opción 3 (sugerencia) - Fuente: google earth**

Se tomó en cuenta el área al lado del edificio ya que sería lo más conveniente. Y de menor costo, pero cabe recalcar que esa área es de aproximadamente 1300 mts<sup>2</sup>, donde habrá consecuencias grandes de impacto medio ambiental y perdidas debido a sombra producida por el edificio, árboles y otros factores

Es de utilidad conocer el nivel de irradiación en el sector a estudiar ya que eso nos brindará la cantidad de energía producida.

Sitio Latitud/Longitud	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma y	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
Guayaquil: -3/- 80	4.34	4.5 8	4.6 6	4.5 5	4.3 7	3.8 5	3.9 6	4.3	4.53	4.3 7	4.6 2	4.5 3	4.39

**Tabla 3.2: Insolación promedio 10 años en kWh/m<sup>2</sup> día.**

Incli.	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0.97	0.98	1	1.02	1.03	1.03	1.02	1.01	1	0.98	0.97	0.97
10	0.93	0.96	0.99	1.03	1.05	1.05	1.04	1.02	0.99	0.96	0.94	0.93
15	0.89	0.93	0.98	1.03	1.06	1.06	1.05	1.02	0.98	0.93	0.89	0.88

**Tabla 3.3: Constante de inclinación a Latitud -3 °.**

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
kWh/m <sup>2</sup> día (0°)	4.3 4	4.58	4.66	4.55	4.37	3.85	3.96	4.3	4.53	4.37	4.62	4.53
Día del mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
kWh/m <sup>2</sup> (0°)	134 .54	128. 24	144. 46	136. 5	135. 47	115. 5	122. 76	133. 3	135. 9	135. 47	138. 6	140. 43
K(10°)	0.9 3	0.96	0.99	1.03	1.05	1.05	1.04	1.02	0.99	0.96	0.94	0.93
kWh/m <sup>2</sup> (10°)	125 .12	123. 11	143. 02	140. 60	142. 24	121. 28	127. 67	135. 97	134. 54	130. 05	130. 28	130. 60

**Tabla 3.4: Radiación mensual sobre el plano inclinado**

Para el diseño se utilizará la radiación anual obtenida de la tabla 3.4 de radiación mensual a una inclinación de  $10^\circ$

Radiación kWh/m <sup>2</sup> año ( $10^\circ$ )
1584.47

### 3.4 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN.

El sistema fotovoltaico de conexión a red eléctrica diseñado para que supla 100 KW al edificio 15 A de la ESPOL se compone de un campo fotovoltaico en la cubierta de una gran superficie, donde se recoge y transforma la energía solar en electricidad. La instalación consiste en un sistema fotovoltaico que produce energía eléctrica en corriente continua mediante módulos fotovoltaicos interconectados ya sea en serie o en paralelo, y que gracias al sistema de inversores se consigue transformar la corriente continua en corriente alterna respetando las señales de magnitud de entrada y de salida del inversor a elegir con las características de frecuencia e intensidad que la compañía eléctrica exige. Según lo especificado en el RD 1663/2000 [25], es el titular de la instalación el que solicitará a la empresa distribuidora el punto y condiciones técnicas de conexión necesarias para la realización del proyecto. Para nuestra instalación en cuestión compararemos la eficiencia del uso de 5 inversores de 20 KW y de un inversor de 100 KW, cabe recalcar que para cada inversor se realizará un análisis técnico económico de tres paneles fotovoltaicos para obtener su generación óptima.

El análisis de la selección de los paneles se lo demuestra según el análisis de los inversores, los paneles a usar se encuentran en la Tabla 3.5, donde los paneles que hemos escogido son los de la alternativa B LDK 270MA que como su propio nombre indica poseen una potencia de 270 Wp, con 16 paneles en serie y 27 paneles en paralelo usando el inversor SCHNEIDER 3Ø 100Kw GT-10. Los módulos tendrán una inclinación de  $10^\circ$ . También instalaremos un sistema de protección (fusibles e interruptores) que formarán los cuadros de control de protecciones y mediciones de energía y seleccionaremos el cableado más

conveniente teniendo en cuenta las intensidades que los recorrerán y las caídas de tensión que se darán en ellos.

### 3.5 DISEÑO DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA.

#### 3.5.1 Selección de paneles fotovoltaicos.

El panel será escogido según las especificaciones necesarias que pueda cumplir la producción en el determinado área a estudiar, las marcas a usar será LDK y Kyocera con certificados IEC61215 – IEC61730, que se pueden proveer desde China, Alemania y Australia en el cual se realiza un análisis cuantitativo, de carga y de rendimiento así como se muestra a continuación.

Tipo	KYOCERA 320w	LDK 270MA	LDK 280P-24
Características Eléctricas (STC*)			
Potencia nominal (Pmax) [W]	320	270	280
Tensión en Pmax (Vmp) [V]	40.1	31.5	35.3
Corriente en Pmax (Imp) [A]	7.99	8.58	7.95
Tensión de Circuito Abierto (Voc) [V]	49.5	38.9	44.6
Corriente de corto circuito (Isc)	8.60	8.99	8.44
Tolerancia en Potencia Nominal	+5/-3	-0/+5	+/- 3
Eficiencia de la Célula [%]	16	18.83	15.98
Eficiencia del módulo [%]	14.5	16.74	14.39
NOCT	45	45 ± 2°C	45 ± 2°C
Coefficiente de Temperatura (β)	-0.36 %/°C	-0.34 %/°C	-0.33 %/°C
Tecnología Celular	Policristalina	Monocristalina	Policristalina

**Tabla 3.5: Paneles fotovoltaicos en estudio.**

Para la selección del panel dependerá también del inversor a usar, por lo tanto se mostrará el análisis Panel-Inversor para obtener una mejor eficiencia y una operación óptima del sistema a implementar.

### Orientación de paneles

La figura 3.6 nos ayuda a analizar el comportamiento referencial de la carga del sistema, es decir que durante la mañana y la tarde es donde el edificio demanda más carga, por lo que se orientarán los paneles al este para poder obtener el mejor aprovechamiento de producción de energía fotovoltaica, ya que es importante este tipo de estudios a la hora de diseñar el sistema de generación fotovoltaica, estos deben captar la mayor radiación solar posible, la orientación se la define por el ángulo llamado azimut, que es el Angulo que proyecta el sol hacia la horizontal de la normal a la superficie del módulo y meridiano del lugar.

Usando el programa Meteonorm y el PVSyst podremos tener con precisión cual es la dirección más óptima para ubicar los paneles.

### Inclinación de Paneles.

La inclinación de los módulos es importante para el diseño del sistema fotovoltaico ya que optimiza el rendimiento del sistema de generación, está en función de la latitud del lugar y de la aplicación que se piensa dar a la energía proveniente del sol.

El sol actúa de forma periódica, para Guayaquil el sol solo variará 23 grados al eje horizontal de la tierra que ocurren en los solsticios que se dan en los meses de Junio y Diciembre y según el estudio de carga.

Si se desea calcular la fuerza externa que puede actuar hacia cada módulo solar, habrá que acudir a la siguiente expresión:

$$F = P * S * \text{sena} \quad (3.1)$$

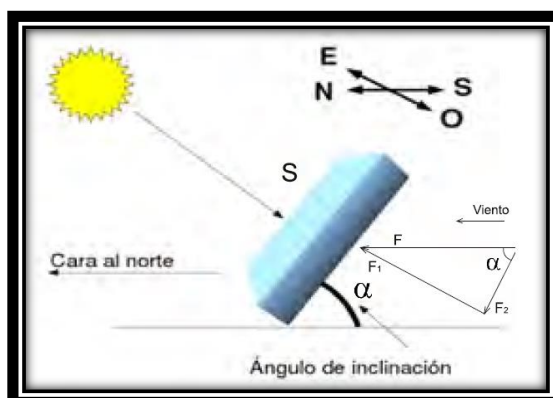
Donde:

P= Presión frontal del viento sobre la célula (perpendicular a la superficie)

S= Superficie de la célula o panel

$\alpha$ = Angulo de inclinación del panel





**Figura 3.11: Ángulo de inclinación de un panel solar [2]**

La inclinación  $\alpha$  de un panel fotovoltaico conectado a red se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$\alpha_{opt} = 3,7 + 0,69 * \text{Latitud del lugar} \quad (3.2)$$

Es importante en la instalación de los paneles solares, el porcentaje de sombra por el cual el panel deja de ser útil, siendo este el 20 % de su superficie, por lo que encima de este valor dejará de funcionar, para los días menos desfavorables se prevé que la superficie sombreada del panel no supere el 5 %

Latitud de Guayaquil:  $03^{\circ} 10'S$

Longitud:  $81^{\circ}00'W$

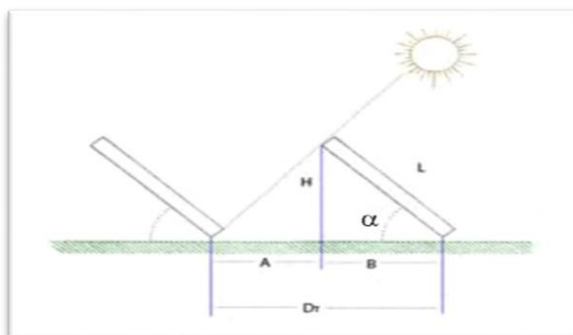
$$\text{Ángulo de inclinación del panel} = 3,7 + 0,69 * 3 [^{\circ}]$$

$$\text{Ángulo de inclinación del panel} = 5,77^{\circ}$$

Teóricamente se obtiene que hay que inclinar el panel a un ángulo de aproximadamente 6 grados, pero para evitar la acumulación de la suciedad la cual reduciría notablemente la producción de los paneles, el ángulo de inclinación a usar no debe ser menor a los  $10^{\circ}$  para su instalación. Por lo tanto el ángulo de inclinación a usar será de  $10^{\circ}$

### Distancia mínima entre filas de paneles.

Como se observa en la Figura 3.12, los paneles deben tener una distancia mínima de instalación en columna, el ángulo de inclinación es un factor importante para obtener esta distancia, es decir, mientras más inclinado se encuentren los paneles, más alejado deben estar para evitar pérdidas producidas por sombra.



**Figura 3.12: Distancia mínima entre las filas de los paneles instalados [26]**

La distancia mínima y el ángulo de inclinación del panel se las pueden obtener de la siguiente expresión:

$$H = \text{sen}\alpha * \text{distancia del panel} \quad (3.3)$$

$$h = 90^\circ - \text{Latitud del lugar} - 23,5^\circ \quad (3.4)$$

Donde h es la altura solar mínima

$$D_{min} = L * \left( \cos\alpha + \frac{\text{sen}\alpha}{\text{tg}h} \right) \quad (3.5)$$

Como se tienen 3 opciones de paneles, reemplazaremos sus parámetros en las ecuaciones anteriores para obtener la Distancia mínima.

$$h = 90^\circ + 3 - 23,5^\circ = 69,5$$

$$D_{min} = 1,6 * \left( \cos 10 + \frac{\text{sen} 10}{\text{tg} 69,5} \right) = 1,68$$

Estos cálculos son obtenidos en caso de realizar la instalación de la central fotovoltaica de las dos opciones de área

### 3.6 ELECCIÓN DE INVERSOR.

Para obtener el inversor óptimo, se comparará entre dos inversores de la marca Scheneider como se muestra en la tabla 3.6, de esta manera poder obtener la configuración que permita satisfacer una buena porción de la carga analizando los tres paneles antes mencionados.

Datos técnicos	SCHNEIDER 3Ø 20Kw Conext TL20000E	SCHNEIDER 3Ø 100Kw XANTREX GT-100
Valores de entrada		
Potencia máxima de CC	22 Kw	115Kw
Rango de Tensión MPP	[350 - 800] VCC	[300 - 650] VCC
Tension max. de CC	<= 1000 VCC Circuito Abierto	650 VCC
Corriente continua max.	30 A x 2	347 ACC
No. de entradas de CC	2	
Parámetros de salida		
Potencia nominal de CA	20 kVA	100 Kw
Tensión nominal de CA	230/400 VAC	400 VCA
Corriente nominal de CA	29 A AC	164 ACA
Frecuencia de red de CA	50 Hz +/- 3 Hz	50 Hz (60 Hz opcional)
Max. Cos Ø	>0.99 a pleno rango de potencia 0.85 ajustable	>0.99 a más de 20% de potencia nominal
Coefficiente de distorsión max.	< 3% a Potencia nominal	<3% THD a potencia nominal
Coefficiente de rendimiento		
Rendimiento max.	98.05%	96.6%
Rendimiento europeo	97.5%	96.0%
Clases de Protecciones		
Clase de Protección (según CEI 60529)	IP65 (electrónica) IP55(global)	IP21
Rango de temperatura de servicio	-20 ... 60°C	-10 ... 45°C
Método de refrigeración	Ventilación	Ventilación Forzada
Normas	DK 5940 EN 50178 EN 60950 RD 1663 AS4777 IEC 62109-1 AS 3100 ENEL UTE G59 IEC 61209-2	EN 61000-6-4:2001 EN 61000-6-2:2001 EN 50178 Requisitos del VDEW. Real decreto 1663/2000 y 661/2007 en España Normativas europeas aplicables (CE)

**Tabla 3.6: Inversores para la instalación en estudio**

3.6.1 Usando cinco inversores SHNEIDER trifásico 20 KW CONEXT TL20000E.

Potencia Máxima CC del Inversor = Potencia total de los paneles = 22 KW

Cálculo de número de paneles.

Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C
KYOCERA 320w	LDK 270MA	LDK 280P-24
$\frac{22000 W}{320 W}$ = 68.75 <i>paneles</i>	$\frac{22000 W}{270 W}$ = 81.48 <i>paneles</i>	$\frac{22000 W}{280 W}$ = 78.57 <i>paneles</i>
68 paneles	81 paneles	78 paneles

**Tabla 3.7: Cálculo de los paneles para inversor de 20 KW**

Cálculo de paneles en serie a instalar para asegurar que el generador fotovoltaico trabaje dentro del rango de tensión de máxima potencia en el inversor.

Datos del inversor:

- Rango de Tensión MPP: [350v – 800v]
- Tensión máxima de CC <= 1000v

Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C
KYOCERA 320w	LDK 270MA	LDK 280P-24
$\frac{V_{max, mpp, inv} = 800 V}{V_{mpp, panel} = 40.1 V}$ = 19.95 <i>paneles en serie</i>	$\frac{V_{max, mpp, inv} = 800 V}{V_{mpp, panel} = 31.5 V}$ = 25.39 <i>paneles en serie</i>	$\frac{V_{max, mpp, inv} = 800 V}{V_{mpp, panel} = 35.3 V}$ = 22.66 <i>paneles en serie</i>
19 paneles series como máximo	25 paneles series como máximo	22 paneles series como máximo

**Tabla 3.8: Calculo de paneles en serie a instalar**

Verificación de que los paneles no superen la tensión máxima del inversor en el caso más desfavorable que se produce con la salida del sol con temperaturas mínimas y baja irradiación.

Guayaquil	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
Ta mínima (C)	22	23	20	23	24	22	22	19	20	20	20	23

**Tabla 3.9: Datos de temperatura mínima por mes**

$$G = \text{Irradiancia} = 200 \text{ W/m}^2$$

$$\text{NOCT} = 45^\circ\text{C}$$

$$T^a_{\text{STC}} = 25^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{min}} = 19^\circ\text{C}$$

$$T_c = T_a + \frac{\text{NOCT} - T_{a\text{STC}}}{800} \times G \quad (3.6)$$

$$T_c = 24^\circ\text{C}$$

- Verificación Caída de tensión por grado centígrado:

$$V_{OC}(T_c) = V_{OC}(\text{STC}) + \frac{\beta \%}{100^\circ\text{C}} \times V_{OC}(\text{STC}) \times (T_c - T_{\text{STC}}) \quad (3.7)$$

Alternativa A Tensión de Circuito abierto $(V_{OC})[V] = 49.5V$ Coeficiente de $V_{OC}(\beta) = -0,36\%/C$	$V_{OC} = 49.5v + \frac{0,36 \%}{100^\circ\text{C}} \times 49.5v \times (24^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C})$ $= 49.32 v$
Alternativa B Tensión de Circuito abierto $(V_{OC})[V] = 38.9V$ Coeficiente de $V_{OC}(\beta) = -0,34\%/C$	$V_{OC} = 38.9v + \frac{0,34 \%}{100^\circ\text{C}} \times 38.9v \times (24^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C})$ $= 38.77 v$
Alternativa C Tensión de Circuito abierto $(V_{OC})[V] = 44.6V$ Coeficiente de $V_{OC}(\beta) = -0,33\%/C$	$V_{OC} = 44.6v + \frac{0,33 \%}{100^\circ\text{C}} \times 44.6v \times (24^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C})$ $= 44.45 v$

**Tabla 3.10: cálculo de caída de tensión**

- Con las tensiones de vacío obtenidas para el caso más desfavorable, se comprobará el número de paneles serie que se determinó previamente.

Alternativa A	$\#Paneles\ serie \times V_{OC}(T_a\ min) = 19 \times 49.32\ V$ $= 937.08\ V$
Alternativa B	$\#Paneles\ serie \times V_{OC}(T_a\ min) = 25 \times 38.77\ V$ $= 969.25\ V$
Alternativa C	$\#Paneles\ serie \times V_{OC}(T_a\ min) = 22 \times 44.45\ V$ $= 977.9\ V$

**Tabla 3.11: comprobación de la tensión en serie**

Como se calculó en la tabla 3.11 ninguna de las alternativas se supera el valor de los 1000v que es la tensión máxima del inversor.

Número de Strings (paneles en paralelo).

Alternativa A	$N^\circ\ strings = \frac{N\ paneles\ total}{N\ paneles\ serie} = \frac{68}{19} = 3.57\ Strings$ $19\ serie \times 3\ strings = 57\ paneles$
Alternativa B	$N^\circ\ strings = \frac{N\ paneles\ total}{N\ paneles\ serie} = \frac{81}{25} = 3.24\ Strings$ $25\ serie \times 3\ strings = 75\ paneles$
Alternativa C	$N^\circ\ strings = \frac{N\ paneles\ total}{N\ paneles\ serie} = \frac{78}{22} = 3.54\ Strings$ $22\ serie \times 3\ strings = 66\ paneles$

**Tabla 3.12: Cálculo de Paneles fotovoltaicos en paralelo**

Potencia pico de la instalación.

Alternativa A	$57 \text{ paneles} \times 320 \text{ Wp} = 18240 \text{ Wp}$ $18240 \text{ Wp} \times 5 \text{ inversores} = 91200 \text{ Wp}$
Alternativa B	$75 \text{ paneles} \times 270 \text{ Wp} = 20250 \text{ Wp}$ $20250 \text{ Wp} \times 5 \text{ inversores} = 101250 \text{ Wp}$
Alternativa C	$66 \text{ paneles} \times 280 \text{ Wp} = 18480 \text{ Wp}$ $18480 \text{ Wp} \times 5 \text{ inversores} = 92400 \text{ Wp}$

**Tabla 3.13: Cálculo de la potencia de instalación de Paneles fotovoltaicos a usar**

Producción de energía anual.

- Radiación recibida sobre la superficie inclinada del panel

$$G_{dm}(\beta) = \sum_{n=1}^{12} kWh/m^2 \text{ Anual} \quad (3.8)$$

$$G_{dm}(\beta) = 1584,47 \text{ kWh}/m^2$$

- Irradiancia en la condiciones estándares

$$I_{STC} = 1kWh/m^2 \quad (3.9)$$

- Factor que considera las pérdidas de sombreado

$$FS=1$$

- Eficiencia de la instalación

$$PR=0.75$$

$$E = P_{GFV} \times \frac{G_{dm}(\beta)}{I_{STC}} \times FS \times PR \quad (3.10)$$

Alternativa A	$E = 91,200 \text{ kWp} \times \frac{1584,47 \text{ kWh/m}^2}{1 \text{ kWh/m}^2} \times 0,75$ $E = 108377,74 \text{ kWh Anual}$
Alternativa B	$E = 101,250 \text{ kWp} \times \frac{1584,47 \text{ kWh/m}^2}{1 \text{ kWh/m}^2} \times 0,75$ $E = 120320,69 \text{ kWh Anual}$
Alternativa C	$E = 92,400 \text{ kWp} \times \frac{1584,47 \text{ kWh/m}^2}{1 \text{ kWh/m}^2} \times 0,75$ $E = 109803,77 \text{ kWh Anual}$

**Tabla 3.14: Producción de energía esperada**

3.6.2 Usando un inversor SCHNEIDER XANTREX trifásico 100 KW GT-100

Potencia Máxima CC del Inversor = Potencia total de los paneles = 115 KW

Cálculo de número de paneles.

Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C
KYOCERA 320w	LDK 270MA	LDK 280P-24
$\frac{115000 \text{ W}}{320 \text{ W}}$ $= 359.37 \text{ paneles}$	$\frac{115000 \text{ W}}{270 \text{ W}}$ $= 425.92 \text{ paneles}$	$\frac{115000 \text{ W}}{280 \text{ W}}$ $= 410.71 \text{ paneles}$
359 paneles	425 Paneles	410 Paneles

**Tabla 3.15: Paneles fotovoltaicos para inversor de 100 Kwr**



Cálculo de paneles en serie a instalar para asegurar que el generador fotovoltaico trabaje dentro del rango de tensión de máxima potencia en el inversor.

Datos del inversor:

- Rango de Tensión MPP: [300v – 650v]
- Tensión máxima de CC <= 1000v

Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C
KYOCERA 320w	LDK 270MA	LDK 280P-24
$\frac{V_{max, mpp, inv}}{V_{mpp, panel}} = \frac{650 V}{40.1 V}$ $= 16.21 \text{ paneles en serie}$	$\frac{V_{max, mpp, inv}}{V_{mpp, panel}} = \frac{650 V}{31.5 V}$ $= 20.63 \text{ paneles en serie}$	$\frac{V_{max, mpp, inv}}{V_{mpp, panel}} = \frac{650 V}{35.3 V}$ $= 18.41 \text{ paneles en serie}$
16 paneles series como máximo	20 paneles series como máximo	18 paneles series como máximo

**Tabla 3.16: Cálculo de Paneles fotovoltaicos en serie para inversor de 100 Kw**

Verificación de que los paneles no superen la tensión máxima del inversor en el caso más desfavorable que se produce con la salida del sol con temperaturas mínimas y baja irradiación.

Datos:

$$G = \text{Irradiancia} = 200 \text{ W/m}^2$$

$$\text{NOCT} = 45^\circ\text{C}$$

$$T^a \text{ STC} = 25^\circ\text{C}$$

$$T_c = T_a + \frac{\text{NOCT} - T_a \text{ STC}}{800} \times G$$

$$T_c = 24^\circ\text{C}$$

- Verificación Caída de tensión por grado centígrado:

$$V_{OC}(T_c) = V_{OC}(STC) + \frac{\beta \%}{100^\circ C} \times V_{OC}(STC) \times (T_c - T_{STC})$$

<p>Alternativa A Tensión de Circuito abierto (<math>V_{OC}</math>)[V] = 49.5V</p> <p>Coeficiente de <math>V_{OC}(\beta) = -</math> 0,36%/C</p>	$V_{OC} = 49.5v + \frac{0,36 \%}{100^\circ C} \times 49.5v$ $\times (24^\circ C - 25^\circ C) = 49.32 v$
<p>Alternativa B Tensión de Circuito abierto (<math>V_{OC}</math>)[V] = 38.9V</p> <p>Coeficiente de <math>V_{OC}(\beta) = -</math> 0,34%/C</p>	$V_{OC} = 38.9v + \frac{0,34 \%}{100^\circ C} \times 38.9v$ $\times (24^\circ C - 25^\circ C)$ $= 38.77 v$
<p>Alternativa C Tensión de Circuito abierto (<math>V_{OC}</math>)[V] = 44.6V</p> <p>Coeficiente de <math>V_{OC}(\beta) = -</math> 0,33%/C</p>	$V_{OC} = 44.6v + \frac{0,33 \%}{100^\circ C} \times 44.6v$ $\times (24^\circ C - 25^\circ C)$ $= 44.45 v$

**Tabla 3.17: Cálculo de la caída de tensión**

- Con las tensiones de vacío obtenidas para el caso más desfavorable, se comprobará el número de paneles serie que se determinó previamente.

Alternativa A	$\begin{aligned} & \#Paneles\ serie \times V_{OC}(T_{a\ min}) \\ & = 16 \times 49.32\ V \\ & = 789.12\ V \end{aligned}$
Alternativa B	$\begin{aligned} & \#Paneles\ serie \times V_{OC}(T_{a\ min}) \\ & = 20 \times 38.77\ V \\ & = 775.4\ V \end{aligned}$
Alternativa C	$\begin{aligned} & \#Paneles\ serie \times V_{OC}(T_{a\ min}) \\ & = 18 \times 44.45\ V \\ & = 800.1\ V \end{aligned}$

**Tabla 3.18: Voltaje de paneles en serie**

Como se muestra en la tabla 3.18, en todas las alternativas se supera el valor de los 650Vcc que es la tensión máxima del inversor, por lo que se tiene que disminuir el valor de paneles en serie.

Alternativa A	$\begin{aligned} & \#Paneles\ serie \times V_{OC}(T_{a\ min}) \\ & = 13 \times 49.32\ V = 641.16\ V \end{aligned}$
Alternativa B	$\begin{aligned} & \#Paneles\ serie \times V_{OC}(T_{a\ min}) \\ & = 16 \times 38.77\ V = 620.32\ V \end{aligned}$
Alternativa C	$\begin{aligned} & \#Paneles\ serie \times V_{OC}(T_{a\ min}) \\ & = 14 \times 44.45\ V = 622.3\ V \end{aligned}$

**Tabla 3.19: Verificación de voltaje corregido de paneles en serie según el programa PVsyst**

Número de Strings (paneles en paralelo).

Alternativa A	$\begin{aligned} \text{N}^\circ \text{ strings} &= \frac{N \text{ paneles total}}{N \text{ paneles serie}} = \frac{359}{13} = \\ &27.61 \text{ Strings} \\ &13 \text{ serie} \times 27 \text{ strings} \\ &= 351 \text{ paneles} \end{aligned}$
Alternativa B	$\begin{aligned} \text{N}^\circ \text{ strings} &= \frac{N \text{ paneles total}}{N \text{ paneles serie}} = \frac{425}{16} = \\ &26.56 \text{ Strings} \\ &16 \text{ serie} \times 27 \text{ strings} = 432 \text{ paneles} \end{aligned}$
Alternativa C	$\begin{aligned} \text{N}^\circ \text{ strings} &= \frac{N \text{ paneles total}}{N \text{ paneles serie}} = \frac{410}{14} = \\ &29.28 \text{ Strings} \\ &14 \text{ serie} \times 29 \text{ strings} = 406 \text{ paneles} \end{aligned}$

**Tabla 3.20: Cálculo despáneos en paralelo**

Potencia pico de la instalación.

Alternativa A	$\begin{aligned} 351 \text{ paneles} \times 320 \text{ Wp} \\ = 112320 \text{ Wp} \end{aligned}$
Alternativa B	$\begin{aligned} 432 \text{ paneles} \times 270 \text{ Wp} \\ = 116640 \text{ Wp} \end{aligned}$
Alternativa C	$\begin{aligned} 406 \text{ paneles} \times 280 \text{ Wp} \\ = 113680 \text{ Wp} \end{aligned}$

**Tabla 3.21: Cálculo de la potencia de instalación de Paneles fotovoltaicos a usar**

### Producción de energía anual.

- Radiación recibida sobre la superficie inclinada del panel

$$G_{dm}(\beta) = \sum_{n=1}^{12} kWh/m^2 \text{ Anual}$$

$$G_{dm}(\beta) = 1584,47 kWh/m^2$$

- Irradiancia en la condiciones estándares

$$I_{STC} = 1kWh/m^2$$

- Factor que considera las pérdidas de sombreado

$$FS=1$$

- Eficiencia de la instalación

$$PR=0.75$$

$$E = P_{GFV} \times \frac{G_{dm}(\beta)}{I_{STC}} \times FS \times PR \quad (3.11)$$

Alternativa A	$E = 112,32 kWp \times \frac{1584,47 kWh/m^2}{1 kWh/m^2} \times 0,75$ $E = 133475,75 kWh \text{ Anual}$
Alternativa B	$E = 116,64 kWp \times \frac{1584,47 kWh/m^2}{1 kWh/m^2} \times 0,75$ $E = 138609,43 kWh \text{ Anual}$
Alternativa C	$E = 113,68 kWp \times \frac{1584,47 kWh/m^2}{1 kWh/m^2} \times 0,75$ $E = 135091,91 kWh \text{ Anual}$

**Tabla 3.22: producción de energía anual**

### 3.6.3 Análisis comparativo con el programa PVSYST v5.20

Guayaquil EC							
	Radiation	Temperature	Precipitation	Sunshine duration			
	★ Daily global radiation	🌡️ Daily temperature		📅 Data table			
	Gh kWh/m <sup>2</sup>	Dh kWh/m <sup>2</sup>	Bn kWh/m <sup>2</sup>	Ta °C	Td °C	FF m/s	
January	139	83	80	26.3	19.9	2.1	
February	142	80	84	26	21.2	1.8	
March	168	87	112	26.3	21.7	1.9	
April	150	79	99	26.6	21	2.1	
May	149	78	105	25.7	19.9	2.4	
June	133	74	88	24.2	18.6	3.1	
July	122	77	68	23.6	18.1	3.4	
August	129	80	69	23.5	17.8	3.6	
September	157	82	103	23.8	17.7	3.7	
October	156	86	98	24	17.9	3.7	
November	137	80	84	24.6	17.9	3.5	
December	144	83	88	26	18.5	3	
Year	1726	968	1079	25.1	19.2	2.9	

**Figura 3.13: Tabla de temperaturas mensuales - Fuente: propia usando el programa Meeonorm 7**

En el programa PVSYST V5.20, se ingresan tanto la radiación mensual previamente calculada en la figura 3.14, y la temperatura mensual proporcionada por el programa Meeonorm 7.

Geographical site parameters

Geographical Coordinates: Monthly meteo

Site: 0

Data source: [ ]

	Global Irrad. kWh/m <sup>2</sup> .mth	Diffuse kWh/m <sup>2</sup> .mth	Temper. °C	Wind Vel. m/s
January	125.1		26.3	
February	123.1		26.0	
March	143.0		26.3	
April	140.6		26.6	
May	142.2		25.7	
June	121.3		24.2	
July	127.7		23.6	
August	136.0		23.5	
September	134.5		23.8	
October	130.1		24.0	
November	130.3		24.6	
December	130.6		26.0	
<b>Year</b>	<b>1584.5</b>		<b>25.0</b>	

Required Data:

- Horizontal global irradiation
- Average Ext. Temperature

Extra data:

- Horizontal diffuse irradiation
- Wind velocity

Irradiation units:

- kWh/m<sup>2</sup>.day
- kWh/m<sup>2</sup>.mth
- MJ/m<sup>2</sup>.day
- MJ/m<sup>2</sup>.mth
- W/m<sup>2</sup>
- Clearness Index Kt

Default (from NASA-SEE)

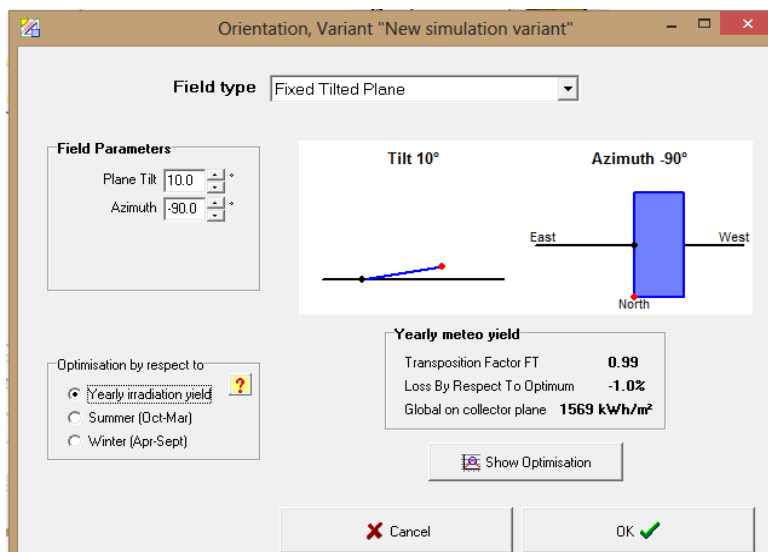
Buttons: Cancel, OK

**Figura 3.14: Ingreso de la radiación y temperatura en el PVsyst - Fuente: propia**

Ahora se configuran la orientación y el Azimuth que tendrán los paneles en la instalación.

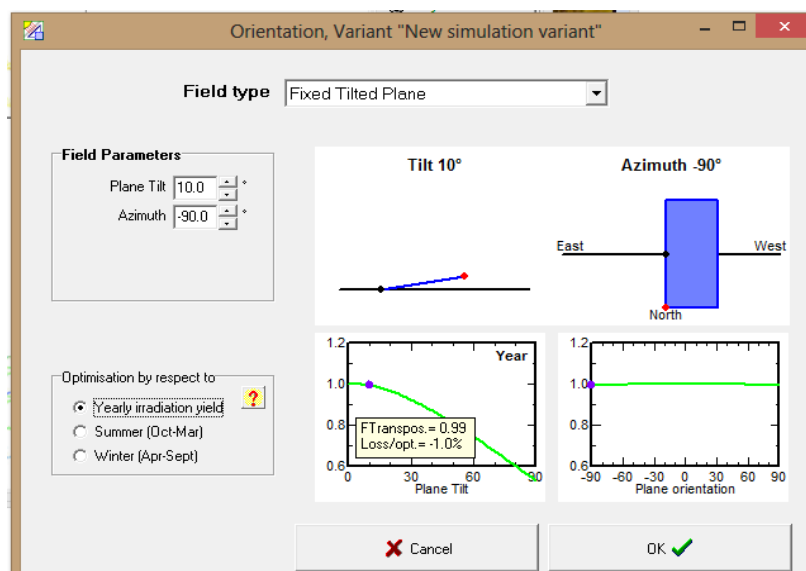
Orientación	Azimuth
Inclinación 10°	Dirección Este

Se puede apreciar que la radiación anual en el programa es de 1569 kWh/m<sup>2</sup> con los 10° de inclinación como se obtuvo en la Figura 3.15, muy cercana a los cálculos previos en la TABLA 3.22 es de 1584.47 kWh/m<sup>2</sup>.



**Figura 3.15: Energía proporcionada por la inclinación y orientación de los paneles -Fuente: Propia**

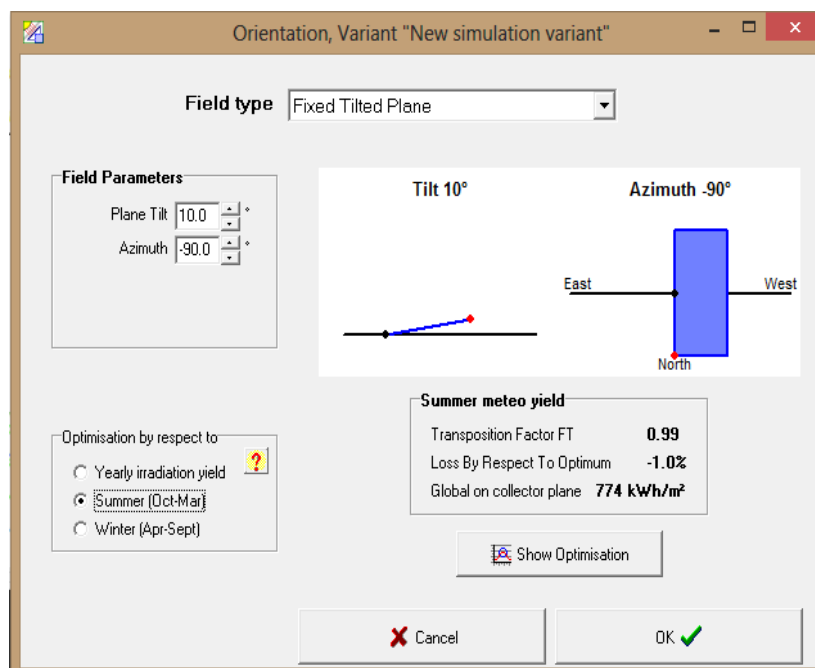
A continuación, se observa que tanto para la inclinación a 10° y con un azimuth igual a -90°, con esto se tiene una buena eficiencia en tanto orientación e inclinación por lo que ocasiona muy pocas pérdidas por lo mencionado.



**Figura 3.16: Eficiencia del panel - Fuente propia**

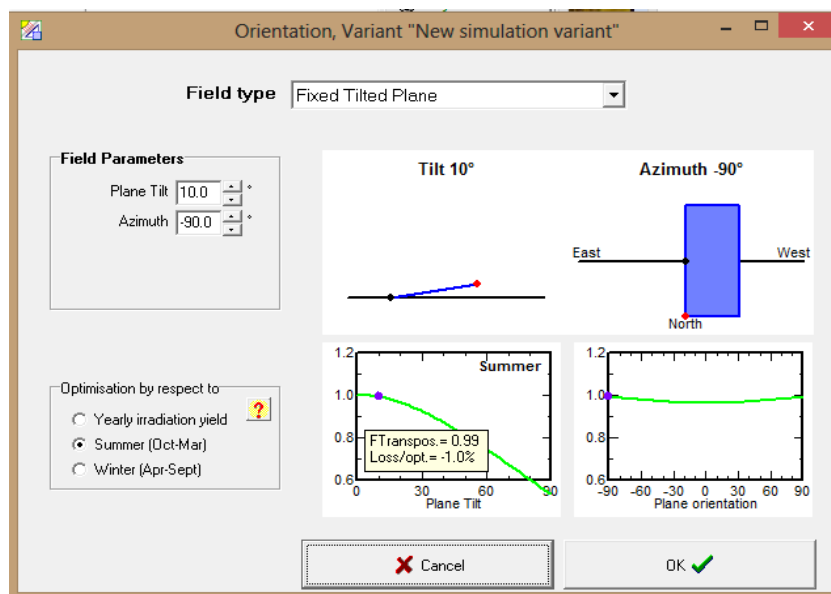


Se puede apreciar que la radiación en verano el programa es de 774kWh/m<sup>2</sup> (octubre a marzo).



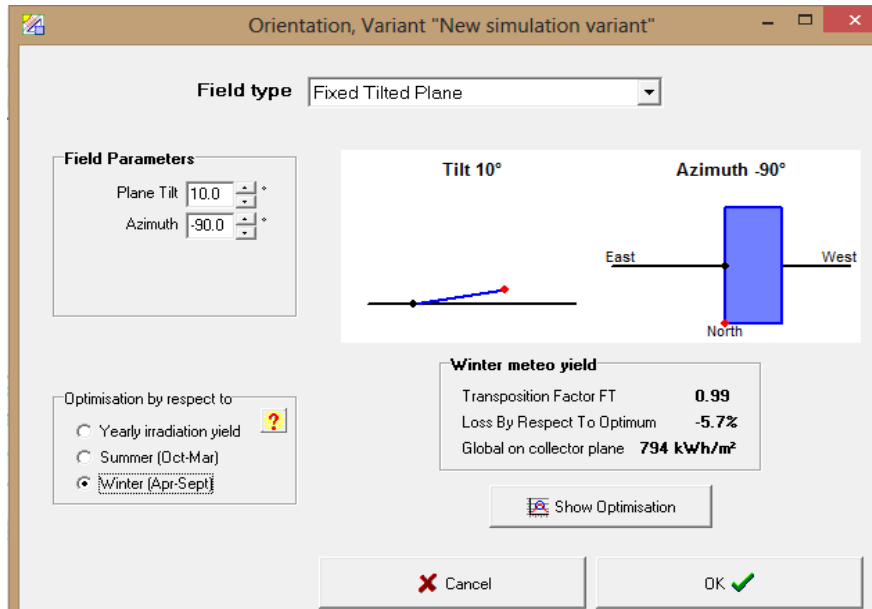
**Figura 3.17: Energía producida en verano - Fuente: Propia**

A continuación, se observa que tanto para la inclinación a 10° y con un azimuth igual a -90°, con esto se tiene una buena eficiencia en tanto orientación e inclinación por lo que ocasiona muy pocas pérdidas por lo mencionado.



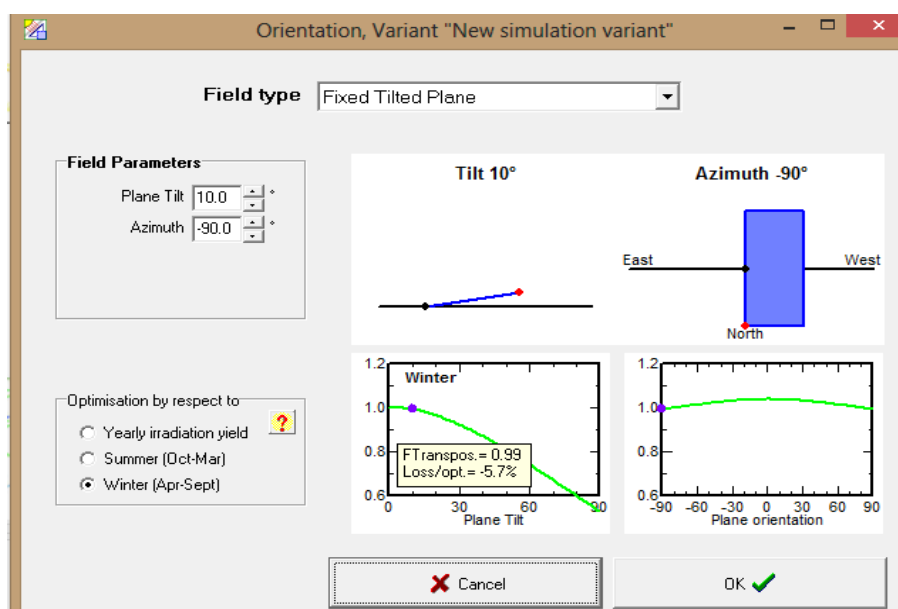
**Figura 3.18: Eficiencia del panel en verano - Fuente: Propia**

Se puede apreciar en la figura 3.19 que la radiación en el programa es de 794kWh/m<sup>2</sup> en la época de invierno (abril a septiembre).



**Figura 3.19: Energía producida en invierno - Fuente: Propia**

A continuación, se observa que tanto para la inclinación a  $10^\circ$  y con un azimuth igual a  $-90^\circ$ , con esto se tiene una buena eficiencia en tanto orientación e inclinación por lo que ocasiona muy pocas pérdidas por lo mencionado.



**Figura 3.20: Eficiencia del panel en invierno - Fuente: propia**

Ahora se definirán parámetros del sistema:

- Selección de la potencia de los todos paneles fotovoltaicos sugerido por el fabricante
- Selección del panel fotovoltaico
- Selección del inversor

Para ello se debe calcular los parámetros mencionados usando los inversores con los que se van a comparar.

Previamente se ingresaron los parámetros de cada panel fotovoltaico e inversores para realizar las simulaciones

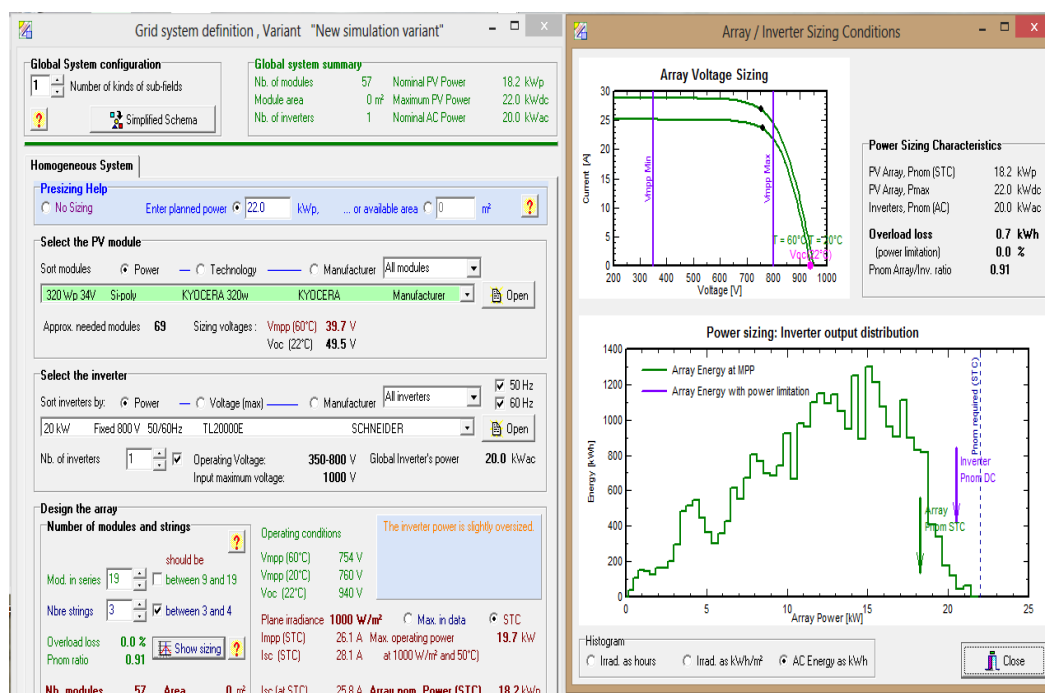
## Simulación usando cinco inversores SCHENIDER trifásicos 20 KW CONEXT TL20000E.

### Opción A – Panel Fotovoltaico KYOCERA 320w Policristalino

Primero se realizó la simulación tomando en cuenta uno de los cinco inversores que se necesitaran para todo el sistema, en la figura 3.21 el programa nos sugiere un rango de paneles en serie y en paralelo para nuestro sistema, por lo que al comparar con el cálculo previamente hecho en la sección 6.1.4 es correcto.

Paneles Series	Paneles Paralelos
19	3

La potencia de instalación final será de 18.2kWp por ramal. También, se puede verificar que se trabajara dentro del rango de tensión MPP, en la gráfica en la parte derecha de la figura 3.21.



**Figura 3.21: Simulación de los parámetros del panel Kyocera 320w - Fuente: Propia**

Ahora se tomaran en cuenta los 5 inversores en la simulación completando nuestro sistema, por lo que la potencia de instalación final será de 91.2kWp. También, se puede verificar que se trabajara dentro del rango de tensión MPP, Véase la figura 3.22.

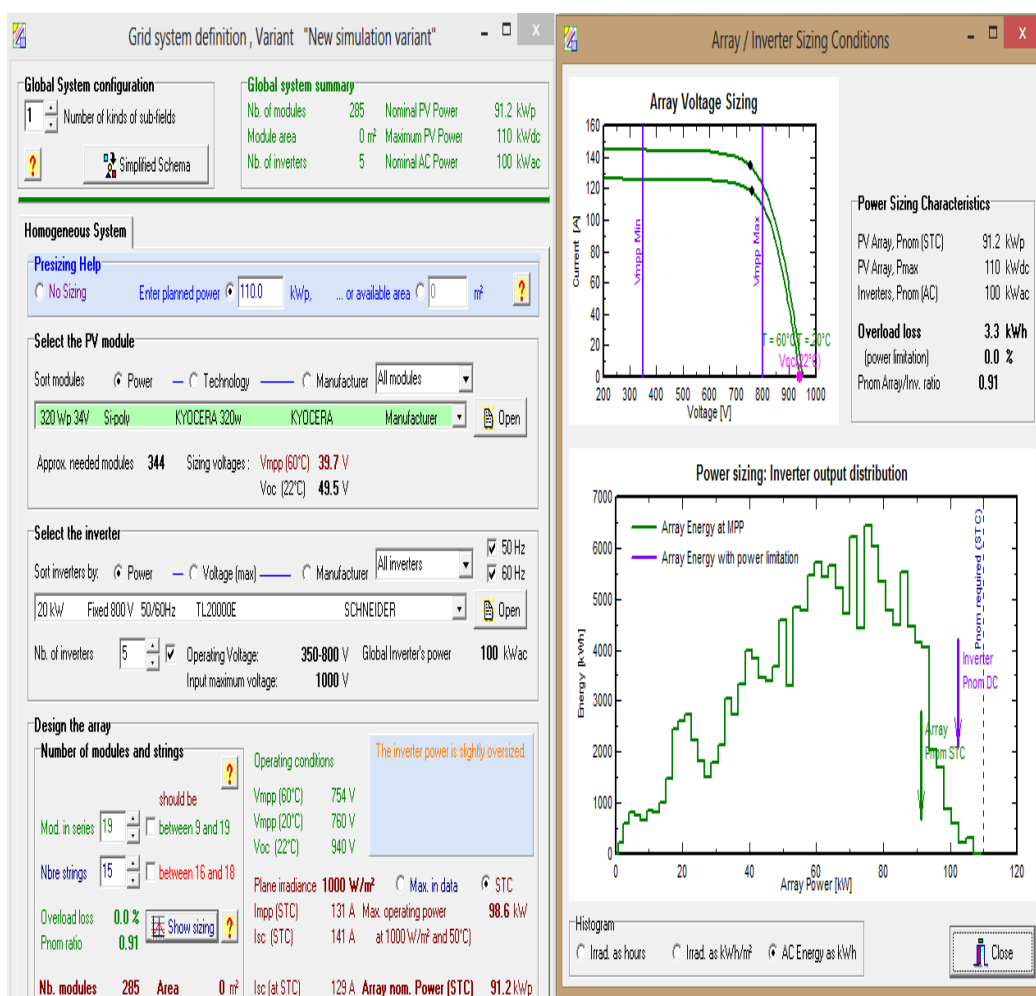


Figura 3.22: Simulación de los parámetros de los 5 inversores con el panel Kyocera 320w - Fuente: Propia

Balances and main results						
	<b>GlobHor</b>	<b>T Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh
<b>January</b>	125.1	26.30	123.1	118.8	8559	8337
<b>February</b>	123.1	26.00	122.2	118.2	8475	8267
<b>March</b>	143.0	26.30	141.5	136.9	9915	9675
<b>April</b>	140.6	26.60	139.0	134.5	9666	9425
<b>May</b>	142.2	25.70	141.3	136.6	9985	9736
<b>June</b>	121.3	24.20	120.3	116.0	8593	8374
<b>July</b>	127.7	23.60	126.3	121.8	9087	8860
<b>August</b>	136.0	23.50	134.1	129.5	9612	9376
<b>September</b>	134.5	23.80	133.3	129.0	9412	9172
<b>October</b>	130.1	24.00	129.0	124.8	9096	8855
<b>November</b>	130.3	24.60	128.9	124.6	8902	8669
<b>December</b>	130.6	26.00	129.0	124.4	8963	8730
Year	1584.5	25.05	1567.9	1515.1	110264	107475

Figura 3.23: Tabla de Balances y Resultados principales - Fuente: Propia

En la figura 3.23 se obtuvo que la energía que se inyecta a la red con este tipo de panel es de 107475 KWh

Normalized Performance Coefficients								
	<b>Yr</b>	<b>Lc</b>	<b>Ya</b>	<b>Ls</b>	<b>Yf</b>	<b>Lcr</b>	<b>Lsr</b>	<b>PR</b>
	kWh/m <sup>2</sup> .day		kWh/kwp/d.		kWh/kwp/d.			
<b>January</b>	123.08	0.943	0.04	0.079	2.95	0.237	0.020	0.743
<b>February</b>	122.18	1.045	0.05	0.082	3.24	0.239	0.019	0.742
<b>March</b>	141.49	1.057	0.05	0.085	3.42	0.232	0.019	0.750
<b>April</b>	138.98	1.100	0.05	0.088	3.44	0.237	0.019	0.744
<b>May</b>	141.33	1.027	0.05	0.088	3.44	0.225	0.019	0.755
<b>June</b>	120.28	0.869	0.04	0.080	3.06	0.217	0.020	0.763
<b>July</b>	126.26	0.859	0.04	0.080	3.13	0.211	0.020	0.769
<b>August</b>	134.07	0.925	0.05	0.083	3.32	0.214	0.019	0.767
<b>September</b>	133.29	1.003	0.05	0.088	3.35	0.226	0.020	0.755
<b>October</b>	129.01	0.945	0.05	0.085	3.13	0.227	0.020	0.753
<b>November</b>	128.91	1.044	0.05	0.085	3.17	0.243	0.020	0.737
<b>December</b>	128.98	0.990	0.05	0.082	3.09	0.238	0.020	0.742
Year	1567.86	0.983	0.05	0.084	3.23	0.229	0.020	0.752

Figura 3.24: Tabla de Coeficientes de rendimiento normalizados - Fuente: Propia

Detailed System Losses					
	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	247.7	193.0	82.5	8560	223.2
February	244.4	190.5	89.5	8477	209.9
March	285.2	222.3	109.8	9915	240.1
April	278.0	216.7	112.9	9666	241.1
May	287.4	224.0	106.5	9985	249.8
June	248.3	193.5	78.7	8594	219.8
July	262.2	204.4	83.0	9087	227.5
August	276.8	215.7	95.3	9612	236.1
September	271.0	211.2	106.3	9412	240.4
October	262.7	204.7	97.4	9096	240.9
November	257.2	200.4	99.8	8902	233.4
December	259.3	202.1	88.5	8964	234.1
Year	3180.2	2478.6	1150.3	110271	2796.3

Figura 3.25: Tabla de Pérdidas del - Fuente: Propia

Anualmente este tipo de paneles junto los inversores a usar presentará una pérdida de 9605,4 KWh

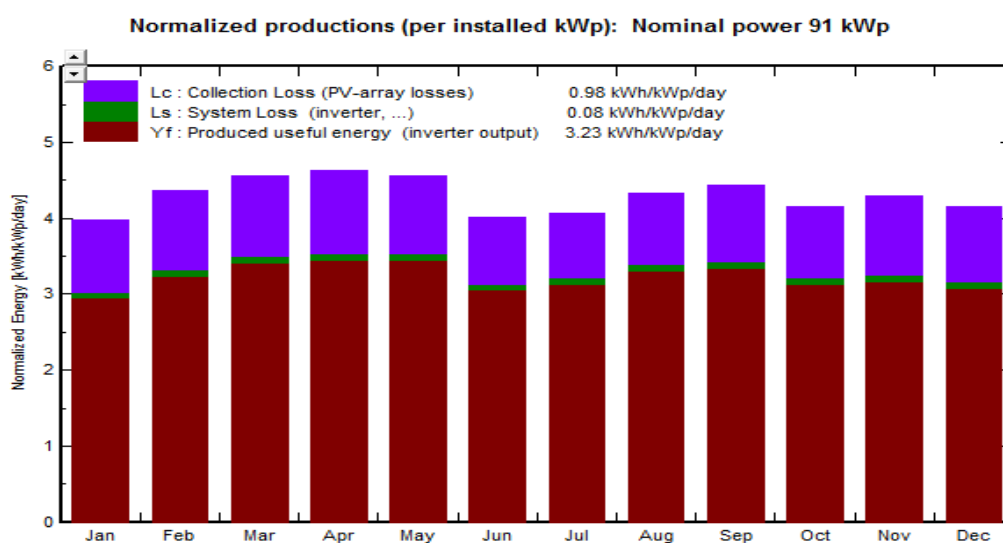
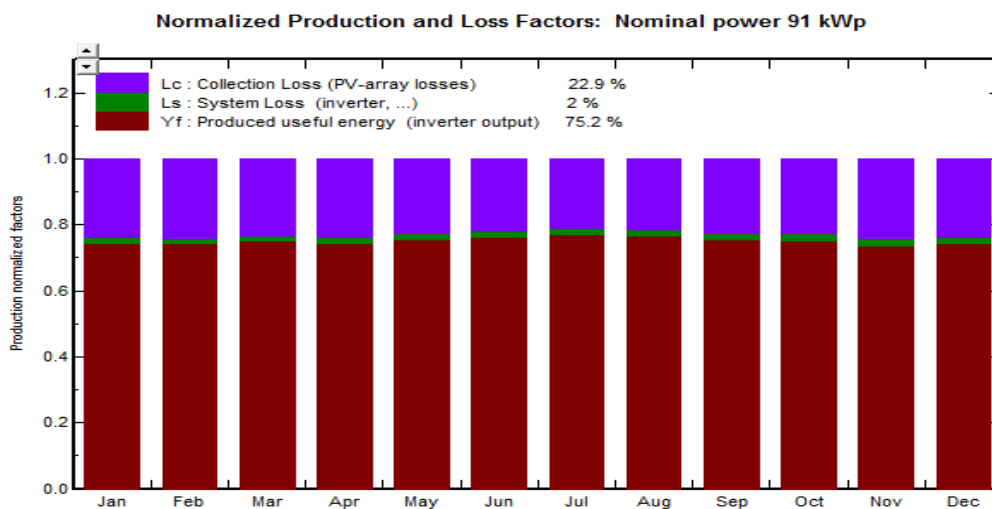
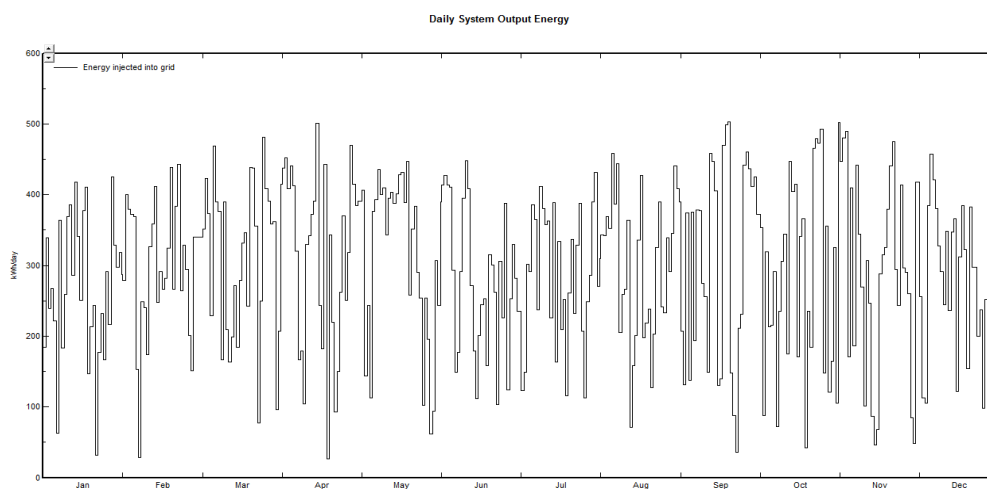


Figura 3.26: Producciones Normalizadas por Kwp instalado - fuente: Propia



**Figura 3.27: Producción Normalizada y factores de pérdidas - Fuente: Propia**



**Figura 3.28: Energía de salida del sistema a diario - Fuente: Propia**

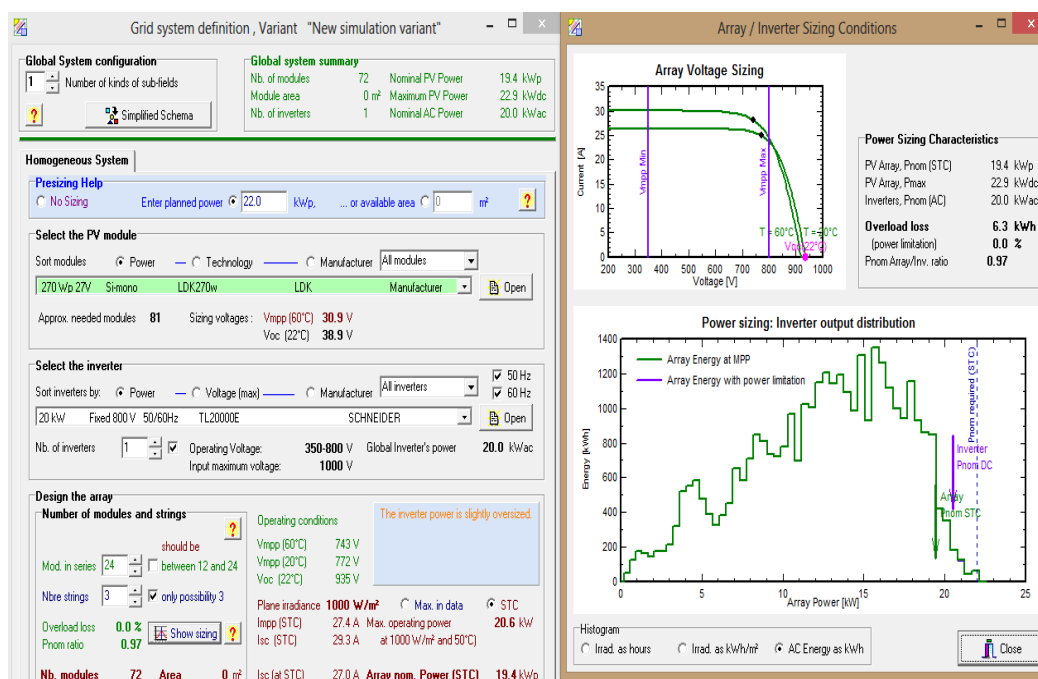


### Opción B – Panel Fotovoltaico LDK 270w Monocristalino

Primero se realizó la simulación tomando en cuenta uno de los cinco inversores que se necesitarán para todo el sistema, en la figura 3.29 el programa nos sugiere un rango de paneles en serie y en paralelo para nuestro sistema, por lo que al comparar con el cálculo previamente hecho en la sección 6.1.4 es correcto.

Paneles Series	Paneles Paralelos
24	3

La potencia de instalación final será de 19.4kWp. También, se puede verificar que se trabajará dentro del rango de tensión MPP, en la gráfica en la parte derecha de la figura 3.29.



**Figura 3.29: Simulación de los parámetros del panel LDK 270w - Fuente: Propia**

Ahora se tomarán en cuenta los 5 inversores en la simulación completando nuestro sistema, por lo que la potencia de instalación final será de 97.2kWp. También, se puede verificar que se trabajará dentro del rango de tensión MPP, en la gráfica en la parte derecha de la figura 3.30.

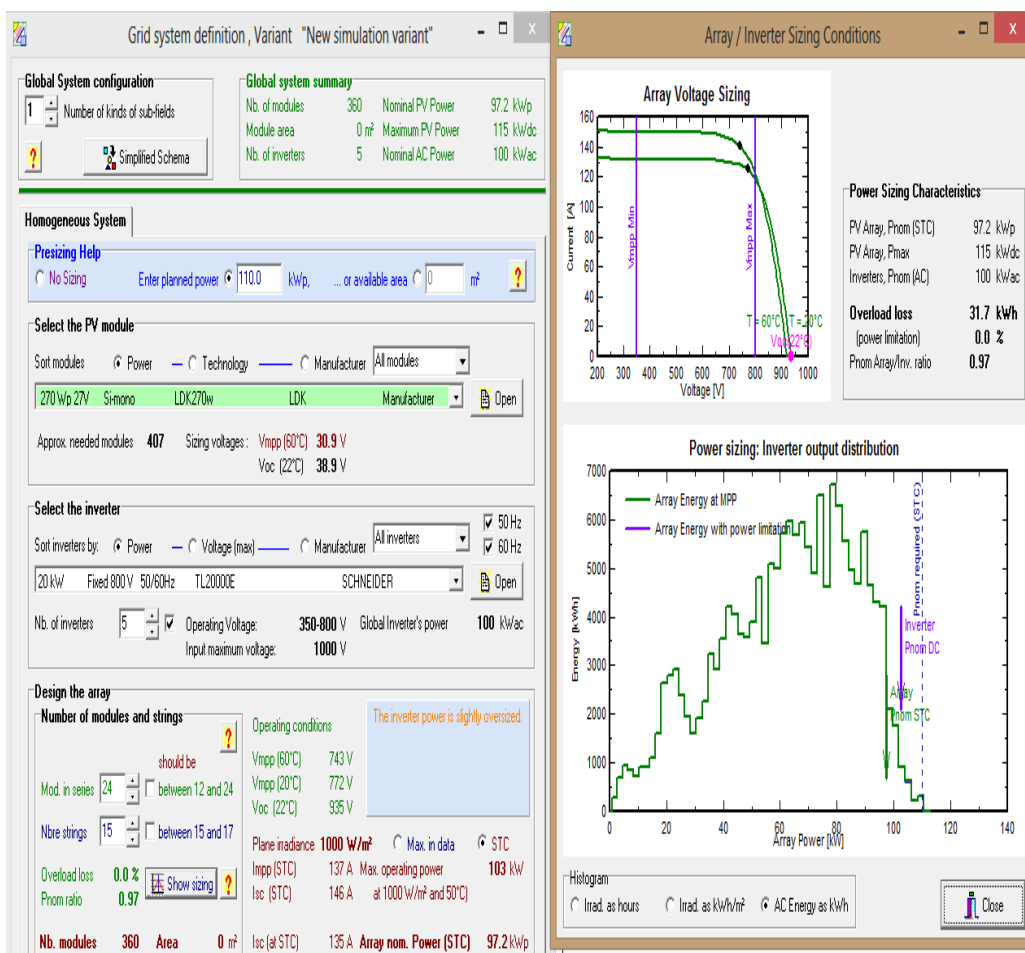


Figura 3.30: Simulación de los parámetros de los 5 inversores con el panel LDK 270w - Fuente: Propia

**Balances and main results**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh
<b>January</b>	125.1	26.30	123.1	118.8	9398	9162
<b>February</b>	123.1	26.00	122.2	118.2	9314	9090
<b>March</b>	143.0	26.30	141.5	136.9	10883	10626
<b>April</b>	140.6	26.60	139.0	134.5	10625	10367
<b>May</b>	142.2	25.70	141.3	136.6	10945	10678
<b>June</b>	121.3	24.20	120.3	116.0	9397	9165
<b>July</b>	127.7	23.60	126.3	121.8	9927	9686
<b>August</b>	136.0	23.50	134.1	129.5	10510	10258
<b>September</b>	134.5	23.80	133.3	129.0	10326	10068
<b>October</b>	130.1	24.00	129.0	124.8	9982	9725
<b>November</b>	130.3	24.60	128.9	124.6	9798	9549
<b>December</b>	130.6	26.00	129.0	124.4	9845	9597
<b>Year</b>	1584.5	25.05	1567.9	1515.1	120950	117969

**Figura 3.31: Tabla de Balances y Resultados principales (Irradiación global horizontal, Temperatura ambiente, Energía Global incidente en el plano colector, Energía global efectiva (IAM y sombra), Energía efectiva en la salida de la matriz, Energía inyecta en la red) - Fuente: Propia**

Como se muestra en la Figura 3.31, para esta configuración la energía anual producida a la red será de 117969 KWh

**Normalized Performance Coefficients**

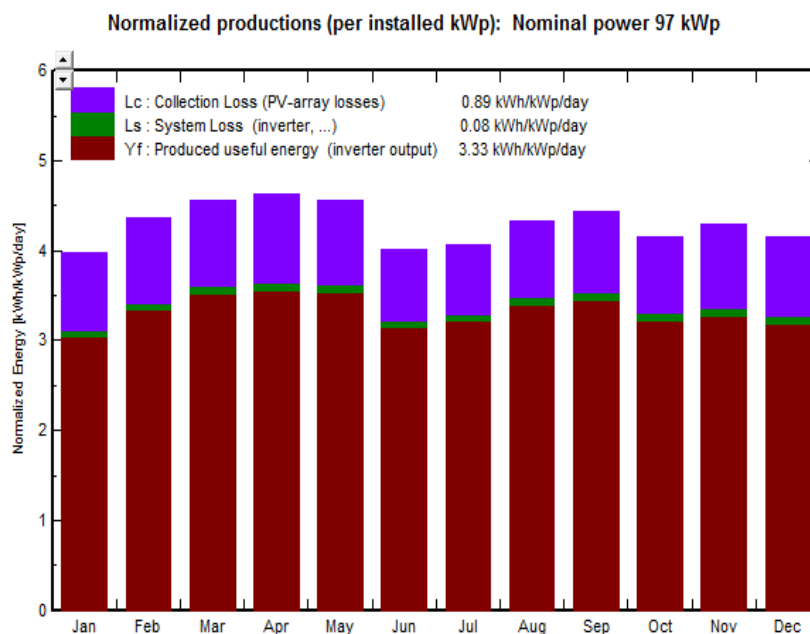
	<b>Yr</b> kWh/m <sup>2</sup> .day	<b>Lc</b>	<b>Ya</b> kWh/kWp/d	<b>Ls</b>	<b>Yf</b> kWh/kWp/d	<b>Lcr</b>	<b>Lsr</b>	<b>PR</b>
<b>January</b>	123.08	0.851	0.04	0.079	3.04	0.214	0.020	0.766
<b>February</b>	122.18	0.941	0.04	0.082	3.34	0.216	0.019	0.765
<b>March</b>	141.49	0.952	0.05	0.085	3.53	0.209	0.019	0.773
<b>April</b>	138.98	0.989	0.05	0.089	3.56	0.213	0.019	0.767
<b>May</b>	141.33	0.927	0.05	0.088	3.54	0.203	0.019	0.777
<b>June</b>	120.28	0.787	0.04	0.080	3.14	0.196	0.020	0.784
<b>July</b>	126.26	0.778	0.04	0.080	3.21	0.191	0.020	0.789
<b>August</b>	134.07	0.837	0.04	0.083	3.40	0.194	0.019	0.787
<b>September</b>	133.29	0.902	0.05	0.088	3.45	0.203	0.020	0.777
<b>October</b>	129.01	0.849	0.04	0.085	3.23	0.204	0.020	0.775
<b>November</b>	128.91	0.937	0.04	0.086	3.27	0.218	0.020	0.762
<b>December</b>	128.98	0.893	0.04	0.082	3.18	0.215	0.020	0.765
<b>Year</b>	1567.86	0.886	0.04	0.084	3.33	0.206	0.020	0.774

**Figura 3.32: Tabla de Coeficientes de rendimiento normalizados - Fuente: Propia**

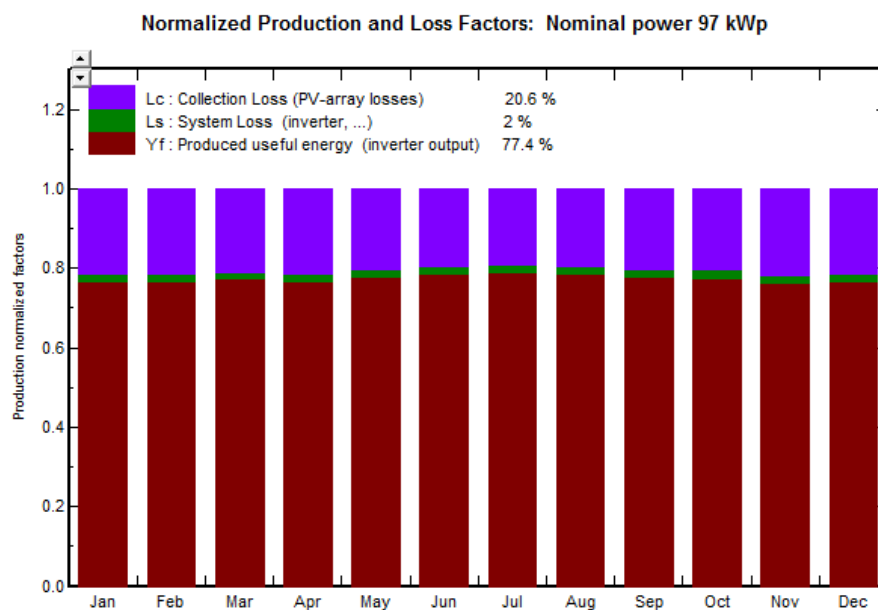
Detailed System Losses

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	269.2	209.8	88.5	9398	236.8
February	266.3	207.5	95.9	9314	224.5
March	310.6	242.0	117.6	10883	257.1
April	303.4	236.4	120.9	10625	258.8
May	312.5	243.5	114.1	10945	266.5
June	268.7	209.4	84.5	9397	232.7
July	283.5	220.9	89.1	9927	240.9
August	299.9	233.7	102.2	10510	251.4
September	294.9	229.8	113.8	10326	257.6
October	285.6	222.5	104.4	9982	256.9
November	280.5	218.6	107.0	9798	249.4
December	282.0	219.7	94.9	9845	248.3
Year	3457.0	2693.9	1232.8	120950	2980.9

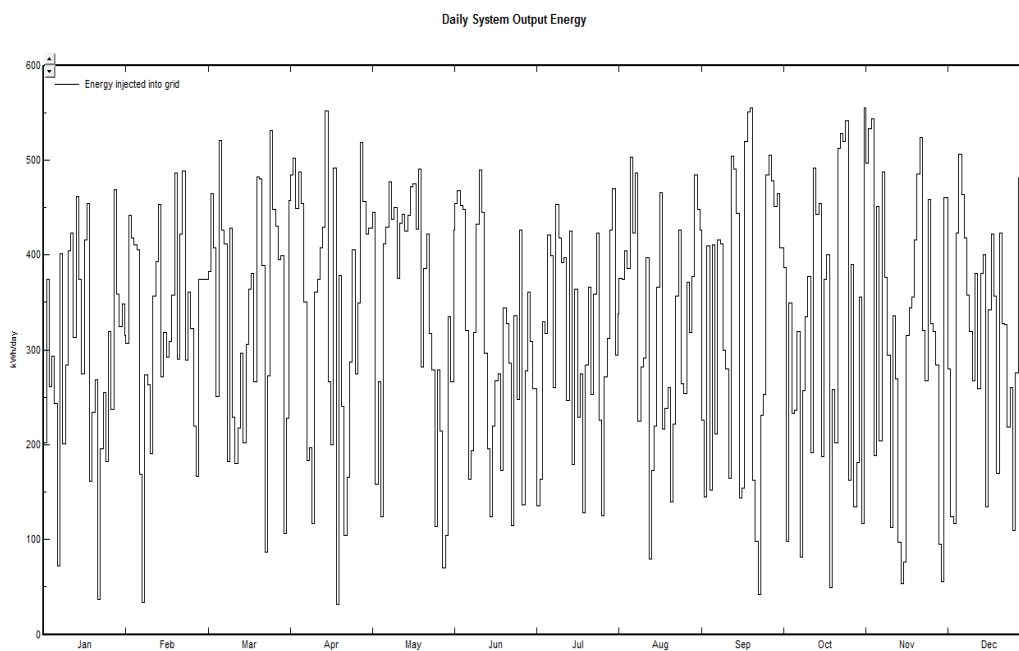
**Figura 3.33: Tabla de Pérdidas del Sistemas (Pérdida de calidad de los Módulos, Pérdidas por Mismatch por módulos, Pérdida de cableado óhmico, Matriz energética virtual en MPP, Pérdidas globales del inversor) - Fuente: Propia**



**Figura 3.34: Producciones Normalizadas por KwP instalado - Fuente: Propia**



**Figura 3.35: Producción Normalizada y factores de pérdidas - Fuente: Propia**



**Figura 3.36: Energía de salida del sistema a diario - Fuente: Propia**

### Opción C– Panel Fotovoltaico LDK 280w Policristalino

Primero se realizó la simulación tomando en cuenta uno de los cinco inversores que se necesitaran para todo el sistema, en la figura 3.37 el programa nos sugiere un rango de paneles en serie y en paralelo para nuestro sistema, por lo que al comparar con el cálculo previamente hecho en la sección 6.1.4 es correcto.

Paneles Series	Paneles Paralelos
22	3

La potencia de instalación final será de 18.5kWp. También, se puede verificar que se trabajará dentro del rango de tensión MPP, en la gráfica en la parte derecha de la figura 3.37.

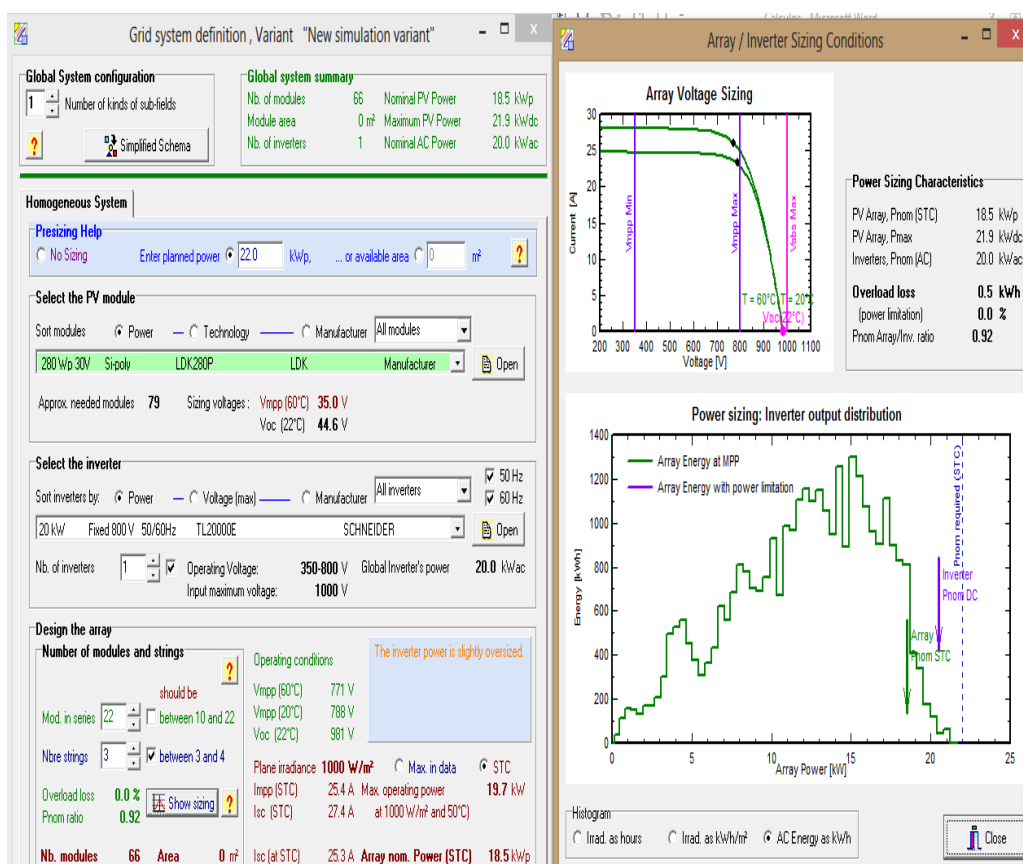
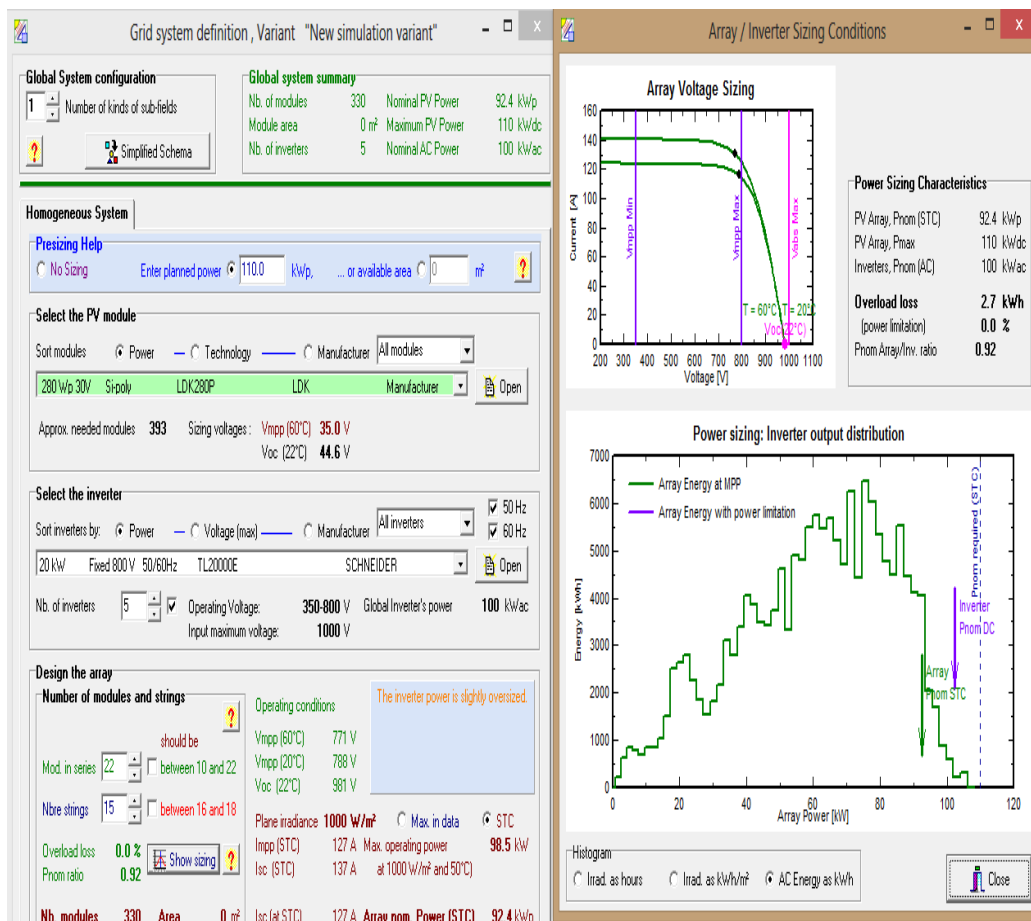


Figura 3.37: Simulación de los parámetros del panel LDK 280w - Fuente: Propia

Ahora se tomarán en cuenta los 5 inversores en la simulación completando nuestro sistema, por lo que la potencia de instalación final será de 92.4kWp. También, se puede verificar que se trabajará dentro del rango de tensión MPP, en la gráfica en la parte derecha de la figura 3.38.



**Figura 3.38: Simulación de los parámetros de los 5 Inversores con el panel LDK 280w - Fuente: Propia**

**Balances and main results**

	<b>GlobHor</b>	<b>T Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh
<b>January</b>	125.1	26.30	123.1	118.8	8568	8345
<b>February</b>	123.1	26.00	122.2	118.2	8483	8274
<b>March</b>	143.0	26.30	141.5	136.9	9904	9665
<b>April</b>	140.6	26.60	139.0	134.5	9655	9415
<b>May</b>	142.2	25.70	141.3	136.6	9968	9719
<b>June</b>	121.3	24.20	120.3	116.0	8580	8361
<b>July</b>	127.7	23.60	126.3	121.8	9068	8841
<b>August</b>	136.0	23.50	134.1	129.5	9588	9353
<b>September</b>	134.5	23.80	133.3	129.0	9385	9146
<b>October</b>	130.1	24.00	129.0	124.8	9076	8836
<b>November</b>	130.3	24.60	128.9	124.6	8903	8671
<b>December</b>	130.6	26.00	129.0	124.4	8972	8739
<b>Year</b>	1584.5	25.05	1567.9	1515.1	110151	107364

**Figura 3.39: Tabla de Balances y Resultados principales -Fuente: Propia****Normalized Performance Coefficients**

	<b>Yr</b>	<b>Lc</b>	<b>Ya</b>	<b>Ls</b>	<b>Yf</b>	<b>Lcr</b>	<b>Lsr</b>	<b>PR</b>
	kWh/m <sup>2</sup> .day		kWh/kWp/d		kWh/kWp/d			
<b>January</b>	123.08	0.979	0.04	0.078	2.91	0.247	0.020	0.734
<b>February</b>	122.18	1.085	0.05	0.080	3.20	0.249	0.018	0.733
<b>March</b>	141.49	1.106	0.05	0.084	3.37	0.242	0.018	0.739
<b>April</b>	138.98	1.150	0.05	0.087	3.40	0.248	0.019	0.733
<b>May</b>	141.33	1.079	0.05	0.087	3.39	0.237	0.019	0.744
<b>June</b>	120.28	0.914	0.04	0.079	3.02	0.228	0.020	0.752
<b>July</b>	126.26	0.907	0.04	0.079	3.09	0.223	0.019	0.758
<b>August</b>	134.07	0.977	0.05	0.082	3.27	0.226	0.019	0.755
<b>September</b>	133.29	1.057	0.05	0.086	3.30	0.238	0.019	0.743
<b>October</b>	129.01	0.993	0.05	0.084	3.08	0.239	0.020	0.741
<b>November</b>	128.91	1.085	0.05	0.084	3.13	0.253	0.020	0.728
<b>December</b>	128.98	1.028	0.05	0.081	3.05	0.247	0.020	0.733
<b>Year</b>	1567.86	1.029	0.05	0.083	3.18	0.240	0.019	0.741

**Figura 3.40: Tabla de Coeficientes de rendimiento normalizados - Fuente: Propia**



Detailed System Losses

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	150.3	197.1	87.2	8569	223.4
February	148.6	194.9	94.6	8484	210.2
March	173.1	227.1	116.3	9904	239.8
April	168.9	221.6	119.7	9656	240.8
May	174.2	228.5	113.1	9969	249.6
June	150.0	196.8	83.6	8580	219.6
July	158.4	207.7	88.3	9068	227.1
August	167.3	219.5	101.3	9589	235.7
September	164.1	215.3	113.0	9386	239.9
October	159.0	208.6	103.5	9077	240.4
November	156.3	205.0	105.6	8904	233.5
December	157.4	206.4	93.6	8973	234.3
Year	1927.6	2528.6	1219.8	110158	2794.2

Figura 3.41: Tabla de Pérdidas del Sistemas - Fuente: Propia

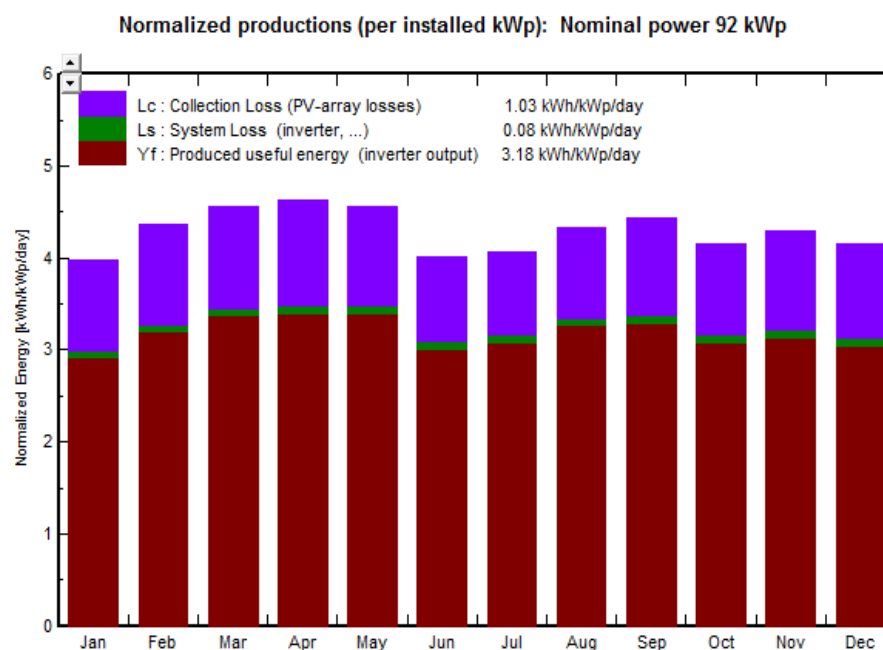
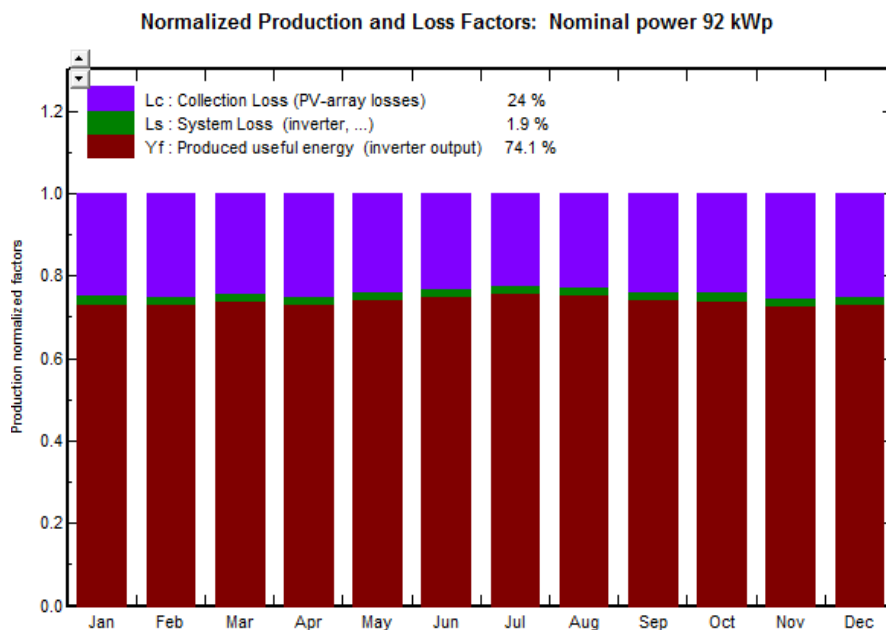
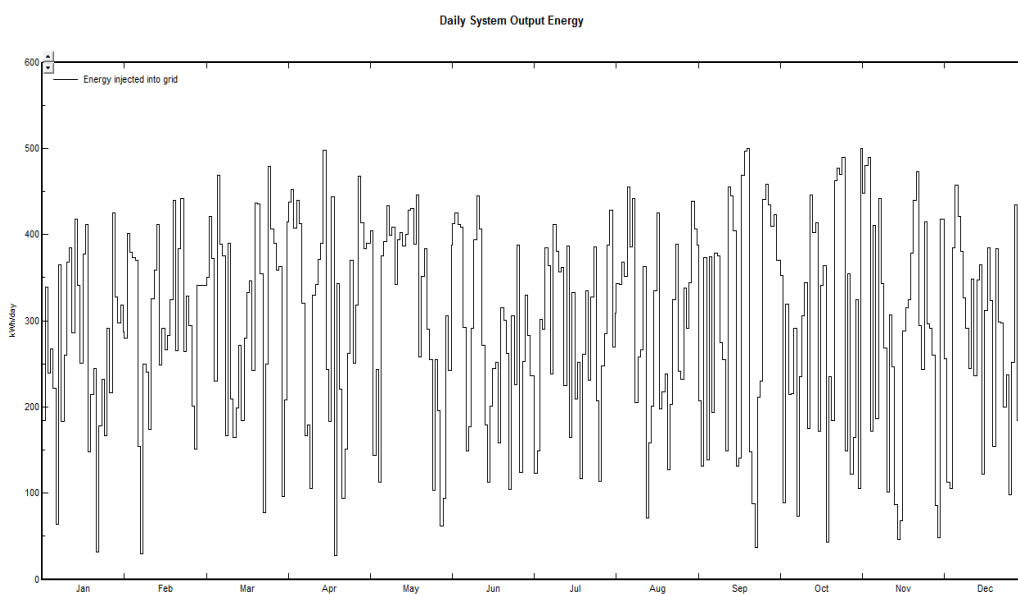


Figura 3.42: Producciones Normalizadas por KwP instalado - Fuente: Propia



**Figura 3.43: Producción Normalizada y factores de pérdidas - Fuente: Propia**



**Figura 3.44: Energía de salida del sistema a diario - Fuente: Propia**

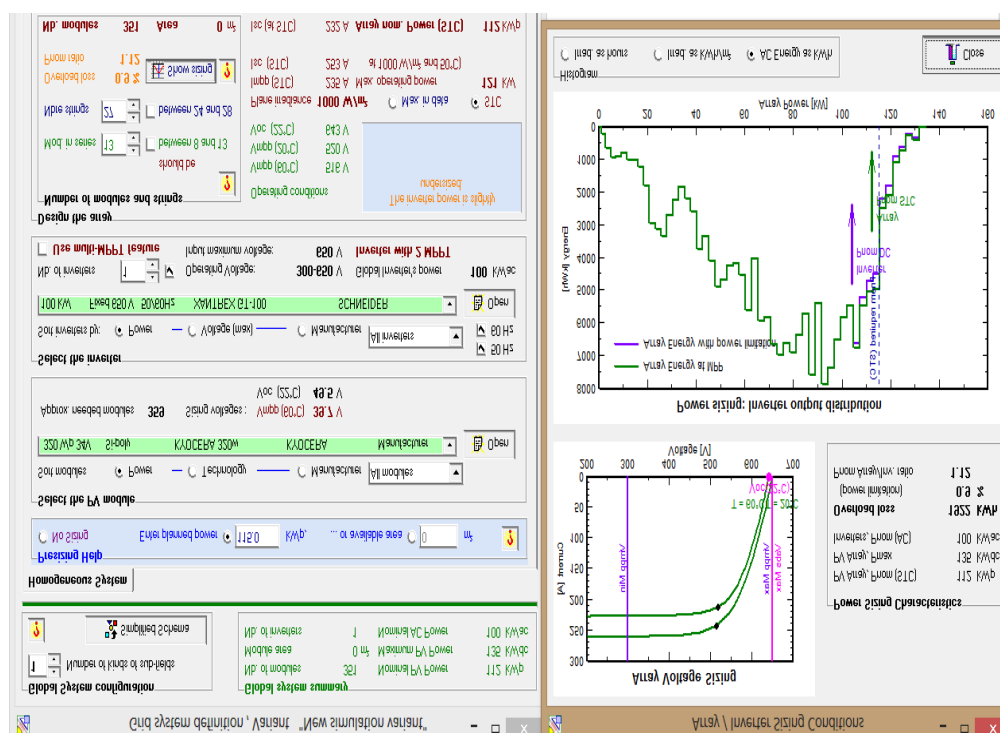
## Simulación usando un Inversor SCHNEIDER XANTREX trifásico 100 KW GT-100.

### Opción A – Panel Fotovoltaico KYOCERA 320w Policristalino

Al realizar la simulación, se puede observar en la figura 3.45 que el programa nos sugiere un rango de paneles en serie y en paralelo para nuestro sistema, por lo que al comparar con el cálculo previamente hecho en la sección 6.2.4 es correcto.

Paneles Series	Paneles Paralelos
13	27

La potencia de instalación final será de 112kWp. También, se puede verificar que se trabajará dentro del rango de tensión MPP, en la gráfica en la parte derecha de la figura 3.45



**Figura 3.45: Simulación de los parámetros del panel KYOCERA 320w - Fuente: Propia**

Como se obtuvo en el programa PVSyst, en la figura 3,46 ya se observa un incremento de energía que se inyecta a la red comparado a los sistemas anteriores, para esta configuración es de 130546 KWh

Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	EffAnR %	EffSysR %
January	125.1	26.30	123.1	118.8	10542	10130	0.00	0.00
February	123.1	26.00	122.2	118.2	10439	10041	0.00	0.00
March	143.0	26.30	141.5	136.9	12211	11748	0.00	0.00
April	140.6	26.60	139.0	134.5	11905	11447	0.00	0.00
May	142.2	25.70	141.3	136.6	12298	11824	0.00	0.00
June	121.3	24.20	120.3	116.0	10584	10173	0.00	0.00
July	127.7	23.60	126.3	121.8	11192	10761	0.00	0.00
August	136.0	23.50	134.1	129.5	11838	11387	0.00	0.00
September	134.5	23.80	133.3	129.0	11592	11138	0.00	0.00
October	130.1	24.00	129.0	124.8	11203	10758	0.00	0.00
November	130.3	24.60	128.9	124.6	10964	10530	0.00	0.00
December	130.6	26.00	129.0	124.4	11040	10609	0.00	0.00
Year	1584.5	25.05	1567.9	1515.1	135807	130546	0.00	0.00

Figura 3.46: Balances y Resultados principales - Fuente: Propia

Normalized Performance Coefficients

	Yr kWh/m <sup>2</sup> .day	Lc	Ya kWh/kWp/d	Ls	Yf kWh/kWp/d	Lcr	Lsr	PR
January	123.08	0.943	0.04	0.118	2.91	0.237	0.030	0.733
February	122.18	1.044	0.04	0.127	3.19	0.239	0.029	0.732
March	141.49	1.057	0.04	0.133	3.37	0.232	0.029	0.739
April	138.98	1.100	0.04	0.136	3.40	0.237	0.029	0.733
May	141.33	1.027	0.04	0.136	3.40	0.225	0.030	0.745
June	120.28	0.869	0.04	0.122	3.02	0.217	0.030	0.753
July	126.26	0.859	0.04	0.124	3.09	0.211	0.030	0.759
August	134.07	0.925	0.04	0.130	3.27	0.214	0.030	0.756
September	133.29	1.003	0.04	0.135	3.31	0.226	0.030	0.744
October	129.01	0.944	0.04	0.128	3.09	0.227	0.031	0.742
November	128.91	1.043	0.04	0.129	3.13	0.243	0.030	0.727
December	128.98	0.990	0.04	0.124	3.05	0.238	0.030	0.732
Year	1567.86	0.983	0.04	0.128	3.18	0.229	0.030	0.741

Figura 3.47: Tabla de Coeficientes de rendimiento normalizadas - Fuente: Propia

Detailed System Losses

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	305.1	237.7	101.6	10542	412.5
February	301.0	234.6	110.2	10440	398.3
March	351.2	273.7	135.2	12211	463.7
April	342.4	266.9	139.1	11905	458.1
May	354.0	275.9	131.2	12298	473.3
June	305.8	238.3	96.9	10584	410.4
July	323.0	251.7	102.2	11192	430.5
August	340.9	265.7	117.4	11838	451.5
September	333.8	260.1	130.9	11592	454.0
October	323.5	252.2	120.0	11203	444.7
November	316.7	246.9	123.0	10964	433.3
December	319.4	248.9	109.0	11040	431.1
Year	3916.7	3052.6	1416.7	135808	5261.5

Figura 3.48: Tabla de Pérdidas del Sistemas - Fuente: Propia

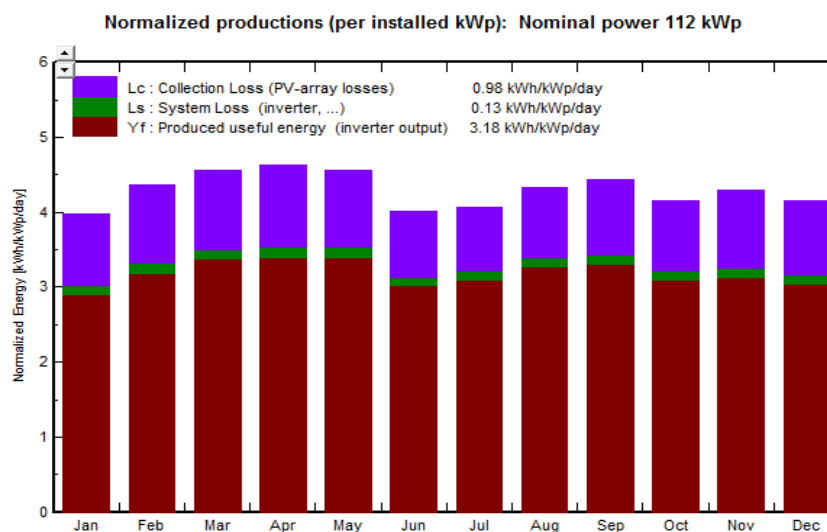
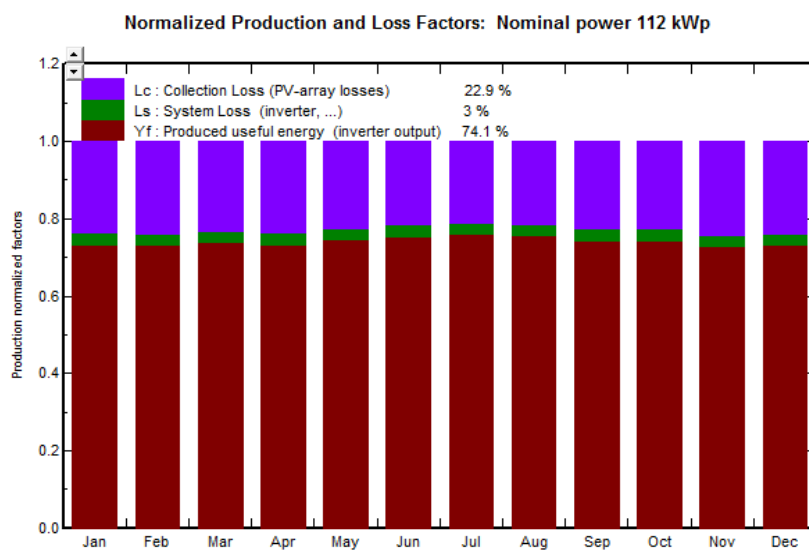
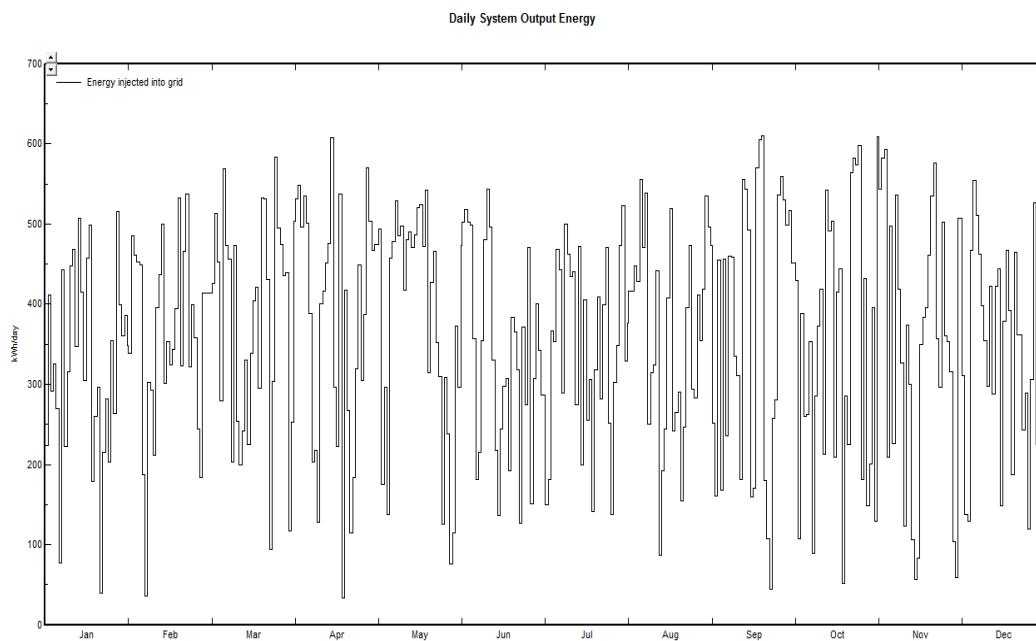


Figura 3.49: Producciones Normalizadas por Kwp instalado - Fuente: Propia



**Figura 3.50: Producción Normalizada y factores de pérdidas - fuente: Propia**



**Figura 3.51: Energía de salida del sistema a diario - Fuente: Propia**

### Opción B – Panel Fotovoltaico LDK 270w Monocristalino

Al realizar la simulación, se puede observar en la figura 3.52 que el programa nos sugiere un rango de paneles en serie y en paralelo para nuestro sistema, por lo que al comparar con el cálculo previamente hecho en la sección 6.2.4 es correcto.

Paneles Series	Paneles Paralelos
16	27

La potencia de instalación final será de 117kWp. También, se puede verificar que se trabajara dentro del rango de tensión MPP, en la gráfica en la parte derecha de la figura 3.52.

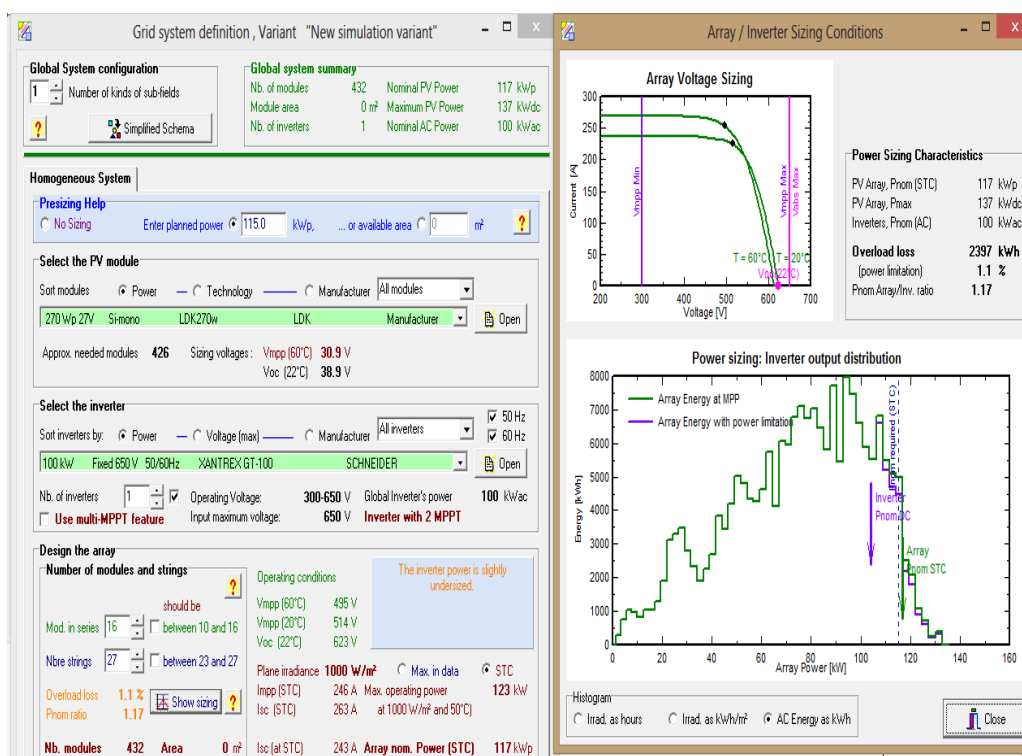


Figura 3.52: Simulación de los parámetros del panel LDK 270w - Fuente: Propia

**Balances and main results**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh
<b>January</b>	125.1	26.30	123.1	118.8	11278	10840
<b>February</b>	123.1	26.00	122.2	118.2	11177	10753
<b>March</b>	143.0	26.30	141.5	136.9	13059	12565
<b>April</b>	140.6	26.60	139.0	134.5	12750	12261
<b>May</b>	142.2	25.70	141.3	136.6	13134	12629
<b>June</b>	121.3	24.20	120.3	116.0	11277	10843
<b>July</b>	127.7	23.60	126.3	121.8	11912	11457
<b>August</b>	136.0	23.50	134.1	129.5	12612	12133
<b>September</b>	134.5	23.80	133.3	129.0	12391	11907
<b>October</b>	130.1	24.00	129.0	124.8	11978	11505
<b>November</b>	130.3	24.60	128.9	124.6	11758	11296
<b>December</b>	130.6	26.00	129.0	124.4	11814	11356
<b>Year</b>	1584.5	25.05	1567.9	1515.1	145140	139546

**Figura 3.53: Tabla de Balances y Resultados principales - Fuente: Propia**

Como se obtuvo en la simulación en el PVsyst este tipo de configuración produce 139546 KWh de energía que se entrega a la red, así como se muestra en la Figura 3.53

**Normalized Performance Coefficients**

	<b>Yr</b> kWh/m <sup>2</sup> .day	<b>Lc</b>	<b>Ya</b> kWh/kWp/d	<b>Ls</b>	<b>Yf</b> kWh/kWp/d	<b>Lcr</b>	<b>Lsr</b>	<b>PR</b>
<b>January</b>	123.08	0.851	0.03	0.121	3.00	0.214	0.030	0.755
<b>February</b>	122.18	0.941	0.04	0.130	3.29	0.216	0.030	0.755
<b>March</b>	141.49	0.952	0.04	0.137	3.48	0.209	0.030	0.761
<b>April</b>	138.98	0.989	0.04	0.140	3.50	0.213	0.030	0.756
<b>May</b>	141.33	0.927	0.04	0.139	3.49	0.203	0.031	0.766
<b>June</b>	120.28	0.787	0.03	0.124	3.10	0.196	0.031	0.773
<b>July</b>	126.26	0.778	0.03	0.126	3.17	0.191	0.031	0.778
<b>August</b>	134.07	0.837	0.04	0.132	3.36	0.194	0.031	0.776
<b>September</b>	133.29	0.902	0.04	0.138	3.40	0.203	0.031	0.766
<b>October</b>	129.01	0.849	0.04	0.131	3.18	0.204	0.031	0.765
<b>November</b>	128.91	0.937	0.04	0.132	3.23	0.218	0.031	0.751
<b>December</b>	128.98	0.893	0.04	0.127	3.14	0.215	0.030	0.755
<b>Year</b>	1567.86	0.886	0.04	0.131	3.28	0.206	0.031	0.763

**Figura 3.54: Tabla de Coeficientes de rendimiento normalizados - Fuente: Propia**



Detailed System Losses

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	323.1	251.7	106.2	11278	437.6
February	319.5	249.0	115.1	11177	423.5
March	372.7	290.4	141.1	13059	493.7
April	364.0	283.7	145.1	12750	489.3
May	375.0	292.2	136.9	13134	504.4
June	322.5	251.3	101.4	11277	434.1
July	340.3	265.1	106.9	11912	454.8
August	359.9	280.4	122.6	12612	479.1
September	353.9	275.8	136.6	12391	484.1
October	342.7	267.0	125.3	11978	473.1
November	336.6	262.3	128.3	11758	462.4
December	338.4	263.7	113.9	11814	458.1
Year	4148.4	3232.7	1479.4	145140	5594.3

Figura 3.55: Tabla de Pérdidas del Sistemas - Fuente: Propia

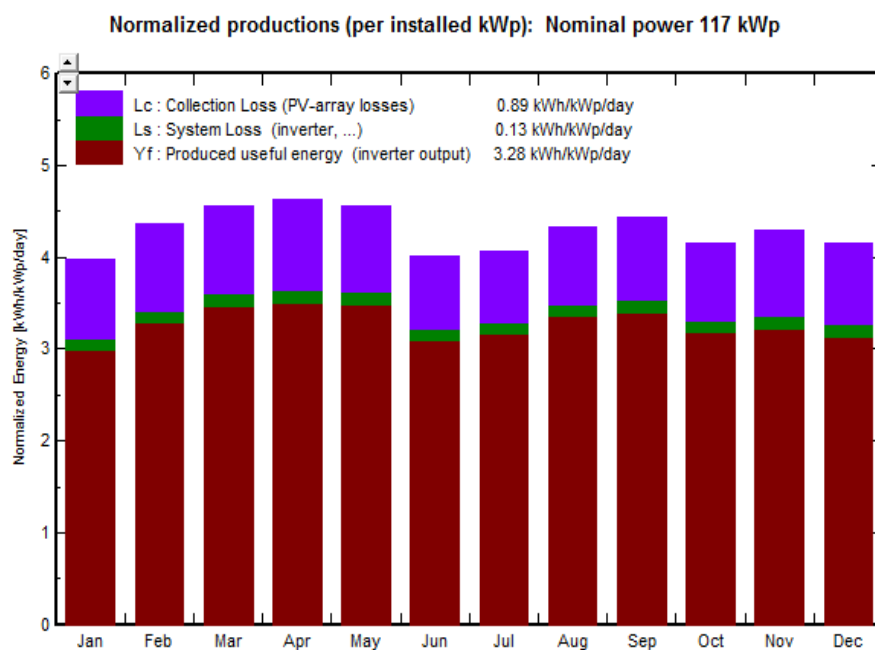
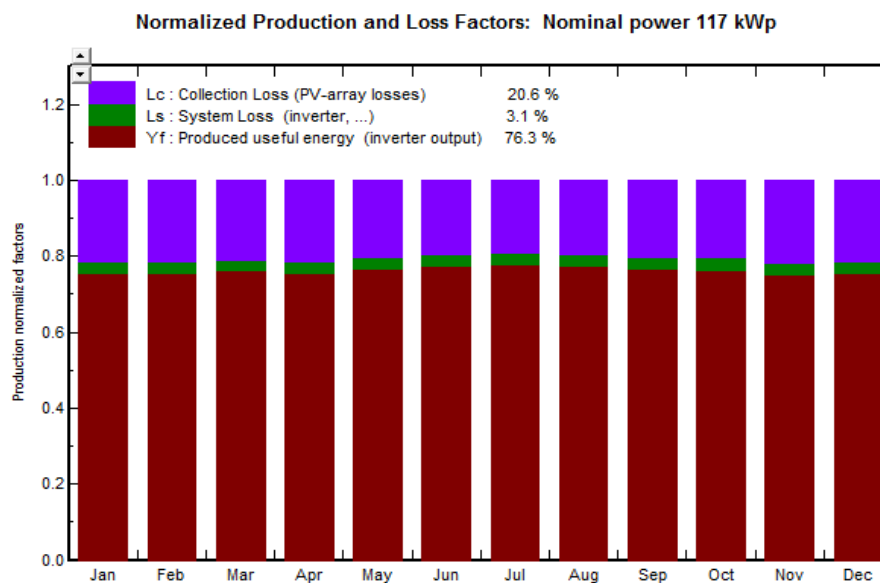
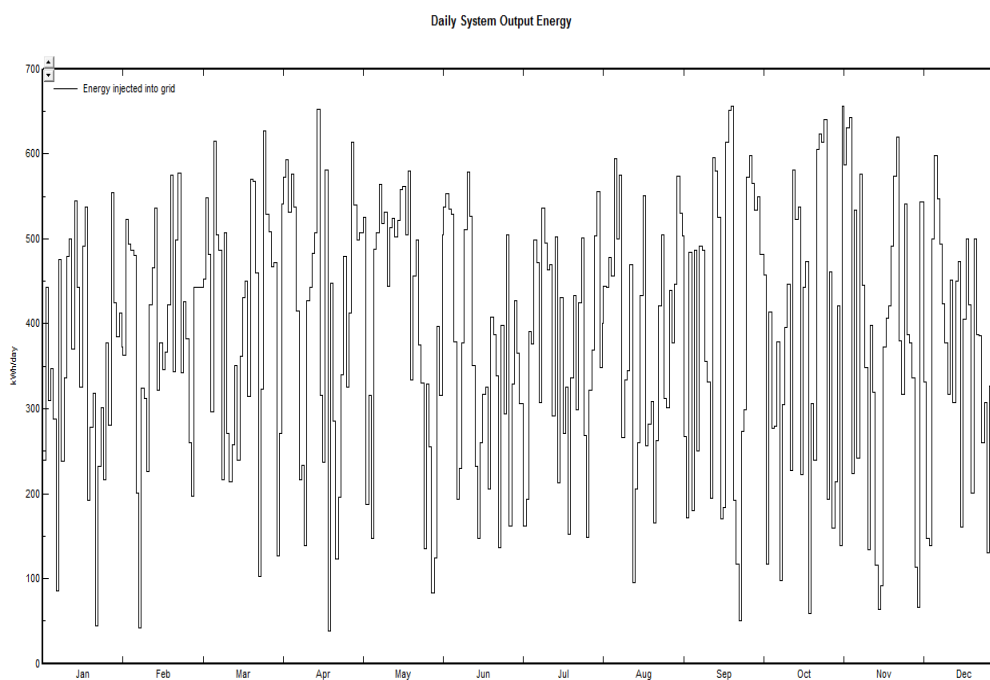


Figura 3.56: Producciones Normalizadas por Kwp instalado - Fuente: Propia



**Figura 3.57: Producción Normalizada y factores de pérdidas - Fuente: Propia**



**Figura 3.58: Energía de salida del sistema a diario - Fuente: Propia**

### Opción C – Panel Fotovoltaico LDK 280w Policristalino

Al realizar la simulación, se puede observar en la figura 3.59 que el programa nos sugiere un rango de paneles en serie y en paralelo para nuestro sistema, por lo que al comparar con el cálculo previamente hecho en la sección 6.2.4 es correcto.

Paneles Series	Paneles Paralelos
14	29

La potencia de instalación final será de 117kWp. También, se puede verificar que se trabajará dentro del rango de tensión MPP, en la gráfica en la zona derecha de la figura 3.59.

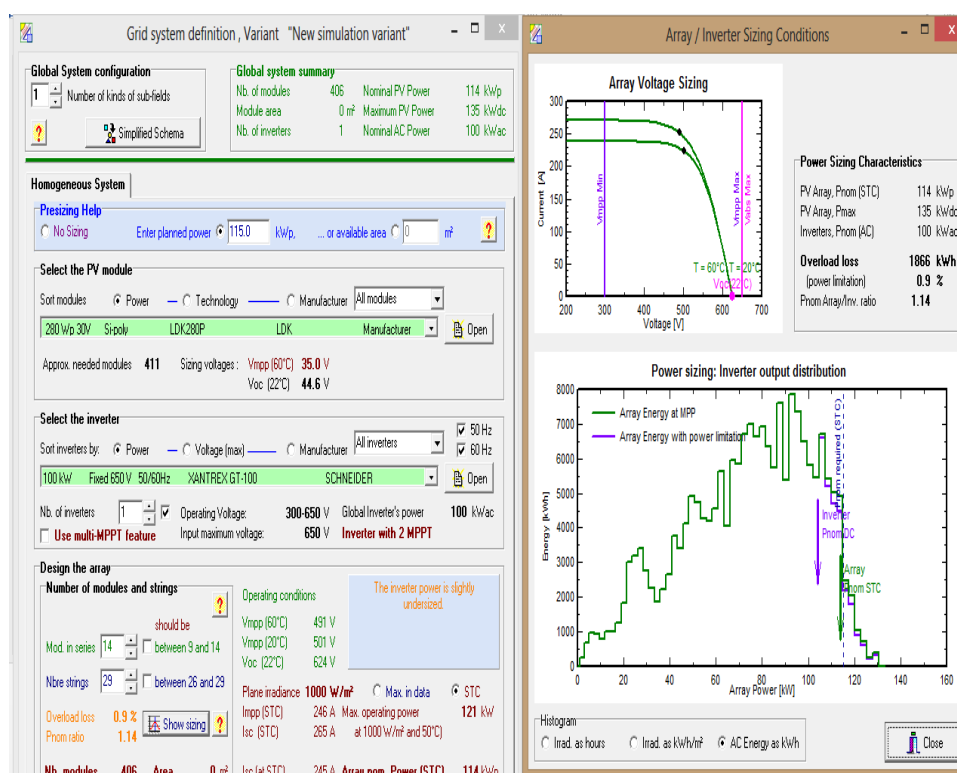


Figura 3.59: Simulación de los parámetros del panel LDK 280w - Fuente: Propia

## Balances and main results

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh
<b>January</b>	125.1	26.30	123.1	118.8	10960	10533
<b>February</b>	123.1	26.00	122.2	118.2	10896	10482
<b>March</b>	143.0	26.30	141.5	136.9	12746	12262
<b>April</b>	140.6	26.60	139.0	134.5	12460	11980
<b>May</b>	142.2	25.70	141.3	136.6	12802	12310
<b>June</b>	121.3	24.20	120.3	116.0	10947	10523
<b>July</b>	127.7	23.60	126.3	121.8	11566	11122
<b>August</b>	136.0	23.50	134.1	129.5	12273	11805
<b>September</b>	134.5	23.80	133.3	129.0	12088	11614
<b>October</b>	130.1	24.00	129.0	124.8	11662	11199
<b>November</b>	130.3	24.60	128.9	124.6	11470	11017
<b>December</b>	130.6	26.00	129.0	124.4	11489	11042
Year	1584.5	25.05	1567.9	1515.1	141359	135889

Figura 3.60: Balances y Resultados principales - Fuente: Propia

## Normalized Performance Coefficients

	<b>Yr</b> kWh/m <sup>2</sup> .day	<b>Lc</b>	<b>Ya</b> kWh/kWp/d	<b>Ls</b>	<b>Yf</b> kWh/kWp/d	<b>Lcr</b>	<b>Lsr</b>	<b>PR</b>
<b>January</b>	123.08	0.860	0.03	0.121	2.99	0.217	0.031	0.753
<b>February</b>	122.18	0.940	0.04	0.130	3.29	0.215	0.030	0.755
<b>March</b>	141.49	0.947	0.04	0.137	3.48	0.208	0.030	0.762
<b>April</b>	138.98	0.979	0.04	0.141	3.51	0.211	0.030	0.758
<b>May</b>	141.33	0.926	0.04	0.140	3.49	0.203	0.031	0.766
<b>June</b>	120.28	0.800	0.04	0.124	3.09	0.199	0.031	0.770
<b>July</b>	126.26	0.791	0.04	0.126	3.16	0.194	0.031	0.775
<b>August</b>	134.07	0.842	0.04	0.133	3.35	0.195	0.031	0.775
<b>September</b>	133.29	0.899	0.04	0.139	3.41	0.202	0.031	0.766
<b>October</b>	129.01	0.853	0.04	0.131	3.18	0.205	0.032	0.764
<b>November</b>	128.91	0.934	0.04	0.133	3.23	0.217	0.031	0.752
<b>December</b>	128.98	0.900	0.04	0.127	3.13	0.216	0.030	0.753
Year	1567.86	0.889	0.04	0.132	3.27	0.207	0.031	0.762

Figura 3.61: Coeficientes de rendimiento normalizadas - Fuente: Propia

Detailed System Losses

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	191.3	251.0	103.6	10961	427.6
February	189.8	249.0	112.3	10897	415.3
March	221.5	290.6	137.8	12746	484.2
April	216.7	284.3	141.7	12460	479.8
May	222.5	292.0	133.9	12803	492.9
June	190.6	250.0	99.2	10947	423.8
July	201.1	263.9	104.7	11566	444.1
August	213.2	279.7	120.0	12273	468.1
September	210.2	275.8	133.6	12088	473.7
October	203.2	266.6	122.5	11662	462.7
November	200.1	262.6	125.2	11470	452.8
December	200.5	263.1	111.2	11489	447.4
Year	2461.0	3228.5	1445.5	141361	5472.6

Figura 3.62: Pérdidas del Sistemas - Fuente: Propia

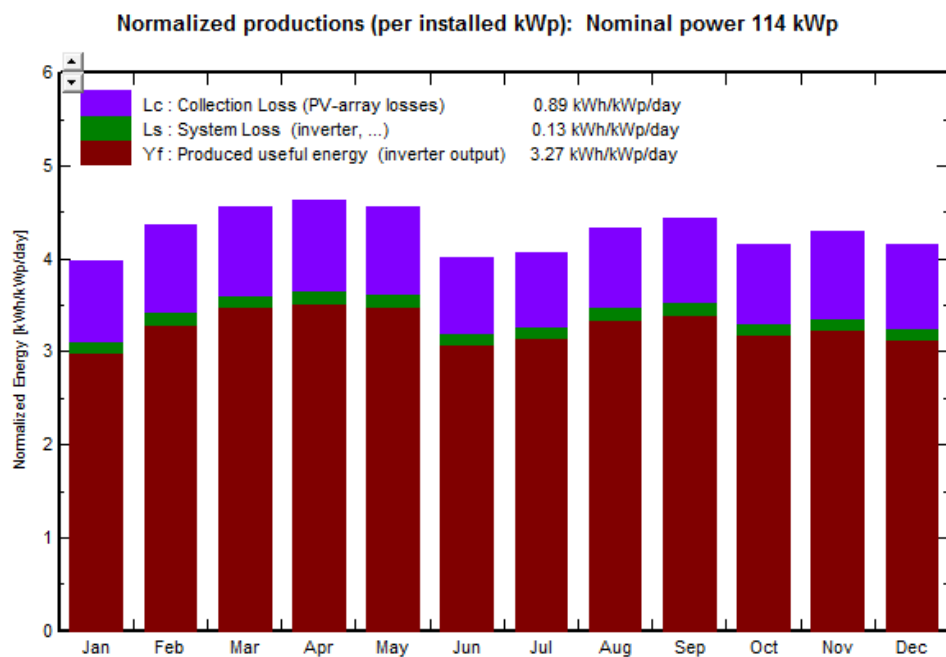
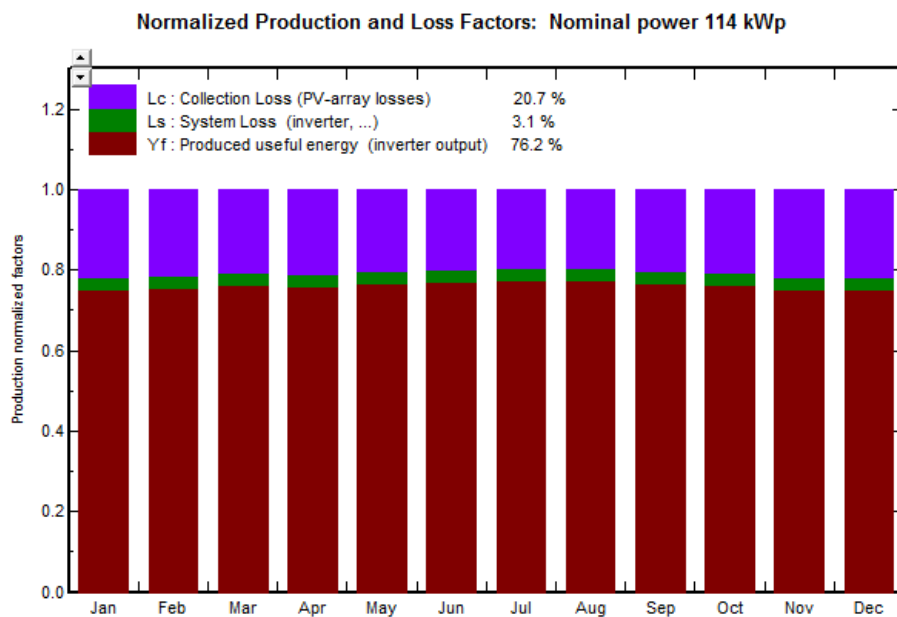
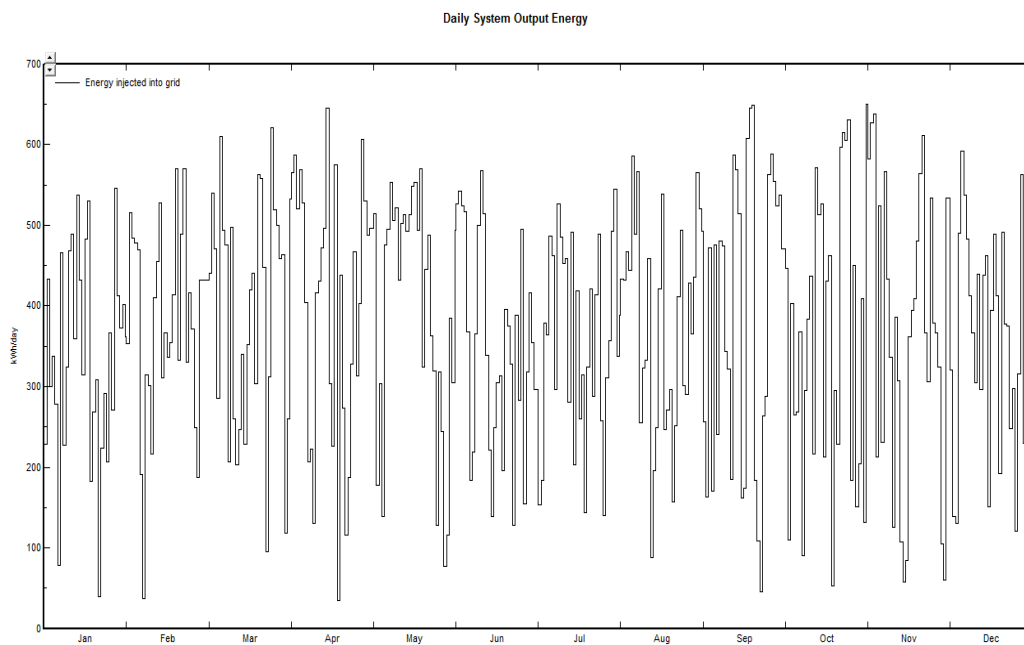


Figura 3.63: Producciones Normalizadas por Kwp instalado - Fuente: Propia



**Figura 3.64: Producción Normalizada y factores de pérdidas - Fuente: Propia**



**Figura 3.65: Energía de salida del sistema a diario -Fuente: Propia**

#### 3.6.4 Panel Elegido

El panel elegido por su eficiencia y mejor generación de potencia es el Panel Fotovoltaico LDK 270w Monocristalino como se muestra en la figura 3.53

#### 3.6.5 Inversor Elegido

El inversor elegido por su optimización y mayor producción de energía es el inversor Xantrex 100 Kw

### 3.7 DISEÑO DE LA ESTRUCTURA.

La estructura a utilizar dependerá del lugar a donde se vaya a implementar, para el presente proyecto se analizarán las dos áreas propuestas anteriormente, si se requiere una instalación fija en la tierra, estará compuesto de los siguientes elementos:

Dados de Cemento: son prismas de cemento donde se apoya la estructura que soporta los paneles. Deben ser muy pesados para que la acción de la fuerza del viento no mueva los paneles por lo que debe fijar toda la estructura.

Perfil L70x7: Es la pieza que levanta verticalmente la estructura, estos están anclados a los dados de cemento.

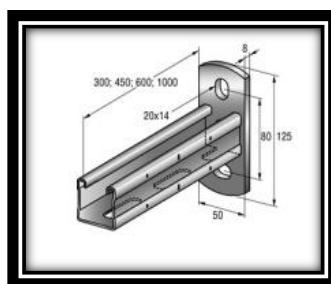
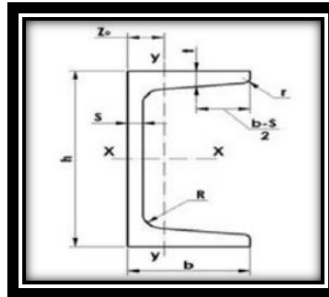


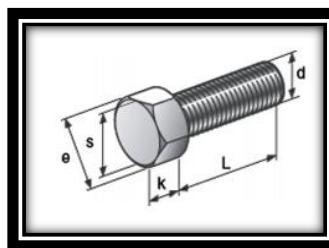
Figura 3.66: Perfil L70x7

Perfil UPN 100: Es la estructura a la que se colocan los módulos



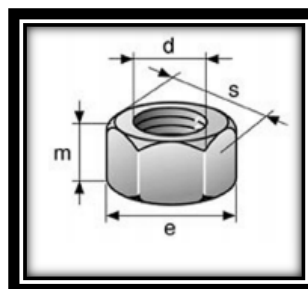
**Figura 3.67: Perfil UPN 100**

Tornillo M10x25-F: es un elemento que sirve para unir las diferentes partes de la estructura



**Figura 3.68: Tornillo M10x25F**

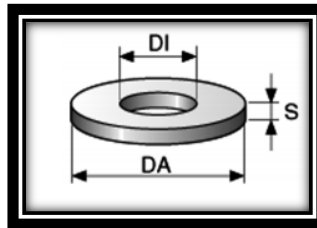
Tuerca M10 F: Es el elemento que se acopla al tornillo M10 para asegurar una correcta unión entre piezas



**Figura 3.69: Tuerca M10**

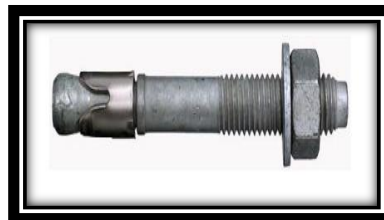


Arandela DIN 9021 M10-F: Este elemento es usado junto con la tuerca cuya función es la de prevenir la precarga cuando el tornillo es ajustado



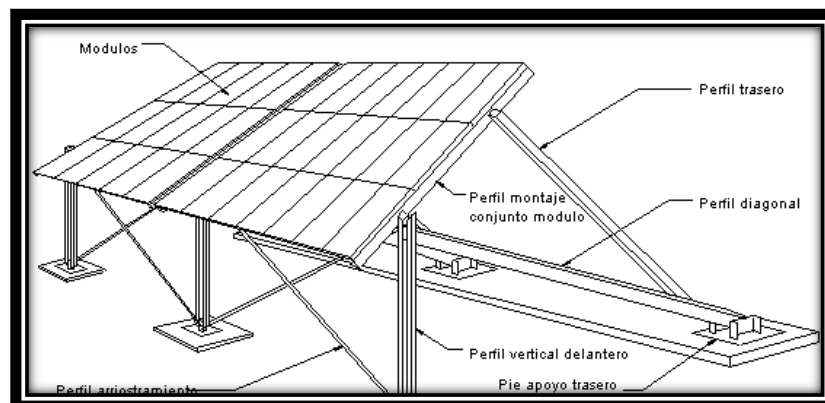
**Figura 3.70: Arandela DIN 9021 M10-F**

Perno de Unión: Tiene como función la de anclar la estructura donde se apoyan los módulos hacia los dados de cemento



**Figura 3.71: Perno de Unión**

Donde se obtendrá un diseño como se muestra a continuación en la Figura 3.72



**Figura 3.72: Vista del diseño de la estructura**

Para lograr una buena cimentación, el hormigón se debe irrigarse frecuentemente en temporadas secas, debido a que, la parte superior del hormigón seco puede ser afectado por grietas.

El hormigón debe ser del tipo H175 que tiene una resistencia de 175 kp /cm<sup>2</sup> y debe producirse según la EH-91 o equivalente (1kp=9,81N)

Las herramientas que se usarán para la fabricación de la estructura de la opción de área 1 son las siguientes.

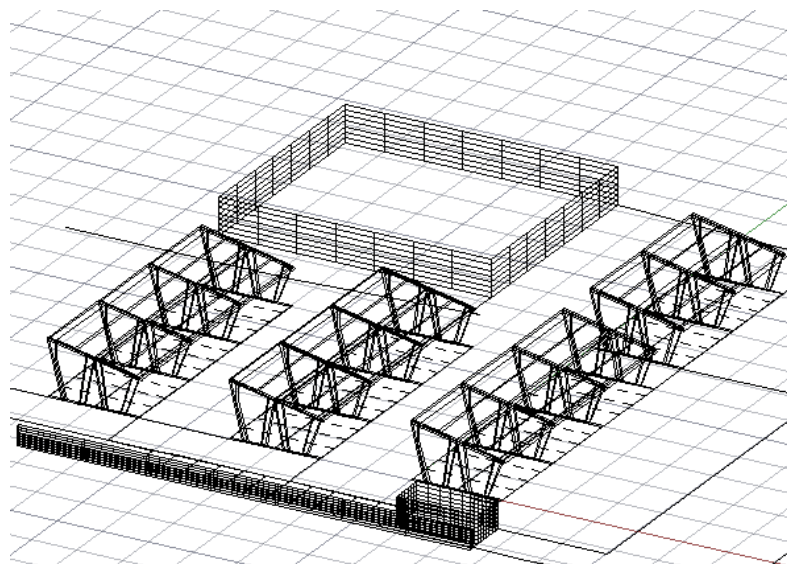
HERRAMIENTAS	FUNCIÓN
Brújula	Asegurar la orientación correcta
Cinta métrica	Medir los puntos de fijación
Martillo y Taladro de 16 mm	Taladrar los pies de apoyo
Martillo	Fijar los pernos
Tiza bolígrafo	Marcar la posición correcta del montaje
Llave de 7, 8, 10, 13, 17 ,19, 24 mm	Ensamblaje de la estructura
Lima semiredonda	Limpiar agujeros de los pernos de galvanizado excesivo
Pintura de cinc para retoques y cepillo	Retocar las zonas dañadas en el viaje
Destornilladores	Trabajo eléctrico
Cortacables	Trabajo eléctrico
Cuchillo	Trabajo eléctrico
Pelador de cables	Trabajo eléctrico
Alicate	Trabajo eléctrico
Remachadora de terminales	Trabajo eléctrico
Canaletas	Proteger los cables
Cinta aislante	Proteger los cables de fallas
Espojas	Limpiar los paneles solares

**Tabla 3.23: Herramientas para la instalación de la estructura**



**Figura 3.73 Vista de la estructura fotovoltaica [27]**

La otra opción a utilizar es del tipo estructura levantada techada, aplicado para el parqueadero de la Facultad de Electricidad, el diseño se muestra en la figura 3.74



**Figura 3.74: Diseño de la estructura techada - Fuente: Propia**

El diseño para el parqueadero tiene de ancho 2,40 mts de ancho con 4,0 mts de largo y 3,0 mts de altura mínima, donde la distancia superior de largo será de unos 10 mts donde se va a fijar el sistema en paralelo de los paneles fotovoltaicos.



**Figura 3.75: Diseño esperado de la estructura para parqueo [27]**



**Figura 3.76: Vista Real de la estructura [28]**

### 3.7.1 Cálculo de la estructura.

Se calculará el peso que ejercen los módulos fotovoltaicos sobre la estructura, para este proyecto se tienen tres áreas como se puede observar en la figura 3.8, en cada área se tiene 9 strings con 16 módulos en serie, las dimensiones de cada área son 10 m x 30 m.

$$\# \text{ Paneles} = 16 \times 9 = 144 \text{ Paneles}$$

$$\text{Peso} \left[ \frac{KN}{\text{panel}} \right] = 18.5 [KN]$$

$$\text{Area}_{\text{mesa}} m^2 = 10 \times 30 = 300 m^2$$

$$q_{\text{paneles}} = \frac{\# \text{ Paneles} * \text{Peso} \left[ \frac{KN}{\text{panel}} \right]}{\text{Area}_{\text{mesa}} m^2} \quad (3.12)$$

$$q_{\text{paneles}} = \frac{144 \text{ Paneles} * 18.5 \left[ \frac{KN}{\text{panel}} \right]}{300 m^2}$$

$$q_{\text{paneles}} = 8.88 KN$$

### 3.7.2 Equipos para realizar la conexión del cableado de la instalación fotovoltaica.

En una instalación fotovoltaica existe generación y distribución, por lo que existen varios elementos de: protección, medida, y control.

Protección: Los equipos destinados tanto para proteger al ser humano y a la inversión de la instalación de probables fallas eléctricas.

Para la protección de esta instalación fotovoltaica se dividirán en 5 secciones:

- Nivel 1
- Nivel 2
- Nivel 3
- Protección salida inversor
- Protección y Medida

#### Nivel 1 (Protección de Grupo de Paneles)

En esta sección se protegerá y concentrará cada string la cual tiene 16 módulos fotovoltaicos en serie en un string box. La corriente a potencia máxima en cada módulo es de 8.58 [A], y el voltaje a potencia máxima

en cada módulo es 31.5 [v]. Por lo que la corriente en cada string en potencia máxima será de 8.58, y el voltaje en cada string en potencia máxima será de  $16 \times 31.5 = 504$  [V]. Por lo que una opción sería el String Box de la marca ABB One String 10A 800V, sus dimensiones son (205x220x140) mm, el cual posee un circuit-breaker miniatura S802 PV-S10, un dispositivo de protección contra sobretensiones OVR PV 40 1000 P, con grados de protecciones IP65 y IP68 (Protección contra el ingreso de cuerpos sólidos y contra líquidos (Chorros de agua producidos por mangueras o el agua que pueda introducirse si se sumerge el equipo)).



Figura 3.77: String Box - ABB One String 10A 800V [43]

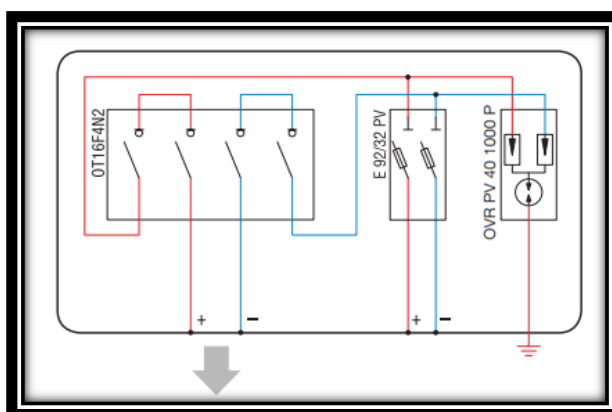
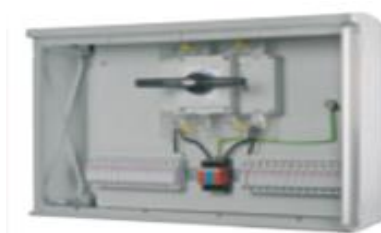


Figura 3.78: Diagrama del String Box - ABB One String 10A 800V [43]

### Nivel 2 (Protección de Grupo de Paneles)

En esta sección se protegerá y concentrará los 9 strings de cada área visibles en la figura 3.8. La corriente en cada string en potencia máxima será de 8.58 [A], el voltaje en cada string en potencia máxima será de 504 [V], y la corriente de salida será de  $8.58 \times 9 = 77.22$  [A]. Por lo que una opción sería el equipo TPDF1-75-125A-10S-CIL10-ST de marca CAHORS ESPAÑOLA S.A., el cual está diseñado para proteger eléctricamente los módulos fotovoltaicos de probables sobretensiones y sobre intensidades, viene provisto de un interruptor de corte en carga, que permitirá cortar la línea del grupo de paneles para realizar maniobras correctivas o preventivas. El dispositivo con envoltente TPD, viene con fusibles (<1000 Vdc), que protegerán los dos polos (+ y -) de probables sobre intensidades. También viene con protector de sobretensiones con descargador, por las probables sobretensiones causadas por los relámpagos y con un Interruptor de seccionamiento para 900Vdc. Su ventilación natural evita condensación interior. Grado de protección IP44 (Protección contra el contacto entre piezas móviles interiores y herramientas, y protección contra las salpicaduras de agua). Con norma IEC 62262 y IK09 (10julios) s/n EN50102.

Designación	Dimensión	Numero de Strings	In Fus [A]	In Int [A]	Prot S.T.
TPDF1-75-125A-10S-CIL10-ST	500x700x300	10	10	125	SI



**Figura 3.79: CAHORS - TPDF1-75-125A-10S-CIL10-ST [44]**

### Nivel 3 (Equipo de protección grupo inversor)

En esta sección se protegerá y concentrará las salidas de los Sting box del Nivel 2 de las tres aéreas visibles en la figura 3.8, La corriente en cada string en potencia máxima será de 77.22 [A], el voltaje en cada string en potencia máxima será de 504 [V], y la corriente de salida será de  $77.22 \times 3 = 231.66$  [A]. Por lo que una opción sería el equipo TPDF2-075-235A-4S-CIL80-ST de marca CAHORS ESPAÑOLA S.A., el cual está diseñado para proteger eléctricamente los grupos inversores de probables sobretensiones y sobre intensidades, viene provisto de un interruptor de corte de carga para poder cortar toda la instalación, para realizar maniobras de mantenimiento correctivas o preventivas. El dispositivo con envoltorio TPD, viene con fusibles (<1000 Vdc), que protegerán los dos polos (+ y -) de probables sobre intensidades, dichos fusibles pueden ser cilíndricos o tipo NH3 especiales (Soportan tensiones de trabajo próximas a los 1000 Vdc e corrientes hasta los 250A). También viene con protector de sobretensiones con descargador, por las probables sobretensiones causadas por los relámpagos. Su ventilación natural evita condensación interior y con un Interruptor de seccionamiento para 900Vdc. Grado de protección IP44 (Protección contra el contacto entre piezas móviles interiores y herramientas, y protección contra las salpicaduras de agua). Con norma IEC 62262 y IK09 (10julios) s/n EN50102.

Designación	Dimensión	Numero de Strings	In Fus [A]	In Int [A]	Prot S.T.
TPDF2-075-235A-4S-CIL80-ST	500x700x300	4	80	235	SI



**Figura 3.80: CAHORS - TPDF2-075-235A-4S-CIL80-ST [44]**



### Protección salida inversor

En esta sección se protegerá eléctricamente la línea desde la salida del inversor hasta la entrada del equipo de protección y medida. Por lo que una opción sería el equipo UNCA-165A-RA de marca CAHORS ESPAÑOLA S.A. con las siguientes especificaciones:

- Envolverte Uninter (Doble Aislamiento)
- Grado de protección IP55 (Protección contra los residuos de polvo y Protección contra chorros de agua con cualquier dirección con manguera).
- Normas IEC62262 y IK09 (10julios) s/n EN50102

Designación	Dimensiones	Conjunto Interruptor Mangnetotérmico y Relé diferencial	Interruptor diferencial rearme automático
UNCA-165A-RA	630x540x170	Para In de 165A	SI



**Figura 3.81: CAHORS - UNCA-165A-RA [44]**

### Protección y Medida

En esta sección se protegerá eléctricamente y realizar la medida de manera bidireccional, por lo que se visualizara tanto el consumo de Energía Eléctrica de la red y medir la Energía Eléctrica vertida en la red. En nuestro país no existen aún disposiciones sobre este tipo de equipo, por lo que la compañía eléctrica debe regular estos equipos.

### 3.8 CABLEADO.

El sistema fotovoltaico en estudio estará dividido en varios tramos de conexión de los módulos y se conectarán por secciones en estructuras llamadas niveles donde reposarán las cargas generadas para llevarlas al inversor y así suplir la carga esperada.

Para los tramos de corriente continua se utilizarán conductores de tipo 0,6/1Kv de cobre con resistencia de impacto según la norma IEC 60811-506. El tipo de instalación será de conductores aislados en tubos o canales para montaje superficial

El cable será de la marca General Cable del tipo Exzhellent Solar ZZ-F (PV1) o similares, los mismos que son diseñados para resistir condiciones ambientales que se puedan presentar en las instalaciones fotovoltaicas, ya sea para instalaciones fijas, móviles o sobre tejado.

No es recomendado para instalaciones subterráneas, ya sea que se lo entierre de forma directa o con el uso de tubos.

Las siglas FF-Z es por el uso con que se va a operar el conductor, Conductor (F): es de cobre estañado de clase 5 para servicio móvil; Aislamiento y Cubierta (Z): con propiedades elastómero termoestable libre de halógenos.

Este conductor será usado para el caso que los conductores no se basen en un diseño para un sistema subterráneo, si se requiere enterrar el conductor se usará un conductor del tipo 0,6/1Kv con aislamiento PVC.

Código General Cable	Sección mm <sup>2</sup>	Color de cubierta	Diámetro exterior mm	Peso kg/km	Radio mín. de curvatura mm	resist. max. del conductor a 20°C Ω/km	Intensidad al aire (I) A	Caida de tensión en DC V/A.km
1614106	1x1,5	■ ■	4,3	35	18	13,7	30	38,17
1614107	1x2,5	■ ■	5,0	50	20	8,21	41	22,87
1619108/1614108	1x4	■ ■	5,8	62	23	5,09	55	14,18
1619109/1614109	1x6	■ ■	6,6	85	26	3,39	70	9,445
1619110/1614110	1x10	■ ■	8,0	135	32	1,95	96	5,433
1614111	1x16	■ ■	8,8	200	35	1,24	132	3,455
1614112	1x25	■ ■	10,5	295	42	0,795	176	2,215
1614113	1x35	■ ■	11,8	395	47	0,545	218	1,574

**Figura 3.82: Características Físicas y eléctricas del cable [45]**

La instalación y puesta en obra del cableado del sistema deberá cumplir lo indicado en las normas TÜV 2 Pfg 1169/08.2007 Y UTE C 32-502

El trazado de las canalizaciones se diseñará siguiendo una serie de líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas del panel fotovoltaico.

Las canalizaciones con conductividad eléctrica deberán conectarse a la red de tierra, así su continuidad eléctrica quedará continuamente asegurada.

Las canaletas a usar son marca UNEX modelo 66U23X aislante con tapa accesible de PVC M1, elegido por su buena característica de soporte térmico:

- No es necesario una puesta a Tierra
- Tiene protección de contacto directos o indirectos
- El corte de la bandeja no tienen aristas que pueden afectar el aislamiento de los conductores
- Evita corrientes de fuga, arcos eléctricos y cortocircuitos con las canaletas



**Figura 3.83: Canaletas para instalación fotovoltaica [46]**

Para el cálculo de la sección en los tramos del cableado de C.C. se usará la expresión:

$$s = \frac{2 * L * I_{cc}}{u * C} \quad (3.13)$$

Donde tenemos que:

- S= selección del conductor ( $mm^2$ )
- L=longitud del conductor (m)
- $I_{cc}$ = corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles
- U= caída de tensión (V) que podrán tener los conductores como valor máximo. Según el Pliego de condiciones Técnicas del IDEA, la máxima caída de tensión permitida en conductores de corriente continua es de 1,5%
- C= Conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es  $56 (m/\Omega * mm^2)$

Dado que se trabajarán para las dos opciones para el área en estudio, se procederá a calcular el cableado y la dimensión del conductor a usar

Para las opciones de área a realizar el estudio para la inyección de energía al edificio de la FIEC, se deberá utilizar conductores para corriente continua, corriente alterna y postes de distribución para llegar al panel del edificio.

Para las áreas de instalación, los tramos donde ya se produce la conversión de potencia continua a potencia alterna, el último tramo, la instalación del cableado será diferente, en éste tramo los conductores de 0,6/1Kv se los diseñaran para un sistema subterráneo, es decir los cables enterrados, estarán constituidos de cobre con aislamiento PVC y el diseño se basará en la norma ITC-BT-07 para redes subterráneas para distribución en baja tensión. [33]



SECCIÓN NOMINAL mm <sup>2</sup>	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Figura 3.84: Tabla de Intensidad máxima admisible, en Amperios [33]

### 3.7.3 Tramos de Cableado.

Se analizará el trazado según las dos áreas definidas en el punto 3, definiendo la opción A como el área a unos 150 m frente al edificio 15 A, y la opción B como el área ubicada en el parqueadero de la Facultad Eléctrica. Como se muestra en el anexo de Diagramas

#### Para los módulos solares hasta la caja de conexión en grupo

Para la opción de área A los módulos solares estarán conectados en una caja de conexión de grupo, comprenderá entre la salida de cada uno de los ramales del generador conectados en serie y una caja de conexión donde llegaran las salidas de 27 ramales de módulos conectados en serie.

En la caja de conexión de grupo estarán los elementos de protecciones del cableado de interconexión de grupo formado por los 27 ramales, a las cajas llegarán un total de 54 conductores; correspondientes a 27 conductores positivos y 27 conductores negativos.

- L es la longitud del conductor en metros, se tomará la longitud del cable del módulo más alejado hasta su caja de conexión, aproximadamente 20 m
- La  $I_{cc}$  es la corriente máxima que va a circular por los conductores. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman. 8,58 A
- u es la caída de tensión (V). En este tramo existirá una tensión igual a la tensión del punto de máxima potencia de cada panel  $V=31,5V$ , por el número de paneles en serie que forma cada ramal, 16 paneles, y se deberá multiplicar por el 1,5% de la tensión máxima permitida, entonces la tensión en este tramo es de  $31,5 \cdot 16 \text{ paneles} = 504 \text{ V}$

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$s = \frac{2 * 20 * 8,58}{0,015 * 504 * 56}$$

$$s = 0,81 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada de la Figura 3.85 es de  $1,5 \text{ mm}^2$

Esta sección del conductor de los paneles será tanto como para la opción A y para la opción B del área en estudio.

Para los tramos de corriente continua para tipo de conductores 0,6/1Kv de cobre en PVC. El tipo de instalación estará definido por la norma ITC-BT-19. [32]

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos <sup>1)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos <sup>1)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared <sup>1)</sup>				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre <sup>2)</sup> . Distancia a la pared no inferior a 0,1D <sup>3)</sup>					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo <sup>4)</sup> . Distancia a la pared no inferior a D <sup>3)</sup>					3x PVC				3x XLPE o EPR <sup>5)</sup>		
G		Cables unipolares separados mínimo D <sup>3)</sup>								3x PVC <sup>5)</sup>		3x XLPE o EPR	
		mm <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	46	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	85	95	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	453
		150				236	250	278	310	338	363	404	525
		185				268	277	317	354	386	415	464	601
		240				315	350	374	439	455	490	552	711
		300				360	404	423	484	524	565	640	821

**Figura 3.85: Tabla de número de conductores con carga y naturaleza de aislamiento. Intensidades admisibles (A) al aire 40 °C [32]**

Correspondiente a la Figura 3.85 de la norma ITC-BT-19 [32], la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1Kv de 1,5 mm<sup>2</sup>, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos empotrados en obra es de 15 A.

A esto se debe aplicar el coeficiente de reducción de 0,91 producido por las temperaturas máximas, ya que se pueden tener temperaturas de 45 °C diferentes a los 40 °C, que tiene como base la tabla de reglamento, por lo tanto la capacidad del conductor de los paneles se reduciría.

$I_{admisible} = 15 A * 0,91 = 13,65 A$ , valor superior a la corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 8,58 A, por lo tanto el conductor de 1,5mm<sup>2</sup> es válido

### **Para la caja de conexión en grupo hasta la caja de conexión del generador fotovoltaico.**

La caja de conexión grupal llevará la potencia continua donde se unen los 27 ramales ya mencionados hasta la caja de conexión del generador fotovoltaico donde se unen los conductores de las 27 cajas de conexión en grupo.

A esta caja de conexión llegan dos conductores de cada caja de grupo, uno negativo y uno positivo, en total 54 conductores hacia la caja del generador y salen dos conductores hacia el inversor. En esta caja de conexión se encuentran los elementos necesarios para la protección del generador fotovoltaico por completo.

Los parámetros de la opción A para el cálculo de la sección mínima de los conductores de estos tramos serán:

- La longitud L del conductor en metros se tomará entre la caja de conexión en grupo más alejada y la caja de conexión del generador fotovoltaico, 20 m
- La corriente máxima que va a circular por los conductores es la de cortocircuito de todos los paneles. Cada ramal va suministrar una corriente máxima igual a 8,58 A, pero en este tramo se unen los 27 tramos por lo tanto va a circular una corriente máxima por los conductores que será de  $8,58 * 27$  ramales = 231,66 A
- La caída de tensión  $\mu$  que como máximo tendrán los inversores, según el pliego de condiciones técnicas del IDAE, la máxima caída permitida en conductores de corriente continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión total de la suma de tensiones de los paneles en serie:  $31,5 \text{ V} * 16$  paneles = 504 V
- La conductividad del elemento que forma el conductor es  $56 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2$

$$s = \frac{2 * 20 * 231,66}{0,015 * 504 * 56}$$



$$s = 21,887 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada superior a la calculada es de  $25 \text{ mm}^2$ , pero como esta sección nos brinda una corriente de 50 A, la cual no permite una corriente de 84 A, la que se opta por seleccionar el conductor de  $150 \text{ mm}^2$

Se elige una sección normalizada de  $150 \text{ mm}^2$ , la cual nos permite una corriente de 270 A

A esto se debe aplicar el coeficiente de reducción de 0,91 producido por las temperaturas máximas, ya que se pueden tener temperaturas de 45 °C diferentes a los 40 °C, que tiene como base la tabla de reglamento, por lo tanto la capacidad del conductor de los paneles se reducirá.

$I_{admissible} = 270 \text{ A} * 0,91 = 245,7 \text{ A}$ , valor superior a la corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 231 A, por lo tanto el conductor de  $150 \text{ mm}^2$  es válido para la opción A, pero para la selección del fusible no es válido como se muestra en el cálculo del fusible en la sección de protecciones, por lo tanto se elegirá una sección superior  $185 \text{ mm}^2$  con soporta una corriente de 295 A y su  $I_{admissible} = 300 \text{ A} * 0,91 = 273 \text{ A}$

En la opción B el sistema concentrador del nivel 1, estará dividido en tres secciones de strings de 9 ramales, los 9 ramales van conectados a un nivel 2 que se ubicaran en el extremo de la estructura tipo techo del parqueadero y desde ese lugar se va a conectar a un nivel 3

Los parámetros de la opción B para el cálculo de la sección mínima de los conductores de estos tramos serán:

- La longitud L del conductor en metros se tomará entre la caja de conexión en grupo más alejada y la caja de conexión del generador fotovoltaico, 30 m

- La corriente máxima que va a circular por los conductores es la de cortocircuito de todos los paneles (A). Cada ramal va suministrar una corriente máxima igual a 8,58 A, pero en este tramo se unen los 9 tramos por lo tanto va a circular una corriente máxima por los conductores que será de  $8,58 * 9 \text{ ramales} = 77,22 \text{ A}$
- La caída de tensión  $\mu$  que como máximo tendrán los inversores, según el pliego de condiciones técnicas del IDAE, la máxima caída permitida en conductores de corriente continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión total de la suma de tensiones de los paneles en serie:  $31,5 \text{ V} * 16 \text{ paneles} = 504 \text{ V}$
- La conductividad del elemento que forma el conductor es  $56 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2$

$$s = \frac{2 * 30 * 77,22}{0,015 * 504 * 56}$$

$$s = 10,944 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de  $35 \text{ mm}^2$ , esta sección nos brinda una corriente de 104 A, se elige una sección normalizada de  $35 \text{ mm}^2$

A esto se debe aplicar el coeficiente de reducción de 0,91 producido por las temperaturas máximas, ya que se pueden tener temperaturas de 45 °C diferentes a los 40 °C, que tiene como base la tabla de reglamento, por lo tanto la capacidad del conductor de los paneles se reduciría.

$I_{admissible} = 104 \text{ A} * 0,91 = 94,64 \text{ A}$ , valor superior a la corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 77,22 A, por lo tanto el conductor de  $35 \text{ mm}^2$  es válido para la opción B de área de instalación

**Para la caja de conexión del generador fotovoltaico hasta el inversor.**

Dado que hay un solo módulo el conductor a usar será el de  $185 \text{ mm}^2$ , ya que la caja anterior es solo para protección según la figura 3.85.

**Para el tramo del inversor hasta la red de baja tensión.**

Comprenderá desde la salida trifásica del inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión del tablero de distribución del edificio, llevando la potencia continua transformada en potencia alterna.

El circuito de corriente alterna será diferente a los tramos calculados anteriormente.

Los parámetros de la opción A para el cálculo de la sección mínima de los conductores serán:

- La longitud del conductor en metros se tomará como un conductor que va desde la caseta del inversor hasta la conexión a la red, que será de 110 m
- La potencia máxima que transporta el cable. Será la potencia alterna máxima que puede entregar la salida del inversor y será de 100 Kw
- U es la tensión de línea de la red (V). A la salida del inversor la tensión esta especificada a 208 V
- u es la caída de tensión (V), según el CONELEC, la caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 5%. A la salida del inversor existe una tensión alterna de 208 V, por lo tanto la caída de tensión máxima admisible en este tramo será de  $u = 0,05 * 208 = 10,4V$
- c es la conductividad del cobre que es  $56 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2$

El cableado del último tramo se realizará con conductores de cobre y dependerá de la opción del área donde se vaya a instalar el sistema, para la opción A, usaremos un conductor de  $152 \text{ mm}^2$  THHN hasta llegar al tablero principal la cual soporta una corriente de 290 A según la figura 3.86 del NEC

Tamaño nominal	Temperatura nominal del conductor (véase Tabla 310-13)						Tamaño nominal
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
mm 2							AWGkcmil
	TW* TWD* CCE TWD- UV	RHW*, HHW*, THW*, THW-LS, THWN*, XHHW*, TT	RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THHW-LS, THW-2*, XHHW*, XHHW-2	UF*	RHW*, XHHW*, BM-AL	RHW-2, XHHW*, XHHW-2, DRS	
	Cobre			Aluminio			
0,8235			14				18
1,307			18				16
2,082	20*	20*	25*	-----	-----	-----	14
3,307	25*	25*	30*	-	-	-	12
5,26	30	35*	40*				10
8,367	40	50	55				8
13,3	55	65	75	40	50	60	6
21,15	70	85	95	55	65	75	4
26,67	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,41	110	130	150	85	100	115	1
53,48	125	150	170	100	120	135	1/0
67,43	145	175	195	115	135	150	2/0
85,01	165	200	225	130	155	175	3/0
107,2	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	190	230	255	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	355	420	475	285	340	385	600
354,89	385	460	520	310	375	420	700
380,03	400	475	535	320	385	435	750
405,37	410	490	555	330	395	450	800
456,04	435	520	585	355	425	480	900
506,71	455	545	615	375	445	500	1000
633,39	495	590	665	405	485	545	1250
760,07	520	625	705	435	520	585	1500
886,74	545	650	735	455	545	615	1750
1013,42	560	665	750	470	560	630	2000

**Figura 3.86: Tabla del NEC de capacidad de conducción de corriente permisible en conductores para 0 a 2000 V [31]**

Para la opción B el cableado será llevado por 7 postes y luego ira de forma subterránea con conductores de cobre aislados en PVC enterrado bajo tubo usando la norma ITC de la figura 3.45, al referirnos de un tramo de corriente alterna, la mínima sección que deben tener los conductores será:

$$s = \frac{L * P}{C * u * U} \quad (3.14)$$

$$s = \frac{110 * 100000}{56 * 10,4 * 208} = 90,80 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior es de 95 mm<sup>2</sup>

La corriente que circulará desde el inversor a la red de BT. Vendrá dado por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es 100 KW y la tensión a la cual se realiza al conexión es de 208 V, teniendo en cuenta el pliego de condiciones técnicas del IDAE, el factor de potencia que proporcionan los sistemas fotovoltaicos debe ser igual a la unidad, entonces:

$$I = \frac{p}{\sqrt{3} * U_l * \cos\Phi} \quad (3.15)$$

$$I = \frac{100000}{\sqrt{3} * 208 * 1} = 277,57 A$$

Ahora bien, el valor de corriente máxima admisible por tetra polares tipo 0,6/1kV de sección 95 mm<sup>2</sup>enterrado con aislamiento en PVC según muestra la Figura 3.85 perteneciente a la norma ITC-BT-07 es de 265 A, pero no soporta esa intensidad de corriente por lo que se elige una sección de 120 mm<sup>2</sup> que soporta una corriente de 310 A, pero a este valor debe aplicársele una serie de coeficientes de reducción debido a que las condiciones a las que puede encontrarse no son iguales a las que se basan las tablas anteriores. [33]

Al estar enterrado bajo tubo, la capacidad de transporte de los conductores baja al no poder evacuar bien el calor provocado por el paso de la corriente a través de ellos, por dicho motivo , se debe aplicar un factor de reducción sobre el valor de la corriente admisible por el conductor de 0,8.

El factor de temperatura del terreno hay que tenerla en cuenta si es diferente de 25 °C según la tabla siguiente extraída de la norma ITC-BT-07:

Temperatura de Servicio (°C)	Temperatura de Terreno(°C)								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67

Tabla 3.24: Factor de corrección F, para temperatura de terreno distinto a 25 °C [33]

Al tener aislamiento PVC, la temperatura de servicio es de 70 °C, si se considera que la temperatura del terreno será aproximadamente de 30 °C, el coeficiente que se aplicara a la corriente admisible por el conductor será, 0,94.

La profundidad a la que se entierren los conductores también supone una disminución en la capacidad de transporte de los mismos, dicho coeficiente se puede obtener de la tabla siguiente extraída de la norma ITC-BT-07:

Profundidad de Instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,9	1	1,2
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,98	0,97	0,95

**Tabla 3.25: factores de corrección para diferentes profundidades de instalación [33]**

Considerando la instalación 0,5 m, el coeficiente a aplicar sobre la intensidad admisible por el conductor sería 1,02

Por lo tanto, la intensidad máxima admisible por el conductor de 120  $mm^2$  bajo las condiciones antes mencionadas, será:  $I_{admisible} = 310 A * 0,8 * 1,02 * 0,94 = 237,78 A$ , se obtuvo una corriente superior a la que pasa por el tramo, por lo tanto el conductor tipo 0,6/1Kv con sección 120  $mm^2$  con aislamiento PVC no será válido para el tramo en estudio así que se sube a una dimensión superior a 150  $mm^2$  con corriente de 370 A, por lo tanto  $I_{admisible} = 370 A * 0,8 * 1,02 * 0,94 = 283,805 A$  y es válido

### 3.9 CONFIGURACIÓN DE TIERRA FLOTANTE (PUESTA A TIERRA).

El diseño del sistema fotovoltaico estará conectado a una tierra independiente a la del neutro de la empresa distribuidora. Por lo tanto, debe existir una separación galvánica entre cualquier red de distribución en baja tensión y la generación fotovoltaica.

El sistema de puesta a tierra constará de tres circuitos:

Se deberá conectar a los pararrayos o sistemas de inhibición para protección del campo fotovoltaico, a través de conductor desnudo de cobre de  $10 \text{ mm}^2$

La tierra a la que deberá conectarse cada elemento del sistema fotovoltaico será a través de conductores de protección de cobre aislado de sección  $10 \text{ mm}^2$ , que se llevan desde cada generador fotovoltaico hasta donde estará ubicado el inversor

La tierra donde se conectará el inversor (para fugas de corriente en la carcasa y descargas de los varistores) donde será esencial para descargas de protecciones de c.c y a.c.

Los bornes de cada puesta a tierra, que nos ayudan a las medidas de puesta a tierra del sistema, así como la desconexión del mismo, se deberán situar en un cuarto de tierras en el interior o junto al cuarto donde se instalarán los inversores.

Los sistemas a tierra deberán ser construidos con una resistencia de tierra menor a 1 ohmio debido a que existirán elementos electrónicos muy sensibles como en el caso del inversor, que presenta componentes muy sensibles a los cambios de voltajes y corrientes.

El método para obtener un buen terreno será aplicar el método de Wenner que nos dará los valores de resistividad del terreno y así poder obtener la información de las condiciones del terreno usando y comparando valores estándar de análisis ya estudiados en los distintos terrenos.

### 3.10 ELECCIÓN DE PROTECCIONES

Es necesaria la protección de los posibles malfuncionamientos y sobre intensidades que se producen en los ramales del sistema fotovoltaico, para esta protección será necesaria la utilidad de alguno de los siguientes elementos:

1. Diodos de Bloqueo
2. Interruptores magneto térmicos
3. Fusibles

Se elegirá un elemento de estas tres opciones teniendo en cuenta las características de cada una, donde se tiene que:

Los Diodos de Bloqueo evitan que la corriente generada por un ramal se transfiera a otro ramal. El uso de este tipo de protección suele causar problemas, fundamentalmente, por la alta tasa de averías y por pérdidas de energía que ocasionan en el sistema. Suele usarse más para un sistema con baterías.

Los fusibles se deberán escoger de manera que quede garantizada la máxima protección de la intensidad que sea soportado por los elementos de la instalación

Los interruptores Magneto térmicos se emplean para la protección frente a posibles sobre intensidades

Al igual que el cableado, el cálculo de protecciones se realizara por tramos de forma independiente, diferenciando los tramos de corriente continua y corriente alterna teniendo en cuenta el valor de corriente admisible por los conductores

Para corriente continua los fusibles e interruptores son diferentes a los de corriente alterna, pero su cálculo es similar, según norma ITC-BT-22 del reglamento electrotécnico de baja tensión, un dispositivo protege contra sobrecargas si se cumple las siguientes condiciones: [34]

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z$$



- $I_B$  es la corriente de empleo o de utilización
- $I_N$  es la corriente nominal del dispositivo de protección
- $I_Z$  es la corriente máxima admisible por el elemento a proteger
- $I_2$  es la corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección

Para la protección por magneto térmico normalizado siempre se cumple la condición  $I_2 \leq 1,45 * I_Z$  por lo que deben verificarse las condiciones de la norma ITC-BT-22.

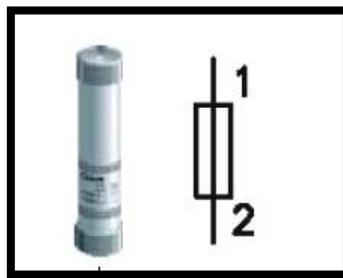
#### 3.7.4 Protección de equipos de corriente continua.

Las fallas de corrientes son más frecuentes con redes en corriente continua que en corriente alterna. En la corriente alterna existe un paso natural de la corriente por el cero en cada semiperiodo, al cual corresponde un apagado espontáneo del arco que se forma cuando se abre el circuito.

Para la corriente continua para extinguir el arco es preciso que la corriente disminuya hasta que sea cero. Es necesario que la interrupción se realice gradualmente, sin bruscas anulaciones de la corriente que producirán sobretensiones

#### **Protección de los módulos solares hasta la caja de conexión en grupo.**

En este tramo estará protegido contra sobretensiones mediante fusibles para cada uno de los ramales del generador que provoquen apertura del circuito en caso de producir una corriente superior a la admisible por los equipos o por conductores de la instalación. Cada ramal estará diseñado con dos fusibles de protección, para la polaridad negativa y la otra para la polaridad positiva.



**Figura 3.87: Fusible para corriente continua y respectivo símbolo normalizado [47]**

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de  $1,5 \text{ mm}^2$  por lo tanto los parámetros a utilizar el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = I_{mpp \text{ módulo}} = 8,58 \text{ A}$$

$$I_Z = I_{MAX \text{ admisible}} = 13,65 \text{ A}$$

Por lo tanto, debe cumplirse la condición anterior, y se obtiene la corriente nominal del fusible:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$8,58 \text{ A} \leq I_N \leq 13,65 \text{ A}$$

$$I_N = 10 \text{ A}$$

A continuación se calcula la corriente convencional de fusión del fusible de 10 A comprobando si la dimensión del fusible es la correcta, por lo contrario debe acercarse un valor mayor que cumpla  $I_2 = 1,45 * I_Z$

En la protección por fusible tipo gG, se cumple que el  $I_2 = 1,6 * I_N$  por lo que deben usarse las dos condiciones de la norma:

$$I_2 = 1,6 * 10$$

$$I_2 = 16 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z$$

$$16 \leq 1,45 * 13,65 A$$

$$16 \leq 19,8 A$$

Por lo tanto se usarán fusibles de 10 amperios para cada ramal de paneles conectados en serie.

### **Caja de conexión de grupo hasta la caja de conexión de nivel 2.**

En este tramo va a pasar la corriente de los 9 ramales dando una corriente de  $I = 9 * 8,58 = 77,22 A$ , entonces la selección del fusible para este bloque se calcula:

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de  $35 mm^2$  por lo tanto los parámetros a utilizar el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = I_{mpp \text{ módulo}} = 77,22 A$$

$$I_Z = I_{MAX \text{ admisible}} = 94,64 A$$

Por lo tanto, debe cumplirse la condición anterior, y se obtiene la corriente nominal del fusible:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$77,22 A \leq I_N \leq 94,64 A$$

$$I_N = 80 A$$

A continuación se calcula la corriente convencional de fusión del fusible de 80 A comprobando si la dimensión del fusible es la correcta, por lo contrario debe acercarse un valor mayor que cumpla  $I_2 = 1,45 * I_Z$

En la protección por fusible tipo gG, se cumple que el  $I_2 = 1,6 * I_N$  por lo que deben usarse las dos condiciones de la norma [11]:

$$I_2 = 1,6 * 80$$

$$I_2 = 128 A$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z$$

$$128 A \leq 1,45 * 94,64 A$$

$$128 A \leq 137,228 A$$

Por lo tanto se usarán fusibles de 80 amperios para cada ramal de paneles conectados en serie.

Caja de conexión de nivel 2 a caja de conexión de nivel 3 (conexión de generador fotovoltaico).

Este tramo será protegido por tres elementos importantes:

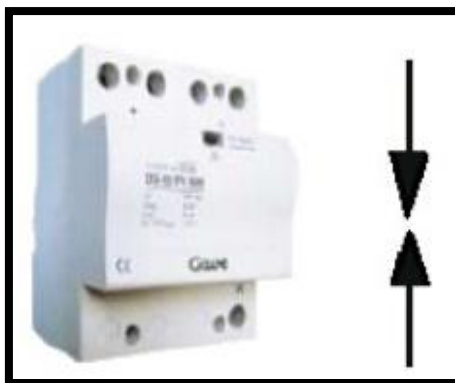
Descargador: las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por tener una área extensa de instalación por los que son expuestas a descargas atmosféricas y sobretensiones transitorias lo que produce una reducción en la vida útil y el rendimiento del sistema, por lo tanto el uso de las protecciones para sobretensiones garantiza la optimización del rendimiento del sistema instalado y en consecuencia se muestra como una decisión altamente rentable.

Los protectores de tensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que suelen transmitirse en los conductores de la instalación eléctrica

Las protecciones contra sobretensiones para protección atmosférica pueden ser de dos tipos:

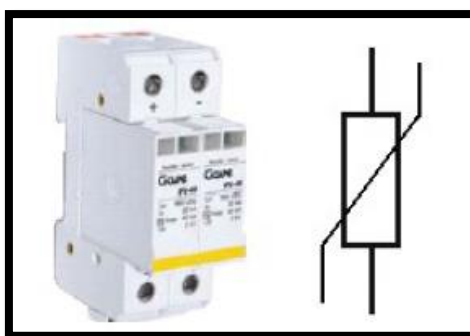
CLASE 1: están destinados a instalarse a los extremos de las líneas exteriores de una instalación fotovoltaica para protegerla contra

impactos directos de los rayos. Este tipo de protección no será necesario en nuestra instalación ya que no ocupa mucho espacio y tiene una zona de bajo riesgo de impacto directo causada por rayos.



**Figura 3.88: Protección contra sobretensión de CLASE 1 y su símbolo normalizado [29]**

CLASE 2: Estas protecciones son destinadas para la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra sobretensiones transitorias causadas por descargas atmosféricas indirectas que se producen a una distancia de la instalación fotovoltaica e inducen una sobretensión



**Figura 3.89: Protección contra sobretensión de CLASE 2 y su simbología normalizada [29]**

Para la elección de la protección contra sobretensiones a utilizar en la instalación, se tendrá en cuenta la tensión máxima de funcionamiento que puede producirse en el sistema fotovoltaico para escoger un

descargador que soporte dicha tensión, se produce una tensión igual a 504 V, por tanto se elegirá un descargador nivel 2 con una tensión de régimen permanente superior a este valor.

Se ha elegido el descargador SOLARTEC PST45PV de tensión de régimen permanente máxima 550 VDC.

Interruptor y Seccionador: los interruptores de corriente continua que se deben instalar para este tramo, tendrán la función de aislar zonas del generador para labores de mantenimiento de los módulos solares como limpieza o reparación de incidencias.

Se colocaran 3 seccionadores, uno para cada subgrupo del generador fotovoltaico y al abrirlos proporcionará un aislamiento eficaz de los strings correspondientes a cada subgrupo.

Para la elección de los interruptores- seccionadores se tendrá en cuenta solo dos parámetros: la tensión de servicio en línea y la corriente que debe ser capaz de interrumpir al abrirse. Para esta instalación vendrán dados por la corriente de cortocircuito que puedan producirse en cada panel por el número de ramales que conecta el interruptor-seccionador y la tensión máxima de servicio será la tensión máxima que posee la instalación

$$I_{SC} = 9 * 8,58 = 77,22 A$$

$$I_{SC} = 3 * 77,22 A = 231,66 A$$

Fusible: en cada línea de este tramo de corriente continua donde se conectan los 3 subgrupos de 77,22 amperios, igual que el tramo anterior, se deben colocar dos fusibles para cada polaridad.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 185  $mm^2$  por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionamiento de los fusibles deberán ser:

$$I_B = 3 * 77,22 A = 231.66 A$$

$$I_Z = 273 A$$

Por lo tanto, debe cumplirse la condición anterior, y se obtiene la corriente nominal del fusible:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$231,66A \leq I_N \leq 273 A$$

$$I_N = 235A$$

A continuación se calcula la corriente convencional de fusión del fusible de 233 A comprobando si la dimensión del fusible es la correcta, por lo contrario debe acercarse un valor mayor que cumpla  $I_2 = 1,45 * I_Z$

En la protección por fusible tipo gG, se cumple que el  $I_2 = 1,6 * I_N$  por lo que deben usarse las dos condiciones de la norma:

$$I_2 = 1,6 * 235$$

$$I_2 = 376 A$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z$$

$$376 A \leq 1,45 * 273 A$$

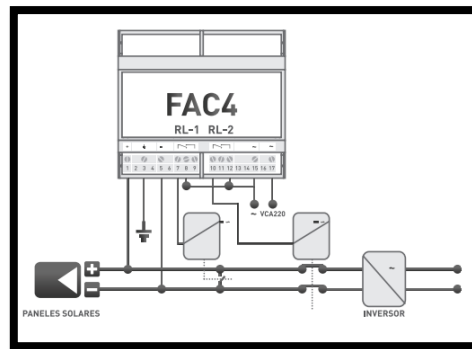
$$376 A \leq 395,8 A$$

Por lo tanto se usarán fusibles de 80 amperios para cada ramal de paneles conectados en serie.

### Caja de conexión de generador de nivel 3 hasta el inversor.

En este último tramo de corriente continua solo se instalarán dos conductores de polaridad positiva y negativa, y otros equipos de protección.

- a) Controlador permanente de aislamiento: Son protecciones que se utilizan en circuitos de corriente continua capaces de detectar faltas de aislamiento de los dos conductores del último tramo contra tierra.



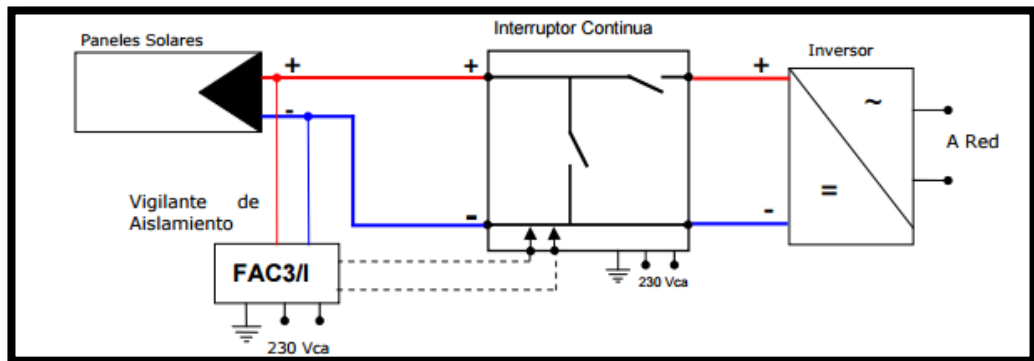
**Figura 3.90: Esquema del controlador de aislamiento [30]**

El controlador consta de dos partes importantes, uno que es el detector de aislamiento y otro es un interruptor de corriente continua.

Dado que la máxima tensión en operación del circuito en condiciones de circuito abierto es de 504 Vcc, entonces, el detector de aislamiento a elegir será el detecto marca PROAT modelo FAC4 la cual tiene un margen de tensión entre 25 Vcc a 1000 Vcc aislados a tierra.

- b) El interruptor de corriente continua: Su función es abrir el circuito del último ramal cuando recibe la orden del detector de aislamiento desconectando el inversor y drena la sobrecarga hacia la tierra de la instalación la cual previene riesgos eléctricos en la instalación.





**Figura 3.91: interruptor de corriente continua [30]**

El interruptor de corriente continua que se elige para el sistema controlador permanente de aislamiento es de marca PROAT modelo NINFAC.

### 3.7.5 Protección de equipos de corriente alterna.

Para el tramo de corriente alterna, el sistema de protecciones debe acogerse a las normativas de conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión del RD 1663/2000 en el artículo 11 y se debe tener en cuenta los requisitos necesarios para la conexión de la empresa distribuidora. [35]

Se constará con diversos equipos de protección como:

- Interruptor manual principal.
- Interruptor automático diferencial
- Interruptor automático de la interconexión

El equipo inversor utilizado en la instalación puede incorporar una de las protecciones mencionadas, si es así, el RD 1663/2000 solo se deberá disponer de la protección manual principal y el interruptor automático diferencial. [36]

- a) Para seleccionar el interruptor manual principal se lo realizará usando los valores de corriente igual que la selección de fusible de toda la

corriente de corriente continua en este caso, se debe seleccionar un interruptor de 235 A

- b) Para la selección del interruptor diferencial se debe tener en cuenta que su función es la de proteger a las personas contra descargas eléctricas, para contactos directos como para contactos indirectos.
- c) Para la selección del fusible, va a ir instalado al final del último poste donde bajará a la conexión subterránea, se va a colocar el fusible de 235 A ya obtenido previamente.

## CAPÍTULO 4

### 4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

#### 4.1 ESTUDIO DE RENTABILIDAD.

En este capítulo se realizará el análisis económico de la instalación fotovoltaica descrito en el proyecto, para ello se calculará el presupuesto de instalación, el periodo de recuperación y la rentabilidad.

Luego de haber obtenido el presupuesto de la instalación de la central fotovoltaica de 100 KW se procedió a realizar el análisis económico de la misma.

En este punto se analizará el costo efectivo de la energía y potencia, 968 Kwh y 135 Kw, correspondientes consumidos en operación diaria para el edificio obtenidos en el estudio del proyecto, para esto es conveniente saber cuál es la energía mensual y anual para poder tener la recuperación

Cabe recalcar que para los costos de instalación para los trabajos de ingeniería de electricidad, van a ir incluidos los costos de la instalación de las acometidas de corriente continua y de corriente alterna, el arreglo de paneles, y si fuese necesario el costo de los empalmes los cuales serán estimados.

##### 4.1.1 Presupuesto de la Instalación.

Se realizó el presupuesto analizando que se usará la opción de área B del tipo techado para el uso de un inversor de 100 Kw, donde se especificarán los costos de los equipos del sistema

Por medio de las siguientes tablas se observará el costo de los equipos y elementos a usar para la instalación de la central fotovoltaica

PRINCIPALES EQUIPOS DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA				
ARTICULO	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Módulos Fotovoltaicos LDK monocristalino 270 W MA	432	Ud	308,01	133.060,32
Inversor SCHNEIDER Xantrex 3Ø 100Kw GT-100	1	Ud	20.280,00	20.280,00
Estructura soporte para módulo de inclinación Fija para parqueo diseñada por Alucisol de 30 x 10 m	3	Ud	3.000,00	9.000,00
<b>COSTO TOTAL DE EQUIPOS</b>				<b>162340,32</b>

**Tabla 4.1: Costo de inversión de equipos**

Para la instalación del cableado en DC se debe colocar un tipo de cable que soporte condiciones ambientales, por lo tanto el elegido es el cable SZ1- K / RZ1 Mica (AS+) la cual tiene la característica de instalación en la red de baja tensión para circuitos de seguridad en localidad de pública concurrencia.

CONEXIONES Y CABLEADO				
ARTICULO	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Cable RZ1-Mica (AS +) cobre s= 1,5 mm <sup>2</sup> ( para conexiones entre módulos solares y caja de conexión en grupo	400	m	1,866	746,4
Cable RZ1-Mica (AS +) cobre s= 35 mm <sup>2</sup> ( para conexiones entre módulos solares y caja de conexión en grupo	200	m	17,598	3519,6
Cable RZ1-Mica (AS +) cobre s= 85 mm <sup>2</sup> ( para conexiones entre módulos solares y caja de conexión en grupo	20	m	78,99	1579,8
Cable de baja tensión THHN de 152 mm <sup>2</sup>	400	m	50	20000
Cable PVC para instalación subterráneo de 150 mm <sup>2</sup>	100	m	70	7000
Canaletas UNES 66U23X de PVC gris 42x30 y tapa	500	m	2,54	1270
Tubo corrugado de PVC de 32 mm para enterrar Cableado	110	m	1,36	149,6
Caja de conexión en grupo ABB 1SL0601A00 STRING BOX 1STR 10A 500V SD OT	27	Ud	125	3375
Caja de conexión en grupo de nivel 2 CAHORS 10 estrings TPDF1-10 A	3	Ud	160	480
Caja de conexión en grupo de nivel 3 CAHORS 3 strings TPDF2-80 A	1	Ud	210	210
<b>COSTO TOTAL DE CONEXIONES Y CABLEADO</b>				<b>38330,4</b>

**Tabla 4.2: Costo de inversión de cableado y de conexiones**

Dado que es un sistema sensible a cambios bruscos de voltajes y debe evitarse fallas de sobrecorriente para el cableado de corriente continua

y para corriente alterna, se debe proteger para una operación continua, los equipos de protección se muestran en la tabla 4.3

PROTECCIONES ELECTRICAS				
ARTICULO	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Fusible para corriente continua 10 A con portafusible	52	Ud	6,54	340,08
Fusible para corriente continua 80 A con portafusible	3	Ud	18,54	55,62
Fusible corriente continua 335 A con portafusible	1	Ud	54,54	54,54
Descargador SOLARTEC PST45PV 550 VDC	3	Ud	35,75	107,25
Interruptor/seccionador de corriente continua marca PROAT NINFAC	3	Ud	45,84	137,52
Controlador permanente de aislamiento marca PROAT FAC4	3	Ud	35,75	107,25
Fusibles para alterna con portafusible de 350 A	3	Ud	52,45	157,35
COSTO TOTAL DE PROTECCIONES ELECTRICAS				959,61

**Tabla 4.3: Costo de inversión de equipos de protecciones**

Teniendo definidos los costos de instalación, también se debe considerar los costos de los permisos definidos por el CONELEC

En el Artículo 63 de la ley de régimen del sector eléctrico, donde decreta que el Estado fomentará el uso, y desarrollo de los recursos de producción energéticas no convencionales a través de diferentes organismos públicos, universidades, bancos de desarrollo y de diversas instituciones privadas. [37]

En el Artículo 64 de la ley de régimen del sector eléctrico, establece que la organización que debe desarrollar las normas aplicadas para la producción de energía no convencional será por el CONELEC. [37]

Para los agentes interesados en desarrollar un proyecto de generación deberá acogerse a las condiciones dictadas por el CONELEC que se debe presentar para el proceso, debe cumplirse de manera obligatoria los siguientes puntos:

- a) Debe tener las escrituras de construcción de la empresa a realizar el trabajo como sociedad anónima, la documentación para la generación, y para las empresas extranjeras tener la domiciliación
- b) Tener un certificado de cumplimiento de las obligaciones y existencia legal donde se emite el documento en la superintendencia de compañías
- c) Presentar la copia legal del nombramiento del representante legal
- d) Pago de la solicitud de la inscripción que equivale a 200 \$/Mw de capacidad instalada y declarada
- e) Tener el estudio de factibilidad de conexión para el sistema de transmisión o distribución, la misma que es otorgada por las empresas de distribución o de transmisión
- f) La documentación de memoria del proyecto
- g) Realizar el estudio de pre factibilidad del sistema a instalar
- h) Tener el certificado de intersección del medio ambiente, para confirmar si el proyecto está dentro de un área de protección ambiental
- i) Especificar los requerimientos ambientales para el sistema de generación a instalar
- j) Tener una copia de la aceptación para permiso del uso del recurso
- k) Carta certificada del financiamiento
- l) Cronograma de ejecución del estudio

Para el trámite de factibilidad el CONELEC fija unos valores no reembolsables a pagar a las empresas de transmisión o de distribución que fija:

- Se debe pagar un valor de \$10000 para un generador mayor a 1 MW
- Se debe pagar un valor de \$5000 para un generador menor a 1 MW

Para el análisis de calidad de energía se deberá usar la norma IEC61727 para generadores fotovoltaicos.

INGENIERIA Y OBRA CIVIL				
ARTICULO	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Proyecto de instalación fotovoltaica de 100 KW sobre estructura techada	1	Ud	20.000	20.000,00
Postes de distribución de 9 m, crucetas estandarizadas, aisladores	6	Ud	5.000	30.000,00
Obra Civil	100	Kw	250\$/Kw	25.000,00
COSTO TOTAL DE INGENIERÍA Y OBRA CIVIL				76.361,73
Pago de solicitud	1	Ud	20	20
Estudio de impacto Ambiental	1	Ud	3.000	3.000,00
Fiscalización	1	Ud	5.000	5.000,00
Licencias y permisos	1	Ud	8.000	8.000,00
Estudio de Factibilidad	1	Ud	5.000	5.000,00
COSTO TOTAL DE LA INSTALACIÓN				299.012,06

**Tabla 4.4: Costo de inversión de mano de obra y permisos**

En el recuadro marcado de amarillo de la tabla 4.4 se observa una inversión total de \$299.012,06 de todo el proyecto. Para el costo de operación y mantenimiento se lo multiplica por un factor de 15 \$/KW dado que es un sistema rooftop, por lo tanto el costo será de unos \$ 1.500,00 anuales



#### 4.1.2 Ingreso de la recuperación de energía producida.

Por medio del programa PVsyst se pudo obtener los parámetros necesarios para el cálculo de la producción total de energía eléctrica en el programa que brindan los paneles para así poder obtener el valor anual la cual es calculada en la tabla 4.5

Los parámetros usados en el programa son:

- La irradiación diaria promedio
- El porcentaje de rendimiento ( PR)
- Energía mensual producida

MES	DÍAS	IRRADIACIÓN PROMEDIO DIARIA (KWH/m2)	IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA (KWH/m2)	PR (%)	IRRADIACIÓN GLOBAL MENSUAL PRODUCIDA (KWH/m2)	ENERGIA MENSUAL CONSUMIDA POR EL EDIFICIO (KWH)	POTENCIA MENSUAL EN OPERACIÓN DEL EDIFICIO (KW)
ENERO	31	5,345	4,035	0,76	125,10	30.008,00	135,00
FEBRERO	28	5,823	4,396	0,76	123,10	27.104,00	135,00
MARZO	31	6,062	4,613	0,76	143,00	30.008,00	135,00
ABRIL	30	6,199	4,687	0,76	140,60	29.040,00	135,00
MAYO	31	5,988	4,587	0,77	142,20	30.008,00	135,00
JUNIO	30	5,231	4,043	0,77	121,30	29.040,00	135,00
JULIO	31	5,295	4,119	0,78	127,70	30.008,00	135,00
AGOSTO	31	5,653	4,387	0,78	136,00	30.008,00	135,00
SEPTIEMBRE	30	5,853	4,483	0,77	134,50	29.040,00	135,00
OCTUBRE	31	5,486	4,197	0,77	130,10	30.008,00	135,00
NOVIEMBRE	30	5,783	4,343	0,75	130,30	29.040,00	135,00
DICIEMBRE	31	5,580	4,213	0,76	130,60	30.008,00	135,00
IRRADIACIÓN GLOBAL ANUAL PRODUCIDA POR EL SISTEMA (KWH)					1.584,50	353.320,00	1.620,00

**Tabla 4.5: Producción anual de Radiación**

Este dato obtenido es de mucha importancia para calcular y estimar la energía que será facturada de forma anual que se va a obtener en los años siguientes y así pronosticar las ganancias dependiendo del precio del kWh

## 4.2 PRECIO DE LA ENERGÍA.

Para el año 2002 el CONELEC estableció una tarifa para la producción de energía no convencional debido a un fuerte impulso del gobierno para implementar este tipo de sistemas, donde el precio de la energía estaba alrededor de los 0,40\$/Kwh para proyectos puestos en operación.

Luego de casi 10 años se reformó la tarifa de la producción de la energía de fuentes no convencionales, es decir, para el 2014 la tarifa fijada anteriormente bajo un 70 % donde se fija que el costo de la producción de energía fotovoltaica será de 0,118\$/Kwh establecido en el plan Nacional del Buen Vivir codificada en [1]

CENTRALES	TERRITORIO CONTINENTAL (c\$/KWH)	TERRITORIO INSULAR DE GALÁPAGOS (c\$/KWH)
EÓLICAS	2,39	2,62
<b>FOTOVOLTAICAS</b>	<b>11,8</b>	<b>12,99</b>
SOLAR TERMOELÉCTRICA	8,74	9,61
CORRIENTES MARINAS	12,77	14,05
BIOMASA Y BIOGÁS < 5MW	2,86	3,5
BIOMASA Y BIOGÁS > 5MW	2,5	2,75
GEOTÉRMICAS	3,36	3,69
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MENORES A 10MW	2,07	0

**Tabla 4.6: Tarifa establecida según el Plan Nacional del Buen Vivir [37]**

Para el cálculo de la energía total producida por el sistema fotovoltaico se tomó en cuenta el área de instalación porque los 1.584,50 KWH/ $m^2$  obtenidos por el PVsyst son del sistema por año, por eso se toma en cuenta los 300  $m^2$  por cada estructura techada, en total son 900  $m^2$  el área de instalación de la estructura y aproximadamente 800  $m^2$  del área total de instalación de los paneles.

Como se calculó en la tabla 3.22 la energía producida por el sistema fotovoltaico con el panel de 270 Wp con el inversor de 100 Kw es 138.609,43 Kwh anuales donde se procede a obtener el costo de los años siguientes usando la tarifa no subsidiada de la tabla 4.6 para energía fotovoltaica.

Tomar en consideración que la energía producida no es constante, luego de 25 años cae la eficiencia a un 80%, por lo que se tiene que se calcula una tasa de pérdida de producción de un 0,8% como se muestra en la tabla 4.7.

Para el análisis de costos se procedió a asumir dos hipótesis para poder realizar un análisis de viabilidad según la proyección calculada.

**Hipótesis 1: Para el análisis de costo de energía fotovoltaica se asumió que habrá un decremento del valor de la energía FV.**

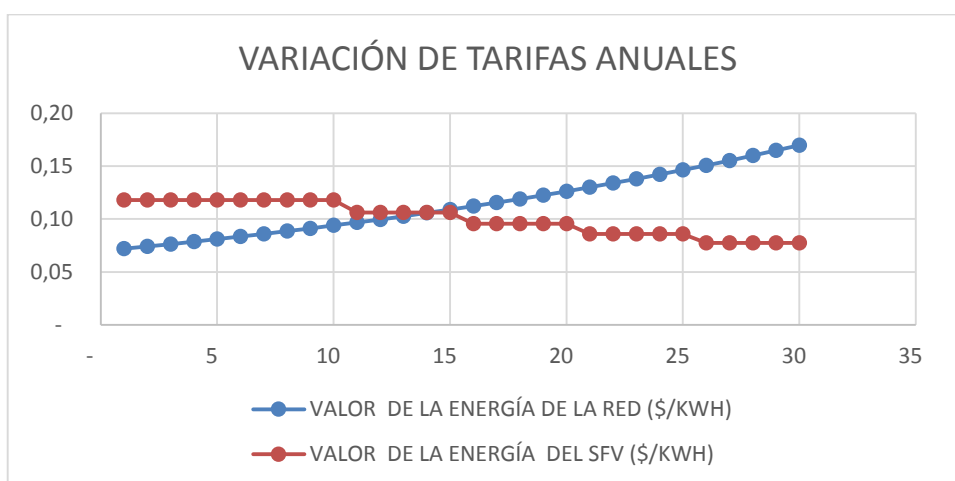
Debido a que no ha habido cambios drásticos y constantes del valor de la energía eléctrica, se asumirá que el costo de la energía fotovoltaica se mantendrá constante los 10 primeros años, luego tendrá una caída del 10 % del costo y se mantendrá por 5 años más debido a que no se conoce el pronóstico de la competitividad del costo de energía fotovoltaica y el costo de la energía de la red, el aumento de esta tarifa se la realizara cada 5 años con una caída de la tarifa del 10%, y para el costo de la energía de la red se asume un aumento anual del 3% [2], teniendo en cuenta que el costo de la energía para abonados especiales es de \$0,072 según el tarifario de CNEL GUAYAQUIL.

AÑO	PRECIO DE LA ENERGÍA DE LA RED (\$/KWH)	PRECIO DE LA ENERGÍA DEL SFV (\$/KWH)	ENERGÍA TOTAL PRODUCIDA ANUALMENTE POR EL SFV (KWH)	ENERGÍA CONSUMIDA ANUAL POR EL EDIFICIO (KWH)	PORCENTAJE DE ENERGÍA SUPLIDA
1	0,07	0,12	138.609,43	353.320,00	39%
2	0,07	0,12	137.500,55	353.320,00	39%
3	0,08	0,12	136.400,55	353.320,00	39%
4	0,08	0,12	135.309,35	353.320,00	38%
5	0,08	0,12	134.226,87	353.320,00	38%
6	0,08	0,12	133.153,06	353.320,00	38%
7	0,09	0,12	132.087,83	353.320,00	37%
8	0,09	0,12	131.031,13	353.320,00	37%
9	0,09	0,12	129.982,88	353.320,00	37%
10	0,09	0,12	128.943,02	353.320,00	36%
11	0,10	0,11	127.911,47	353.320,00	36%
12	0,10	0,11	126.888,18	353.320,00	36%
13	0,10	0,11	125.873,08	353.320,00	36%
14	0,11	0,11	124.866,09	353.320,00	35%
15	0,11	0,11	123.867,16	353.320,00	35%
16	0,11	0,10	122.876,22	353.320,00	35%
17	0,12	0,10	121.893,22	353.320,00	34%
18	0,12	0,10	120.918,07	353.320,00	34%
19	0,12	0,10	119.950,72	353.320,00	34%
20	0,13	0,10	118.991,12	353.320,00	34%
21	0,13	0,09	118.039,19	353.320,00	33%
22	0,13	0,09	117.094,88	353.320,00	33%
23	0,14	0,09	116.158,12	353.320,00	33%
24	0,14	0,09	115.228,85	353.320,00	33%
25	0,15	0,09	114.307,02	353.320,00	32%
26	0,15	0,08	113.392,57	353.320,00	32%
27	0,16	0,08	112.485,43	353.320,00	32%
28	0,16	0,08	111.585,54	353.320,00	32%
29	0,16	0,08	110.692,86	353.320,00	31%
30	0,17	0,08	109.807,31	353.320,00	31%

**Tabla 4.7: Cambio en la Tarifa anual establecida [38]**

Como se observa en la tabla 4.7 el costo de la energía de la red aumenta, mientras que el costo de la energía fotovoltaica disminuye, la potencia que entrega el sistema fotovoltaico también disminuye debido a la reducción de la eficiencia, se asume que la potencia que consume el edificio será constante anualmente.

El análisis lo enfocamos a 30 años aunque la vida útil de los paneles es de 25 años, pero hay plantas antiguas que respaldan que la vida útil de la planta llega a 30 años, en todo ese tiempo, se mantiene las pérdidas de energía producida, donde se lo explicará más adelante



**Figura 4.1: Grafica cambio de tarifa vs años para la comparación de tarifa anual**

En la figura 4.1 se observó que hay una intersección de los costos de energía del SFV y del costo establecido por la CNEL GUAYAQUIL y es de \$ 0,11 que se da después de unos 15 años, donde se establece que para ese año, la energía tendrá el mismo valor y la central fotovoltaica será competitiva para las otras centrales de generación.

Si la central se acoge a la tarifa del CONELEC, durante los primeros años, se obtendrá una mayor retribución por la energía producida del sistema, pero a partir del año 15 se empiezan a obtener menos ingresos, pero habrá un ahorro del valor de la energía comprada de la red.

### 4.3 ANÁLISIS DE COSTO.

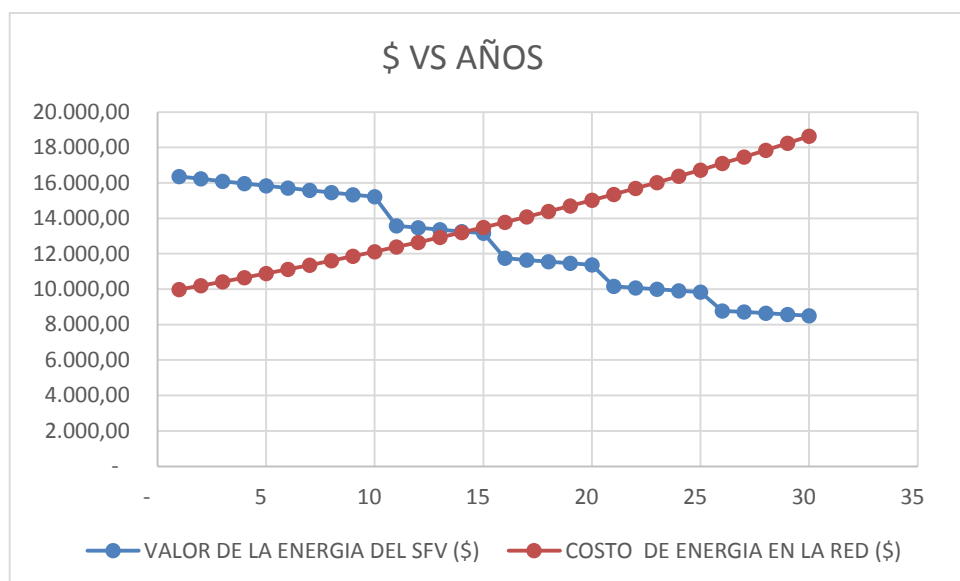
Se procedió a calcular el costo de la energía generada al edificio usando los valores de la tabla 4.7 y se comparó el beneficio obtenido con la tarifa de producción fotovoltaica y el ahorro de energía de la red, observando la recuperación de la inversión, las ganancias, la viabilidad.

AÑO	VALOR DE LA ENERGIA DEL SFV (\$)		COSTO DE ENERGIA EN LA RED (\$)	
1	16.355,91		9.979,88	
2	16.225,07		10.197,04	
3	16.095,26		10.418,93	
4	15.966,50		10.645,64	
5	15.838,77		10.877,29	
6	15.712,06		11.113,98	
7	15.586,36		11.355,82	
8	15.461,67		11.602,93	
...	...		...	
14	13.260,78		13.202,64	
15	13.154,69		13.489,93	
16	11.744,51		13.783,48	
17	11.650,55		14.083,40	
18	11.557,35		14.389,86	
19	11.464,89		14.702,98	
20	11.373,17		15.022,92	
21	10.153,97		15.349,82	
22	10.072,74	302.654,96	15.683,83	277.813,90
23	9.992,15		16.025,11	
24	9.912,22		16.373,82	
25	9.832,92	332.392,25	16.730,11	326.942,94
26	8.778,83		17.094,16	
27	8.708,60		17.466,13	
28	8.638,93		17.846,19	
29	8.569,82		18.234,52	
30	8.501,26		18.631,31	
TOTAL	375.589,69		416.215,24	

**Tabla 4.8: Costo de la energía con la tarifa de media tensión para abonados especiales**

Según la tabla 4.8 se calculó el costo de la energía producida por el sistema fotovoltaico donde se tiene que a los 22 años se recuperará la inversión con la tarifa establecida por el CONELEC de \$0,118 obteniendo un valor de \$ 302.654,96

A los 30 años de la instalación que es la vida útil del sistema se obtendrá un ingreso total de \$ 375.589,69 donde se puede notar que se tiene un ligero ingreso de \$ 72.935,63



**Figura 4.2: Comparación de costo anual de la producción de energía SFV y el costo de la Red**

Como se observa en la figura 4.2 con la tasa de aumento de la tarifa de red y la tasa de decremento de tarifa de energía fotovoltaica se obtiene que los primeros 15 años el valor anual será mayor, luego de eso la energía de la red será más cara.

En la figura 4.2 se observó cómo actúa el costo anual debido a que los paneles decrecen su efectividad y su tarifa disminuye un 10 % como se explicó anteriormente, pero la tarifa del costo de energía de la red tiende a aumentar cada año, donde se obtiene que en el año 11 tienen un costo igual, pero lo que

uno espera es ganar más como empresa generadora, y gastar menos como consumidor.

Como primer punto se comparó los costos anuales de la tabla 4.8 entre el valor de producción de energía fotovoltaica que entrega el sistema y los costos que se pagaría comprando la misma energía a la CNEL de Guayaquil. Dado que el sistema tiene la recuperación de la inversión a los 22 años se deduce que no hay ingreso en todo ese tiempo ya que el ingreso anual que se obtendría serviría para pagar la inversión, para esto se observa año a año que es más conveniente pagar a la red eléctrica que pagar el proyecto en estudio hasta los 15 primeros años, se podría decir que para los 7 años restantes convendría el pago de la energía fotovoltaica, pero esto es debido a que el costo disminuye y sus ingresos tienden a disminuir, por lo que para los años siguientes el ingreso sería menor.

Según la tabla 4.8 se obtuvieron los costos anuales, hasta llegar a la inversión del proyecto, donde para el costo de la energía convencional con tarifa de la CNEL GUAYAQUIL para abonados especiales, se obtiene que el monto de la inversión de la central fotovoltaica se podría recuperar en 22 años con la producción energía fotovoltaica con un ingreso de \$302.654,96 y el costo a pagar en 22 años con tarifa de red será de \$ 277.813,90, con esto podemos deducir que es más conveniente pagar a la energía vendida por el sistema interconectado para la fecha de recuperación de inversión que pagar esos 22 años para pagar el proyecto.

Comparando los precios de la tabla 4.8 se observó que los costos no subsidiados de la producción de energía fotovoltaica a los 22 años lo que se pagaría para la inversión, en ese tiempo se estaría ahorrando \$24.841,06 al comprar la energía del sistema interconectado.

Para los 25 años la producción fotovoltaica genera ingresos de \$ 332.392,25 y para los costos de la red según CNEL GUAYAQUIL generan costos de \$ 326.942,94, con lo que se sigue observando que hay menor costo en pagar a los 25 años con la tarifa de abonados especiales. Para los 30 años que se realiza el estudio recién se observa que es mayor el ingreso de energía fotovoltaica que el



de la red por lo que con la misma energía de producción fotovoltaica los costos que genera el SFV serán menores a largo plazo, teniendo un ingreso cada vez menor, pero se estaría ahorrando el consumo por el SFV que el consumo de la red donde se observa que para los 30 años la tarifa de abonados especiales ha subido.

Luego de obtener la comparación de los costos de producción del SFV y la red se procede a obtener los valores de totales que el edificio factura con la energía en operación, es decir el análisis económico para que el sistema fotovoltaico cubra la totalidad de la demanda del edificio y el costo que está facturando la red por el consumo en estudio.

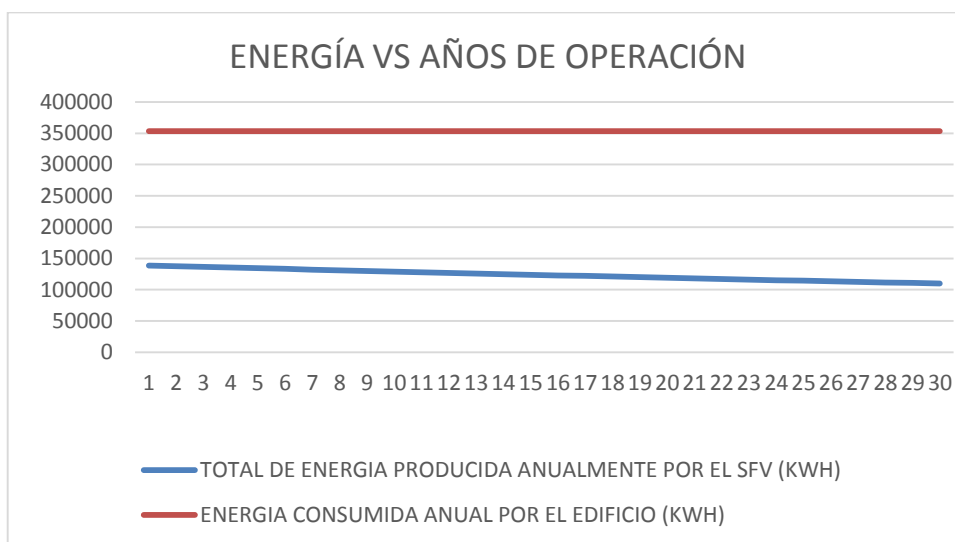
AÑO	ENERGÍA CONSUMIDA ANUAL POR EL EDIFICIO (KWH)	COSTO CONSUMIDO POR EL EDIFICIO (\$)		COSTO EN ENERGÍA DEL SFV EN EL EDIFICIO (\$)	
1	353.320,00	25.439,04		41.691,76	
2	353.320,00	26.202,21		41.691,76	
3	353.320,00	26.988,28		41.691,76	
4	353.320,00	27.797,93		41.691,76	
5	353.320,00	28.631,86		41.691,76	
6	353.320,00	29.490,82		41.691,76	
...	...	...		...	
14	353.320,00	37.358,09		37.522,58	
15	353.320,00	38.478,83		37.522,58	
16	353.320,00	39.633,20		33.770,33	
17	353.320,00	40.822,19		33.770,33	
18	353.320,00	42.046,86		33.770,33	
19	353.320,00	43.308,26		33.770,33	
20	353.320,00	44.607,51		33.770,33	
21	353.320,00	45.945,74		30.393,29	
22	353.320,00	47.324,11	776.826,38	30.393,29	834.168,73
23	353.320,00	48.743,83		30.393,29	
24	353.320,00	50.206,15		30.393,29	
25	353.320,00	51.712,33	927.488,68	30.393,29	925.348,61
26	353.320,00	53.263,70		27.353,96	
27	353.320,00	54.861,61		27.353,96	
28	353.320,00	56.507,46		27.353,96	
29	353.320,00	58.202,68		27.353,96	
30	353.320,00	59.948,76		27.353,96	
TOTAL		1.210.272,90		1.062.118,43	

**Tabla 4.9: Costo de la energía consumida por el edificio con tarifa de red y tarifa de producción fotovoltaica**

En la tabla 4.9 se calculó el costo anual que el edificio demanda donde se asume que va a conservar su energía anual consumida de 353.320,00 Kwh, con los costos calculados se puede realizar un análisis más profundo ya que se observa que el costo del consumo del edificio a los 25 años para los valores de la tabla 4.9 se tiene un costo total de \$ 927.488,68 con tarifa de abonados especiales que se paga para redes a media tensión y con tarifa FV no subsidiado es de \$ 925.348,61 del costo de producción de energía total, donde se observó que se

pagará más por la red que la producción de energía fotovoltaica, siendo viable a largo plazo pero va a depender del costo de la inversión para realizar un sistema que cubra toda la energía del edificio.

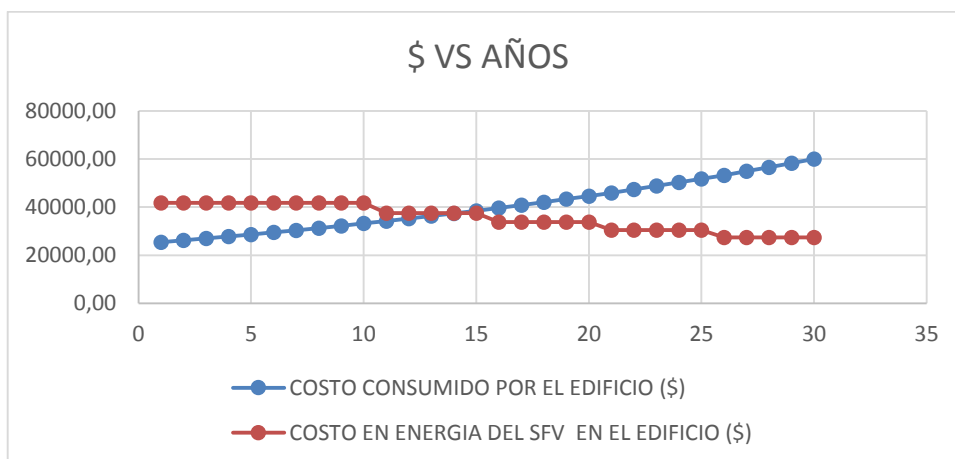
De la tabla 4.8 es \$ 302.654,96 el valor de la recuperación a 22 años, donde se observó que la energía total que genera el sistema fotovoltaico cubre un factor de 2,55 de la demanda de energía que requiere el edificio, es decir el edificio requiere suplir 353.320,00 Kwh anual y la central fotovoltaica solo generará 138609,43 Kwh anual teniendo en cuenta que la producción fotovoltaica disminuye un 0,8% cada año.



**Figura 4.3: Comparación anual de la producción de energía SFV y del consumo del edificio**

Se puede observar en la figura 4.3 como actúa anualmente el consumo de la energía la cual se asumió que iba a operar de forma constante, donde la energía producida por la central fotovoltaica no genera completamente la energía de la demanda anual del edificio, y no se observa conveniente invertir en la central ya que como se muestra en la tabla 4.9 que se paga a los 22 años \$ 834.168,73 y la el valor producido por el sistema en ese periodo es de \$ 302.654,96 como se observa en la tabla 4.8, con una diferencia de \$ 531.513,77 del costo de la producción total. Se pagaría a la red \$ 277.813,90 para la misma producción de

energía y para toda la demanda del edificio \$ 776.826,38 se tiene una diferencia de \$ 499.012, 48, una diferencia menor a pagar para suplir toda la energía que el de suplirla con energía fotovoltaica.



**Figura 4.4: Comparación de costo anual de la producción de energía SFV y el costo anual para suplir todo el edificio**

Al final se analizó como actuaría el costo de generación si se requiere hacer el estudio comparativo del SFV de la energía que produce y del costo de energía que demanda para suplir todo el edificio en operación periódica como se lo analizó en el estudio de carga, dependiendo los costos tarifarios del SFV y tarifas para media tensión en la red así como se observa en el gráfico 4.4.

Aunque se realice la instalación del sistema fotovoltaica para suplir toda la energía demandada por el edificio, se tomará energía de la red debido a los arranques de los acondicionadores, bombas, y otras fuentes no lineales, etc. Ya que la potencia que genera es de 100Kw y del edificio es de 135Kw.

### **Hipótesis 2: Se mantiene el costo de la producción de energía fotovoltaica**

En el siguiente análisis se asume que la tarifa de generación fotovoltaica se mantiene los 30 años de la vida útil del sistema, y la tarifa de la red a media tensión aumenta 3% para energía.

AÑO	VALOR DE LA ENERGÍA DE LA RED (\$/KWH)	VALOR DEL COSTO DE LA ENERGÍA DEL SFV (\$/KWH)	TOTAL DE ENERGIA PRODUCIDA ANUALMENTE POR EL SFV (KWH)
1	0,07	0,118	138.609,43
2	0,07	0,118	137.500,55
3	0,08	0,118	136.400,55
4	0,08	0,118	135.309,35
5	0,08	0,118	134.226,87
6	0,08	0,118	133.153,06
7	0,09	0,118	132.087,83
...	...	...	...
13	0,10	0,118	125.873,08
14	0,11	0,118	124.866,09
15	0,11	0,118	123.867,16
16	0,11	0,118	122.876,22
17	0,12	0,118	121.893,22
18	0,12	0,118	120.918,07
19	0,12	0,118	119.950,72
20	0,13	0,118	118.991,12
21	0,13	0,118	118.039,19
22	0,13	0,118	117.094,88
23	0,14	0,118	116.158,12
24	0,14	0,118	115.228,85
25	0,15	0,118	114.307,02
26	0,15	0,118	113.392,57
27	0,16	0,118	112.485,43
28	0,16	0,118	111.585,54
29	0,16	0,118	110.692,86
30	0,17	0,118	109.807,31

**Tabla 4.10: Tarifas anuales para el costo de la instalación**

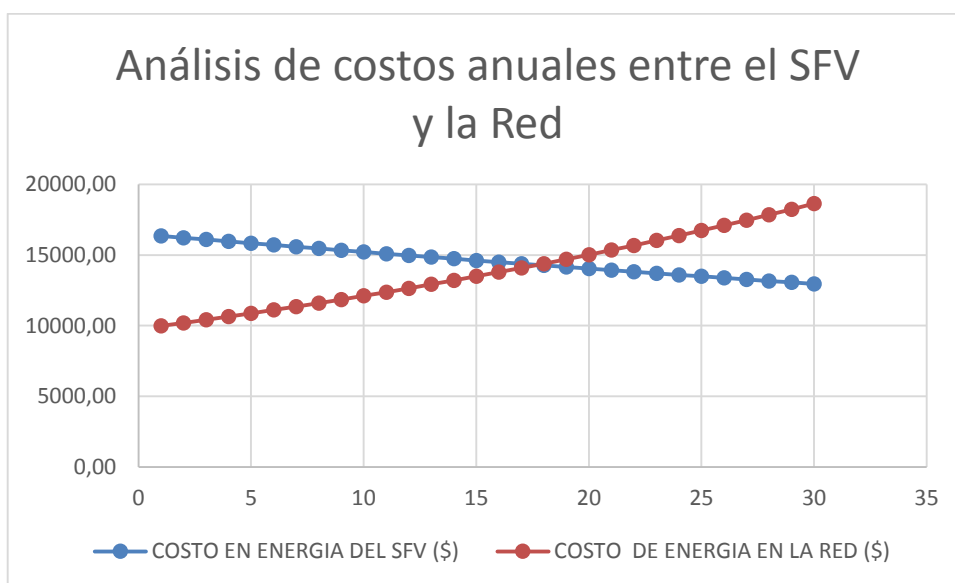
En la tabla 4.10 se asumió una variación en el costo de la energía que se pagaría para abonados especiales anualmente y se tendrá para esta hipótesis que el costo de la producción de energía fotovoltaica es constante.

AÑO	COSTO EN ENERGÍA DEL SFV (\$)		COSTO DE ENERGÍA EN LA RED (\$)	
1	16.355,91		9.979,88	
2	16.225,07		10.197,04	
3	16.095,26		10.418,93	
4	15.966,50		10.645,64	
5	15.838,77		10.877,29	
6	15.712,06		11.113,98	
7	15.586,36		11.355,82	
8	15.461,67		11.602,93	
9	15.337,98		11.855,41	
10	15.215,28		12.113,38	
11	15.093,55		12.376,97	
12	14.972,81		12.646,29	
13	14.853,02		12.921,47	
14	14.734,20		13.202,64	
15	14.616,33		13.489,93	
16	14.499,39		13.783,48	
17	14.383,40		14.083,40	
18	14.268,33		14.389,86	
19	14.154,19		14.702,98	
20	14.040,95	303411,04	15.022,92	246780,26
21	13.928,62		15.349,82	
22	13.817,20		15.683,83	
23	13.706,66		16.025,11	
24	13.597,00		16.373,82	
25	13.488,23	371948,75	16.730,11	326942,94
26	13.380,32		17.094,16	
27	13.273,28		17.466,13	
28	13.167,09		17.846,19	
29	13.061,76		18.234,52	
30	12.957,26		18.631,31	
TOTAL	437.788,47		416.215,24	

**Tabla 4.11: Costo de la producción fotovoltaica y de la Red**

Como se calculó en la tabla 4.11, la inversión de la central fotovoltaica se la recupera en 20 años teniendo un ingreso de \$303411,04, también se observa que se estaría pagando \$246.780,26 a la empresa distribuidora, valor a pagar

menor que el costo de la producción fotovoltaica. Donde se puede deducir que en los primeros 20 años es más recomendable pagar a la empresa distribuidora, pero luego de los 20 años la central fotovoltaica empieza a producir, teniendo ingresos de \$ 68.537,71 para los 25 años de instalación, para los 30 años de estudio se tendrán ingresos de \$ 134.377,43, teniendo una ganancia de casi el 40% del costo de instalación



**Figura 4.5: Comparación de costo anual de la producción de energía SFV y el costo de la Red manteniendo la tarifa fotovoltaica para la hipótesis 2**

Tras analizar la figura 4.2, se asumió que el costo de la tarifa fotovoltaica se mantenía obteniendo la recuperación en 20 años

Para los 18 primeros años los ingresos de la energía fotovoltaica será mayor que el costo de la energía de la red, se observa que es recomendable pagar a la empresa distribuidora por dicha energía en los años que llegaría a cubrir la inversión, para los años siguientes, se tendrá que el costo de la fotovoltaica es menor, es decir para los 20 años en adelante, la central entraría a un proceso de recuperación de ingresos y entraría en modo de autoconsumo y se ahorraría no pagar a la red dicha energía dado que la tarifa para abonados especiales aumenta desde los 18 años en adelante comparado a la producción fotovoltaica.

## 4.3.1 Cálculo del Valor Actual Neto.

$$VAN = -Ci + \frac{FE}{(1+i)^n} \quad (4.1)$$

Donde CI= son los costos iniciales

FE= es el Flujo efectivo

I = el porcentaje de rentabilidad

n= el número de años

Para la hipótesis 1 se tiene:

El valor inicial de inversión fue calculado y se obtuvo un valor de \$299012,06 y los valores que se obtienen de la generación fotovoltaica anuales de los 25 años es \$332392,25 y a los 30 años es \$ 375.589,69, donde el flujo efectivo son los calculados en la tabla 4.8 se usará una tasa de descuento del 6%

$$\begin{aligned}
 VAN = & -299012,06 + \frac{16355,91}{(1+0,06)^1} + \frac{16225,07}{(1+0,06)^2} + \frac{16096,26}{(1+0,06)^3} + \frac{15966,50}{(1+0,06)^4} \\
 & + \frac{15838,77}{(1+0,06)^5} + \frac{15712,06}{(1+0,06)^6} + \frac{15586,36}{(1+0,06)^7} + \frac{15461,67}{(1+0,06)^8} \\
 & + \frac{15337,98}{(1+0,06)^9} + \frac{15215,28}{(1+0,06)^{10}} + \frac{13584,20}{(1+0,06)^{11}} + \frac{13475,52}{(1+0,06)^{12}} \\
 & + \frac{13367,72}{(1+0,06)^{13}} + \frac{13260,78}{(1+0,06)^{14}} + \frac{13154,69}{(1+0,06)^{15}} + \frac{11744,51}{(1+0,06)^{16}} \\
 & + \frac{11650,55}{(1+0,06)^{17}} + \frac{11557,35}{(1+0,06)^{18}} + \frac{11464,89}{(1+0,06)^{19}} + \frac{11373,17}{(1+0,06)^{20}} \\
 & + \frac{10153,97}{(1+0,06)^{21}} + \frac{10072,74}{(1+0,06)^{22}} + \frac{9992,15}{(1+0,06)^{23}} + \frac{9912,22}{(1+0,06)^{24}} \\
 & + \frac{9832,92}{(1+0,06)^{25}} + \frac{8778,83}{(1+0,06)^{26}} + \frac{8708,60}{(1+0,06)^{27}} + \frac{8638,93}{(1+0,06)^{28}} \\
 & + \frac{8569,82}{(1+0,06)^{29}} + \frac{8501,26}{(1+0,06)^{30}}
 \end{aligned}$$

$$VAN = \$ - 108.994,16$$

Para los 30 años de la producción de la energía fotovoltaica se calculó una Valor actual neto negativo, lo que se concluye que el proyecto no es viable para el tiempo especificado.



Para la Hipótesis 2 se tiene:

Usando la ecuación 4.1 y los flujos de la tabla 4.11 se procedió a obtener el valor actual neto para los 30 años que asumimos la vida útil del sistema con una tasa del 6%

$$VAN = \$ - 91.394,86$$

Donde se podría decir que es viable el proyecto para esta perspectiva por lo que se procede a calcular la TIR.

## 4.3.2 Cálculo de la tasa interna de retorno.

Lo que se requiere es tener un valor actual neto de cero, para tener una viabilidad del proyecto, para tener ese valor se requiere calcular una tasa interna de retorno que nos permita obtener dicho valor.

Para la Hipótesis 1

Usando la ecuación 4.1 se evaluó con diferentes valor de tasas para observar cual se aproxima al valor de rentabilidad usando el flujo de ingresos de la tabla 4.8.

$$\begin{aligned}
 0 = & -299012,06 + \frac{16355,91}{(1+i)^1} + \frac{16225,07}{(1+i)^2} + \frac{16096,26}{(1+i)^3} + \frac{15966,50}{(1+i)^4} \\
 & + \frac{15838,77}{(1+i)^5} + \frac{15712,06}{(1+i)^6} + \frac{15586,36}{(1+i)^7} + \frac{15461,67}{(1+i)^8} + \frac{15337,98}{(1+i)^9} \\
 & + \frac{15215,28}{(1+i)^{10}} + \frac{13584,20}{(1+i)^{11}} + \frac{13475,52}{(1+i)^{12}} + \frac{13367,72}{(1+i)^{13}} + \frac{13260,78}{(1+i)^{14}} \\
 & + \frac{13154,69}{(1+i)^{15}} + \frac{11744,51}{(1+i)^{16}} + \frac{11650,55}{(1+i)^{17}} + \frac{11557,35}{(1+i)^{18}} + \frac{11464,89}{(1+i)^{19}} \\
 & + \frac{11373,17}{(1+i)^{20}} + \frac{10153,97}{(1+i)^{21}} + \frac{10072,74}{(1+i)^{22}} + \frac{9992,15}{(1+i)^{23}} + \frac{9912,22}{(1+i)^{24}} \\
 & + \frac{9832,92}{(1+i)^{25}} + \frac{8778,83}{(1+i)^{26}} + \frac{8708,60}{(1+i)^{27}} + \frac{8638,93}{(1+i)^{28}} + \frac{8569,82}{(1+i)^{29}} \\
 & + \frac{8501,26}{(1+i)^{30}}
 \end{aligned}$$

tasa (i)	VAN
0,000%	76.577,629
0,020%	75.555,299
0,040%	74.537,017
0,060%	73.522,766
0,080%	72.512,525
0,100%	71.506,275
0,200%	66.534,249
0,400%	56.878,981
0,600%	47.594,018
0,800%	38.662,461
0,900%	34.324,164
1,000%	30.068,269
1,766%	- 0,374
2,000%	- 8.349,231
2,500%	- 25.053,209
3,000%	- 40.320,156
3,500%	- 54.299,152
4,000%	- 67.121,952
4,500%	- 78.905,166
5,000%	- 89.752,149
5,500%	- 99.754,633
6,000%	- 108.994,157
6,500%	- 117.543,297
7,000%	- 125.466,746
7,500%	- 132.822,252
8,000%	- 139.661,433
8,500%	- 146.030,498
9,000%	- 151.970,868
9,500%	- 157.519,724
10,000%	- 162.710,490

**Tabla 4.12 Cálculo del TIR para diferentes tasas**

Como se observa la TIR es positiva, realizándolos cálculos pertinentes se obtiene que para que el VAN sea 0, entonces el TIR es 1,76625% y se concluye que el sistema a sus 30 años de producción no es viable, puesto que para que sea viable la TIR debe ser mayor al 7%

Para la hipótesis 2:

Usando el flujo de la tabla 4.11 se procedió a calcular la tasa interna de retorno y confirmar que el proyecto asumiendo estas condiciones es viable.

tasa (i)	VAN
0,000%	138.776,408
0,020%	137.474,624
0,040%	136.178,269
0,060%	134.887,317
0,080%	133.601,742
0,100%	132.321,518
0,200%	125.999,747
0,400%	113.742,832
0,600%	101.981,036
0,800%	90.691,016
0,900%	85.215,961
1,000%	79.850,641
1,500%	54.581,817
2,000%	31.695,497
2,784%	- 0,044
3,000%	- 7.948,963
3,500%	- 25.141,112
4,000%	- 40.826,511
4,500%	- 55.163,003
5,000%	- 68.290,018
5,500%	- 80.330,888
6,000%	- 91.394,856
6,500%	- 101.578,817
7,000%	- 110.968,833
7,500%	- 119.641,449
8,000%	- 127.664,835
8,500%	- 135.099,791
9,000%	- 142.000,612
9,500%	- 148.415,852
10,000%	- 154.388,993

**Tabla 4.13 Cálculo del TIR para diferentes tasas**

Se tiene una TIR= 2.783585 % < 7% -> Por lo tanto el proyecto no es viable

#### 4.3.3 Cálculo del LCOE.

EL LCOE está definido como el costo técnico que se debe tener para generar energía eléctrica, este término es de importancia ya que nos permite saber si estamos en paridad con la red.[38]

Para el cálculo del LCOE incluye tanto la inversión inicial, la tasa de depreciación, costos de mantenimiento.

La ecuación para analizarlo es la siguiente:

$$VAN = \frac{I_t + \sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad \left[ \frac{\$}{KWh} \right] \quad (4.2)$$

T= vida estimada de la instalación

I<sub>t</sub>= inversión Inicial

C<sub>t</sub>= Costos de operación y mantenimiento

E<sub>t</sub>=Energía generada durante la vida del sistema

r=Tasa de depreciación

Para la generación anual de la energía del sistema FV se usó la tabla 4.7, la costos de mantenimiento anuales son de \$ 1.500,00, la inversión inicial de \$299.012,06, la tasa de depreciación usualmente se la usa al 4 o 6 %, para el tiempo de vida estimada de la instalación se usó los 30 años en estudio.

Para el 4% se tiene un LCOE de \$ 0.18

Para el 6% se tiene un LCOE de \$ 0.24

VAN= \$ 123.260,22

TIR= 9,776%

#### 4.4 IMPACTO AMBIENTAL.

El dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es el gas de efecto invernadero antropogénico más abundante en la atmósfera. “Contribuye aproximadamente al 64% del forzamiento radiactivo ocasionado por el conjunto de gases de efecto invernadero de larga duración, y es el responsable del 85% del aumento del forzamiento radiactivo en los últimos diez años” (OMM, 2012, p. 2)

Al generar energía se produce la emisión de gases de efecto invernadero, en distintas cantidades dependiendo del tipo de central que la produzca.

En el Ecuador, la mayor cantidad de energía es suministrada por centrales hidroeléctricas, seguidas de centrales térmicas y otras en menor proporción.

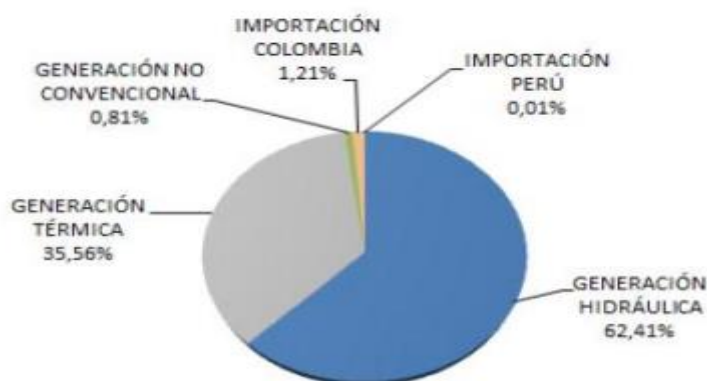


Figura: 4.6 Composición de la Producción total de energía neta [%] – [48]

“El Factor de Emisión de CO<sub>2</sub> es la masa estimada de toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas a la atmósfera por cada unidad de MWh de energía eléctrica generada”. [10]

“El factor de emisión de CO<sub>2</sub> del Sistema Nacional Interconectado al año 2012, del margen combinado para proyectos termoeléctricos e hidroeléctricos es de 0,4850 tCO<sub>2</sub>/MWh”. [10]

En este proyecto se generaría anualmente un aproximado de 138.609,43 KWh se puede observar en la tabla 3.22, considerando el Factor de Emisión de 0,485 tCO<sub>2</sub>/MWh previamente nombrado, se habría emitido a la atmósfera 67,23 Toneladas de CO<sub>2</sub>, si esta energía fuera suministrada de alguna central

hidroeléctrica o central térmica. Según el IDAE (Instituto para la diversificación y ahorro de la energía) el factor de emisión es de 0 tCO<sub>2</sub>/MWh, con esto se tendría un reducción de 67.23 toneladas de CO<sub>2</sub> al ambiente, si la generación fuera suministrada por una central fotovoltaica.

Según estudios de la Universidad de Stanford, las emisiones de toneladas de CO<sub>2</sub> que dañan el ambiente tienen un costo de \$ 220, por lo tanto hay un beneficio notable en la parte económica al momento de realizar el análisis ambiental, ya que el sistema fotovoltaico genera muy pocos gramos de CO<sub>2</sub> que contaminan el ambiente y por tanto hay un valor por toneladas de CO<sub>2</sub> que se pagarían a la central por no contaminar.

## 4.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS.

### Ventajas

- El costo de producción fotovoltaica solo esta tarifado para el consumo de energía, en cambio hay distribuidoras donde se debe pagar no sólo por la energía sino por la potencia de instalación.
- Se tiene una generación eléctrica más limpia, por lo que ayuda mucho a no contaminar el medio ambiente.
- Si la tarifa que vende la empresa distribuidora aumenta, pues la venta de energía fotovoltaica tendrá una mayor competitividad con la distribuidora.
- Si la tarifa de la energía fotovoltaica aumenta, el proyecto de la central sería rentable
- La mayoría de los sistemas fotovoltaicos convencionales funcionan con un factor de potencia igual a uno, generación que se desprende debido a los reactivos necesitados por parte de la red.

### Desventajas

Es fundamental concluir que hay inconvenientes esenciales al momento de la conexión de los sistemas fotovoltaicos, dado que en su sincronización con la operación y adhesión al sistema, hay características técnicas y sistemáticas de su funcionamiento que se deben tener presente, son los siguientes puntos:

- Es una fuente intermitente de energía, por lo tanto puede tener distintas curvas de operación debido a los aspectos climáticos, va a depender no solo de la energía solar recibida en la localidad, el mismo que puede fluctuar a través del tiempo, sino también depende del clima, velocidad de viento con la que pasan las nubes, meses que tienen alto índice de lluvias, condiciones externas en el área que pueden afectar al sistema, como por ejemplo estructuras cercanas que produzcan sombras hacia los paneles.
- Es necesario conocer la carga, el tipo de conexión y el tiempo a la que va a suplir, para tener en cuenta si es necesario el uso de baterías en la instalación del sistema, cuando se conecta a la red no es conveniente tener baterías ya que el tiempo de vida de las mismas sería muy poco debido a las variaciones de carga y voltaje que influyen en los mismos.
- Al momento de irse a la energía un producir una falla en la red el sistema fotovoltaico se desconectará de inmediato con las protecciones que tiene el inversor debido a problemas de sincronización y exigencias en las normativas de seguridad, por lo tanto en esos momentos de falla de la red el sistema fotovoltaico no va a respaldar la salida de la red.
- El sistema fotovoltaico tiende a bajar su rendimiento por factores ambientales, es afectado tanto por sombras, temperaturas del ambiente, suciedad, etc.

## CONCLUSIONES

1. Se concluye que el proyecto no es viable por factores económicos debido a que la tarifa normalizada de la empresa distribuidora en Guayaquil para abonados especiales es muy baja comparada a la tarifa normalizada del sistema fotovoltaico en el País que es de \$ 0,12.
2. Para que el proyecto sea viable se necesitaría que la tarifa se igual a los \$0,24 calculados en el LCOE
3. Como se observa en la tabla 4.8 para llegar a la recuperación de la inversión, se supone que a los 22 años que se recupera dicha inversión el monto de producción fotovoltaica se convertiría en gastos anuales y se tiene que para los 15 primeros años se realizó un análisis en el que se observó que ingresa más anualmente el valor de energía fotovoltaica que el costo que se pagaría en la red.
4. En la tabla 4.8 del ingreso de la producción de energía fotovoltaica se obtuvo la recuperación antes de la vida útil del sistema teniendo una ganancia del \$ 72.935,63, se observó que los últimos valores de ganancia anuales son muy bajos debido a que se asumió que el costo de la energía fotovoltaica iba reduciendo según la hipótesis 1.
5. Para la hipótesis 1, a pesar de calcular el costo de producción anualmente de la tabla 4.8 y tener que a los 22 años se recupera la inversión teniendo una ganancia de \$ 72.935,63, al realizar el cálculo de la tasa interna de retorno se un valor del 1,76625%, por lo que se conoce que un proyecto no es viable si la tasa interna de retorno es menor al 7%.
6. A pesar de tener un resultado no viable, el proyecto tiene un beneficio importante el cual promueve el entendimiento y el estudio de las centrales fotovoltaicas, por el cual se puede enfocar a realizar nuevos estudios de



estabilidad o interconexión a la red reduciendo el máximo las pérdidas por transferencia de DC hacia AC. Teniendo como resultado futuros estudios de investigación para el país.

7. Según la tabla 4.9 para el primer año se tiene un valor de \$ 25.439,04, y el monto de la producción fotovoltaica es \$ 16.355,91 supliendo un factor de 2,5 del consumo energético total, a los 22 años la generación total de la energía en el edificio tiene un costo de \$ 776.826,38 consumiendo una energía de 353.320 Kwh y en ese periodo el sistema fotovoltaico recupera la inversión con un monto de \$ 302.654,96 produciendo 117.094,88 Kwh, por lo que se ve que suple el 33,14% del consumo.
8. Según la figura 4.2 se analizó que el costo de la energía fotovoltaica va a ser mayor los 15 primeros años donde convendría pagarle a la distribuidora por tarifa de media tensión que es a la que se realiza el pandillaje la ESPOL. teniendo esto en consideración no conviene realizar la inversión para obtener fines económicos, por lo tanto esto se enfocó más a la parte social.
9. Es importante concluir que el proyecto tiene un beneficio muy importante que es la producir una muy poca producción de CO<sub>2</sub> al medio ambiente, comparándola a las otras centrales que su producción es a base de Diesel produciendo una gran cantidad de CO<sub>2</sub> teniendo un alto impacto ambiental perjudicial para la atmosfera
10. Al calcular los datos de la tabla 4.11 se observa que para la hipótesis 2, si habrá una ganancia de \$ 134.377,43, por lo que se espera que el precio de los paneles solares aumente, pero no es posible que se dé, debido a las nuevas centrales hidroeléctricas que están en proyecto actualmente, esto produce una disminución del costo de generación subsidiada que se dará, por lo que el panel fotovoltaico para ser una central competitiva va a tender a disminuir la tarifa de venta.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] CONELEC, «CONELEC,» 26 FEBRERO 2008. [En línea]. Available: [http://www.conelec.gob.ec/archivos\\_articulo/Atlas.pdf](http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf).
- [2] 15 MARZO 2015. [En línea]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/contenido.php?cd=10261&l=1>.
- [3] M. C. Erazo, 13 marzo 2013. [En línea]. Available: <http://www.monografias.com/trabajos-pdf5/aplicacion-energia-solar-fotovoltaica-vivienda-unifamiliar/aplicacion-energia-solar-fotovoltaica-vivienda-unifamiliar.shtml#ixzz3rbFrcM49>.
- [4] 25 febrero 2008. [En línea]. Available: [https://fjferrer.webs.ull.es/Apuntes3/Leccion02/3\\_recorrido\\_aparente\\_del\\_sol.html](https://fjferrer.webs.ull.es/Apuntes3/Leccion02/3_recorrido_aparente_del_sol.html).
- [5] E. COMERCIO, 13 AGOSTO 2015. [En línea]. Available: <http://www.elcomercio.com/actualidad/precio-crudo-ecuadoriano-petroecuador-petroleo.html>.
- [6] JUNIO 2015. [En línea]. Available: <http://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP201506.pdf>.
- [7] ARCONEL, 25 OCTUBRE 2015. [En línea]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/reportes-estadisticos/>.
- [8] A. s. c. f. d. generación, 2008. [En línea]. Available: [http://ecuador.ahk.de/fileadmin/ahk\\_ecuador/Uploads-Webseite/Dienstleistungen/Dokumente/Projekte/2015/Luis\\_Manzano\\_MEER.pdf](http://ecuador.ahk.de/fileadmin/ahk_ecuador/Uploads-Webseite/Dienstleistungen/Dokumente/Projekte/2015/Luis_Manzano_MEER.pdf).
- [9] MEER, «Plan eléctrico de electrificación,» 24 12 2012. [En línea]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/PME-2012-2021.pdf>.

- [10] MEER, «MEER, Factor de Emisión del Sistema Nacional Interconectado al año 2012,» *Factor de Emisión del Sistema Nacional Interconectado al año 2012*, p. 20, 25 10 2012.
- [11] CENACE, «Consumo de energía eléctrica per capita,» *Revista Técnica N.-19*, p. 129, 2013.
- [12] ARCONEL, «Multianual Sector Eléctrico Ecuatoriano 2005-2014B,» *Publicación mensual del ARCONEL*, p. 77, 2014.
- [13] ARCONEL, «ESTADÍSTICA Multianual sector eléctrico ecuatoriano 2005-2014,» *Publicación mensual*, p. 17, 2014.
- [14] 25 febrero 2008. [En línea]. Available: [https://fjferreer.webs.ull.es/Apuntes3/Leccion02/3\\_recorrido\\_aparente\\_del\\_sol.html](https://fjferreer.webs.ull.es/Apuntes3/Leccion02/3_recorrido_aparente_del_sol.html).
- [15] NEC-11, 26 Abril 2011. [En línea].
- [16] O. P. Lamigueiro, Abril 2010. [En línea].
- [17] M. C. Erazo, 13 marzo 2013. [En línea]. Available: <http://www.monografias.com/trabajos-pdf5/aplicacion-energia-solar-fotovoltaica-vivienda-unifamiliar/aplicacion-energia-solar-fotovoltaica-vivienda-unifamiliar.shtml#ixzz3rbFrcM49>.
- [18] 15 12 2013. [En línea]. Available: <http://www.amt-solar.com/index.php/es/fotovoltaica/cubiertas>.
- [19] Abril 2015. [En línea]. Available: <http://www.solar-facts.com/panels/panel-types.php>.
- [20] H. A. C. Lalupú, SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED EN EL CENTRO MATERNO INFANTIL DE LA, Perú: Repositorio institucional PIRHUA – Universidad de Piura, 2013.
- [21] D. Sanz, 26 JUNIO 2010. [En línea]. Available: <http://www.ecologiaverde.com/paneles-fotovoltaicos-en-los-tejados-podrian-generar-hasta-un-40-de-la-electricidad-en-europa-en-2020/>.

- [22] CONELEC, «CONELEC,» 26 FEBRERO 2008. [En línea]. Available: [http://www.conelec.gob.ec/archivos\\_articulo/Atlas.pdf](http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf).
- [23] 15 MARZO 2015. [En línea]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/contenido.php?cd=10261&l=1>.
- [24] Boletín IIE, octubre – Diciembre del 2003 sistemas fotovoltaicos conectados red de Raúl Gonzáles G. Humberto R. Jiménez G. y Javier Lagunas M.
- [25] «DECRETO,» 29 SEPTIEMBRE 2000. [En línea]. Available: [http://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2000-17599](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2000-17599).
- [26] K. P. Ramirez, «Monografias,» 10 Enero 2010. [En línea]. Available: <http://www.monografias.com/trabajos82/energia-solar-fotovoltaica-y-sus-aplicaciones/energia-solar-fotovoltaica-y-sus-aplicaciones2.shtml>. [Último acceso: 22 Noviembre 2015].
- [27] Alucisol, «Alucisol,» Alucisol, 2015. [En línea]. Available: [alucisol.es](http://alucisol.es). [Último acceso: 27 Noviembre 2015].
- [28] AMT, «amt.solar,» 2015. [En línea]. Available: [amt-solar.com/index.php/es/fotovoltaica/cubiertas](http://amt-solar.com/index.php/es/fotovoltaica/cubiertas). [Último acceso: 27 Noviembre 2015].
- [29] SOLARTEC, «solartec,» 2012. [En línea]. Available: [http://www.solartec.gave.com/PDF/CSOLARTECV3.2ES\\_low.pdf](http://www.solartec.gave.com/PDF/CSOLARTECV3.2ES_low.pdf). [Último acceso: 4 Diciembre 2015].
- [30] PROAT, «proat,» 4 Noviembre 2010. [En línea]. Available: [http://www.proat.es/cont\\_images/1352314263.pdf](http://www.proat.es/cont_images/1352314263.pdf). [Último acceso: 27 Diciembre 2015].
- [31] PROAT, «proat,» 14 Julio 2015. [En línea]. Available: [http://www.proat.es/cont\\_images/1437044880.pdf](http://www.proat.es/cont_images/1437044880.pdf). [Último acceso: 27 Diciembre 2015].
- [32] NEC, «Tablas NEC,» 2013. [En línea]. Available: <http://es.slideshare.net/ismaelcayoapaza/manual-electrico-viakon-capitulo-2>. [Último acceso: 20 Diciembre 2015].

- [33] N. ITC, «ITC-BT-19,» 9 Febrero 2009. [En línea]. Available: [http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia\\_bt\\_19\\_feb09R2.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_19_feb09R2.pdf). [Último acceso: 20 Diciembre 2015].
- [34] N. ITC, «ITC-BT-07,» 18 Septiembre 2002. [En línea]. Available: [http://www.upv.es/electrica/rbt\\_modif/itc-bt-07.pdf](http://www.upv.es/electrica/rbt_modif/itc-bt-07.pdf). [Último acceso: 20 Diciembre 2015].
- [35] N. ITC, «ITC-BT-22,» 18 Septiembre 2002. [En línea]. Available: [http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia\\_bt\\_22\\_oct05R1.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_22_oct05R1.pdf). [Último acceso: 20 Diciembre 2015].
- [36] R. Decreto, «ansoltec,» 30 Septiembre 2000. [En línea]. Available: [http://www.ansoltec.com/html/1600\\_ANALISIS\\_Y\\_SOLUCIONES\\_TECNICAS\\_S\\_L\\_/files/4071\\_5%20Real%20Decreto%201663%202000.pdf](http://www.ansoltec.com/html/1600_ANALISIS_Y_SOLUCIONES_TECNICAS_S_L_/files/4071_5%20Real%20Decreto%201663%202000.pdf). [Último acceso: 22 Diciembre 2015].
- [37] C. Regulación Eléctrica 001/13, 13 MARZO 2014. [En línea]. Available: [http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/Codificaci%C3%B3n-Regulacion-001\\_13-Energias-Renovables\\_.pdf](http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/Codificaci%C3%B3n-Regulacion-001_13-Energias-Renovables_.pdf).
- [38] C. Aliance, «Parity Grid Monitor Chile,» 15 Abril 2015. [En línea].
- [39] SENCICO -CARELEC Curso de especialización en energía solar fotovoltaica y Térmica
- [40] ABB, Cuaderno de Aplicaciones Técnicas #10
- [41] Tesis Doctoral “Implementación de un control digital de potencia activa y Reactiva para inversores. Aplicación a sistemas fotovoltaicos conectados a red” Autor: Linda Hassaine (Universidad Carlos III de Madrid).
- [42] Apuntes master en energía solar fotovoltaica MASTER-D (ESPAÑA)
- [43] ABB catalogo

[44] PROTECCIONES\_CAHORS

[45] Manual EXzhellent

[46] Manual Canaletas UNEX, modelo 66U23X

[47] Fusibles para CC

[48] Informe anual 2012 CENACE

## ANEXOS

## ANEXOS 1 (DIAGRAMAS)

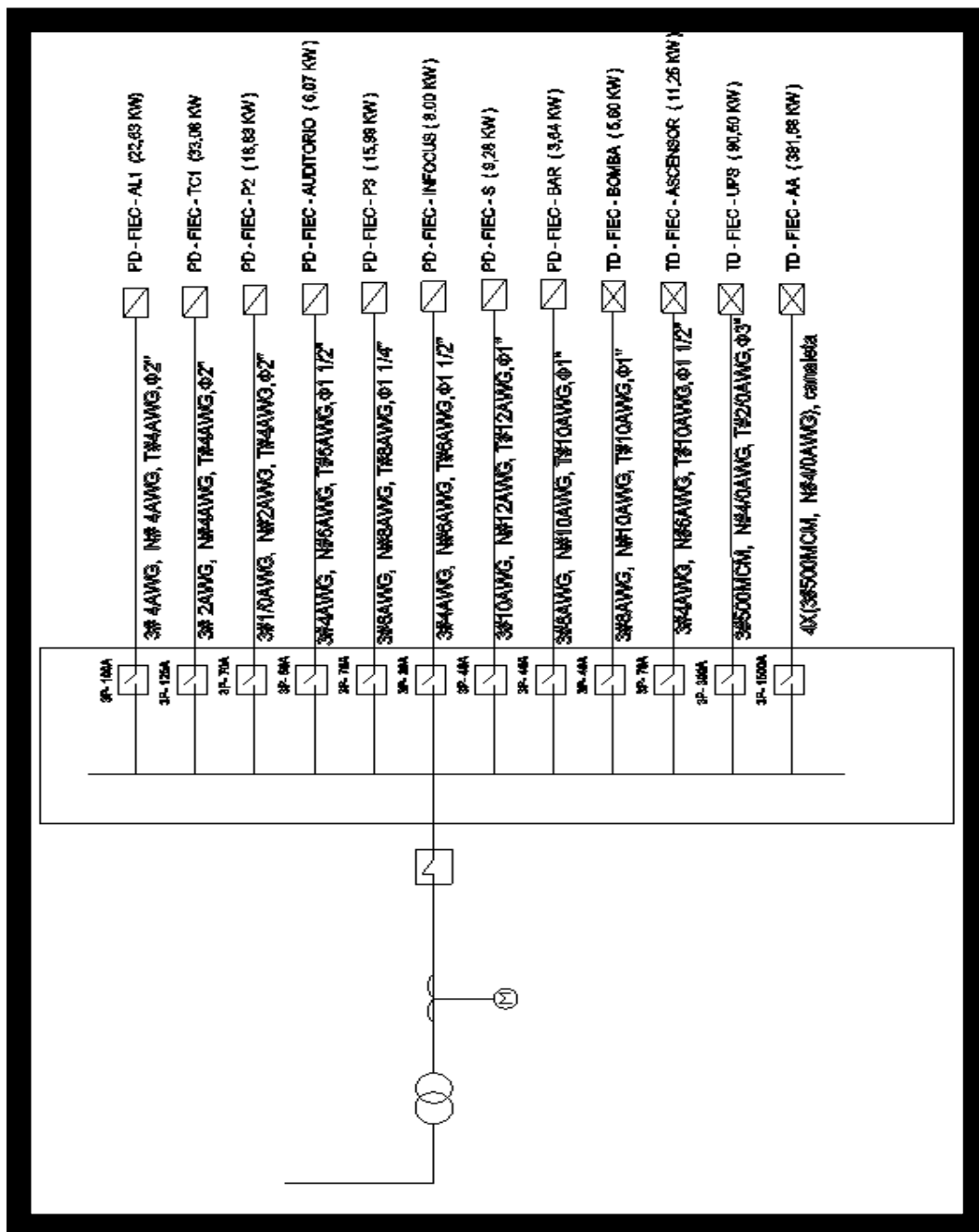


DIAGRAMA 1: Diagrama Unifilar del Edificio 15 A de la facultad de electricidad

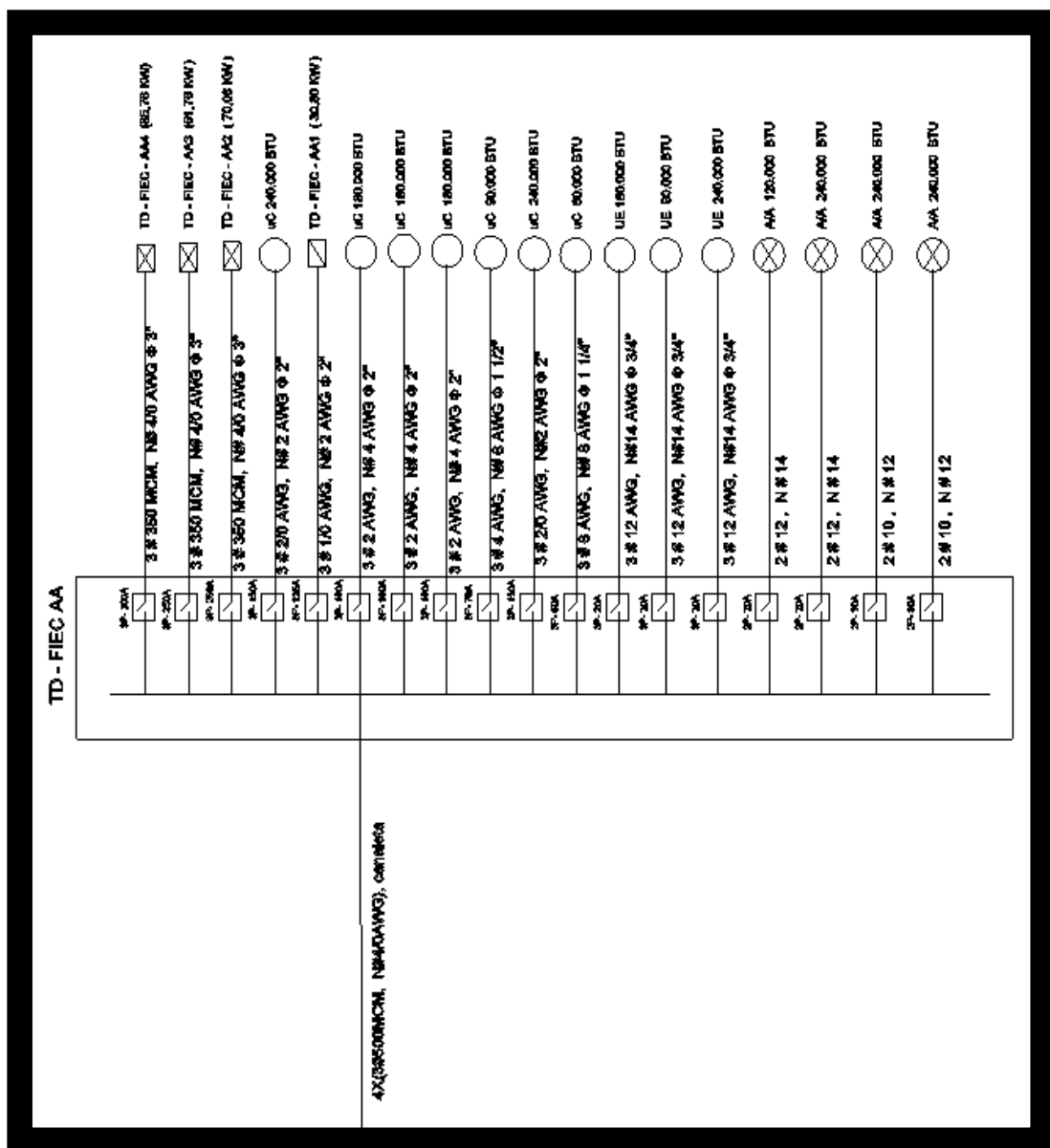
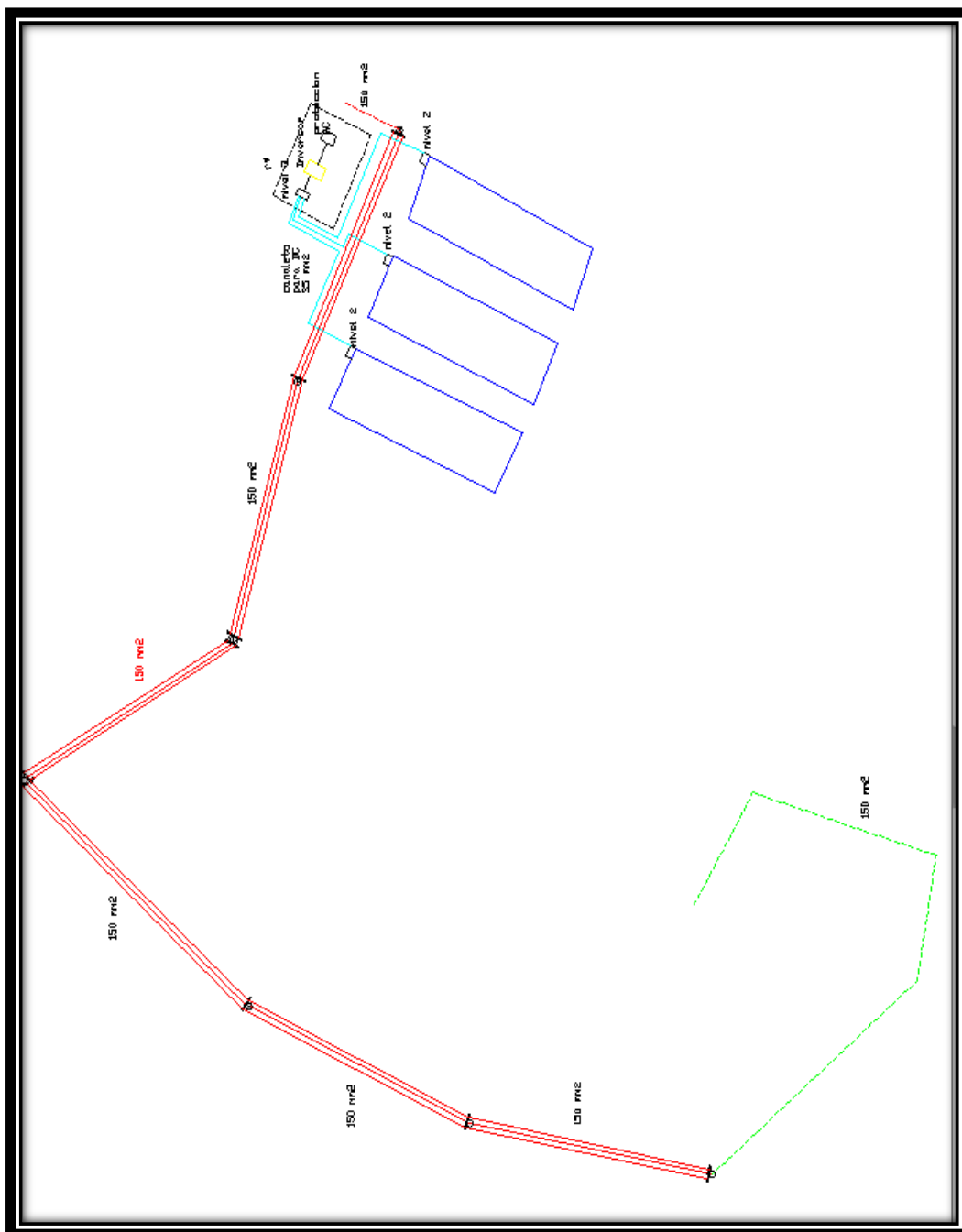


DIAGRAMA 2: Diagrama Unifilar del sistema de AA del Edificio 15 A

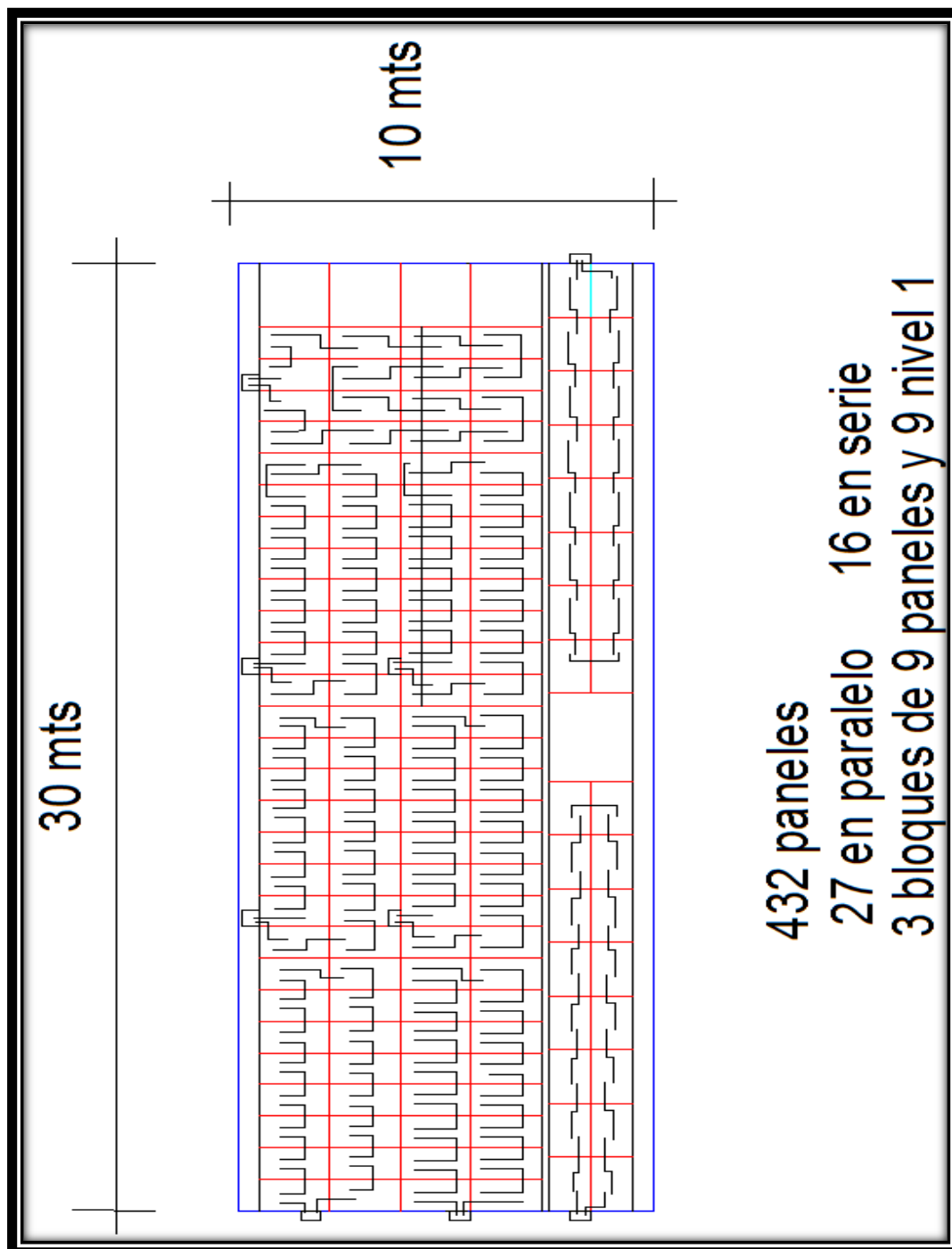




**DIAGRAMA 3: Diagrama de Vista Superior para la instalación de área B**



**DIAGRAMA 4: Diagrama de Vista Superior de la instalación de área B en su emplazamiento.**



**DIAGRAMA 5: Diagrama de Vista Superior de la configuración de los paneles en un Area y la disposición de los String Boxes a instalar.**

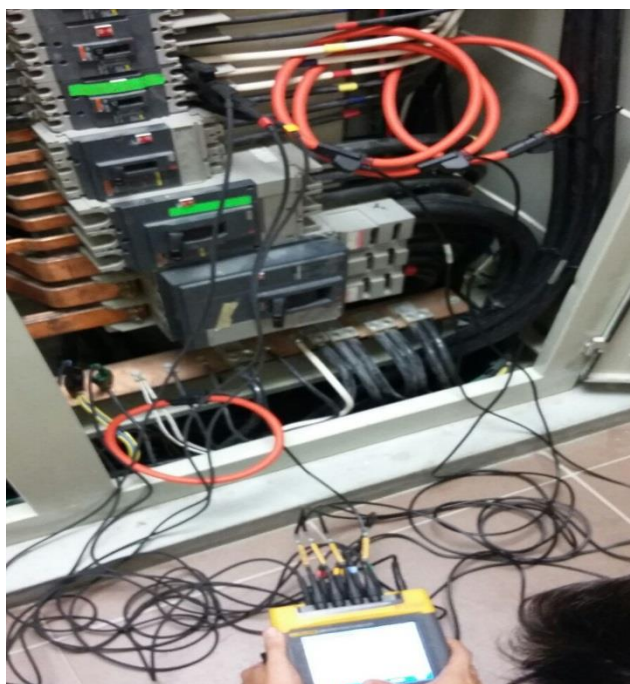
## ANEXOS 2: PROCEDIMIENTO DEL ESTUDIO ENERGÉTICO



**Figura 1: Instalación del equipo de medición en las celdas del cuarto eléctrico del edificio**



**Figura 2: Configuración del equipo de medición en las celdas del cuarto eléctrico del edificio**



**Figura 2: Medición para el alumbrado de planta baja del edificio**



**Figura 3 Medición en las celdas de acondicionadores de aire conservando la zona de seguridad**

Potencia y energía				
FUND	24:47:30			
	L1	L2	L3	Total
kW	3.2	3.1	1.3	7.6
kVA	3.3	3.1	1.3	7.8
kVAR	0.8	0.4	0.1	0.5
PF	0.94	0.97	1.00	0.96
cos $\phi$	0.97	0.99	1.00	
kWh	54.40	57.35	24.07	135.8
kVAh	56.39	57.53	24.12	138.0
kVAh	14.43	2.583	0.679	11.17
START 01/01/03 00:20:25		24:47:30		
PULSE CNT ON OFF		CLOSE ENERGY	MANUAL COUNT	RESET ENERGY

Figura 4.- Energía consumida en el edificio 15 A para alumbrado en un día

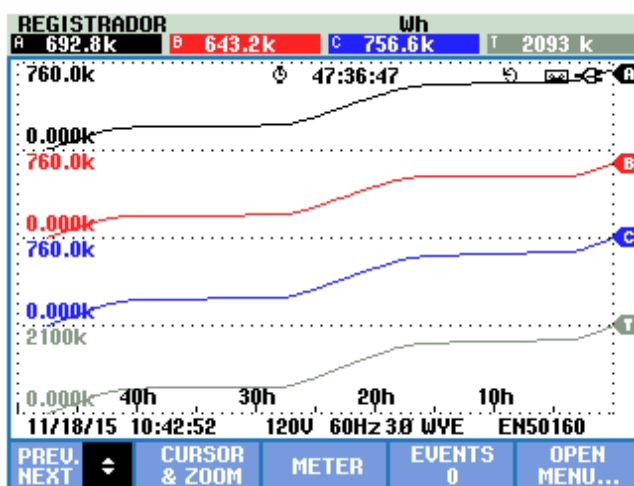


Figura 5.- Energía consumida en el edificio 15 A para acondicionadores de aire