

UNIVERSIDAD DEL PAÍS VASCO
ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERÍA TÉCNICA
INDUSTRIAL DE EIBAR

BIANCA VENTURA BRANDIZZI

***INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED
SOBRE EL TEJADO DE UN EDIFICIO DE LA UNIVERSIDAD DE
SÃO PAULO – CAMPUS SÃO CARLOS.***

Eibar - Espanha
2013

BIANCA VENTURA BRANDIZZI

***INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED
SOBRE EL TEJADO DE UN EDIFICIO DE LA UNIVERSIDAD DE
SÃO PAULO – CAMPUS I SÃO CARLOS.***

Monografía presentada a la Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Eibar, Universidad del País Vasco, con el objetivo de obtener el título de Ingeniera Ambiental por la Escuela de Ingeniería de São Carlos, Universidad de São Paulo.

Tutor: Carmelo Alonso González

Eibar - Espanha
2013

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

V816i Ventura Brandizzi, Bianca
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED
SOBRE EL TEJADO DE UN EDIFICIO DE LA UNIVERSIDAD DE SÃO
PAULO □ CAMPUS SÃO CARLOS. / Bianca Ventura Brandizzi;
orientador Carmelo Alonso González. São Carlos, 2013.

Monografia (Graduação em Engenharia Ambiental) --
Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de
São Paulo, 2013.

1. Energias renovables. 2. Energía solar
fotovoltaica. 3. Sistema conectado a la red de baja
tensión. 4. Universidad de São Paulo. 5. Campus São
Carlos. 6. Desarrollo sostenible. I. Título.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus, pela vida a mim concedida.

À minha família por apoiar as minhas decisões e escolhas e me oferecer carinho, amor, suporte, coragem, motivação, superação em todas as fases de minha vida.

À Universidade de São Paulo e à Escola de Engenharia de São Carlos por assumirem o compromisso diariamente com a educação de primeira qualidade de milhares de jovens e por colocarem a disposição funcionários e docentes habilitados com excelência para realizarem tal missão.

Ao Programa Ciências sem Fronteiras, do Governo Federal, por possibilitar minha vivência em outro país me oferecendo a oportunidade de aprofundar e adquirir conhecimentos relacionados ao meu curso de graduação, de tornar fluente no idioma espanhol e de viver uma experiência única e muito enriquecedora.

Ao professor Dr. Carmelo Alonso González pela excepcional dedicação, paciência e, principalmente, orientação na execução desta monografia.

À Escuela Universitaria de Ingenieria Técnica Industrial de Eibar por me receber de braços abertos, dando me suporte e estrutura para estudar 1 ano em sua unidade e me oferecer conhecimentos enriquecedores para minha vida acadêmica, profissional e pessoal.

À todos os meus amigos da escola (Dante Alighieri), à turma de Engenharia Ambiental 08, às mimimis por todos os momentos de descontração, união, conselhos, carinho, apoio e pela amizade verdadeira nesses meus anos de vida.

Ao meu namorado pelo amor, dedicação, companheirismo e sabedoria em nossos 5 anos de união.

RESUMO

BRANDIZZI, B. V. Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre el tejado de un edificio de la Universidad de São Paulo – campus I São Carlos. 2013. 161 p. Trabajo de Fin de Grado. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

La energía constituyó una de las bases importantes para la vida humana. Razón por la cual la cuestión energética siempre ha ocupado destaque en las discusiones e investigaciones mundiales. Sin embargo, en la actualidad la política energética se ha tornado una preocupación apremiante una vez que la mayor parte de la energía utilizada en el mundo es proveniente de fuentes no renovables. Además de ser encontrados en cantidades finitas, los combustibles fósiles causan adversidades e impactos negativos al medio ambiente y al hombre. Bajo ese escenario se puede observar que una tendencia promisoría es la intensificación del uso de las energías renovables, así como el surgimiento de fuentes alternativas de energía, ya realidad en muchos países.

En este contexto el presente trabajo investiga la viabilidad técnica y económica de la implantación de un sistema solar fotovoltaico de 48 kWp, conectado a la red eléctrica de baja tensión sobre el tejado del edificio llamado Bloco D en el campus I de la Universidad de São Paulo en São Carlos, haciéndolo referencia en desarrollo y sustentabilidad.

En el Brasil, la tecnología fotovoltaica todavía no ha conseguido superar su principal barrera, la económica, una vez que la energía generada por los módulos fotovoltaicos tiene un coste mucho superior a la generada por las hidroeléctricas, principal fuente de la matriz energética nacional. Sin embargo esta barrera también está presente en otros países, como España y Alemania, y no fue un factor impeditivo para el desarrollo de un fuerte mercado fotovoltaico. La diferencia es la adopción de programas de incentivos, a la industria y a los consumidores que los gobernantes locales implantaron en estos países.

Analizando los resultados finales de este trabajo se puede decir que es viable la implantación de un sistema solar fotovoltaico en el campus de la Universidad de São Paulo como fue proyectado en este trabajo generando un total de 60.1 MW/h en el año. Sin embargo, para que sea más rentable la implantación de una instalación como esta es

fundamental que el gobierno conceda incentivos, para que la industria fotovoltaica se desarrolle, y subsidios, para que el consumidor tenga interese en invertir en este tipo de energía.

Palabras llaves: Energía eléctrica, Energías renovables, Energía solar fotovoltaica, sistema conectado a la red de baja tensión, Universidad de São Paulo, Campus São Carlos, Desarrollo Sostenible.

ABSTRACT

BRANDIZZI, B. V. Solar photovoltaic installation connected to the grid on the roof of a building of the University of São Paulo – campus I of São Carlos. 2013. 161 p. Final Project. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

The energy set up one of the most important bases for human life. Which is why the energy issue has always held prominence in global discussions and researches. However, at present energy policy has become a pressing concern once most of the energy used in the world is stemmed from nonrenewable sources. Besides being found in finite quantities, fossil fuels cause adversities and negative impacts to the environment and humans. That scenario shows that one of the promissory trend is the increased use of renewable energies, as well as the develop of alternative energy sources, already reality in many countries. In this context, this research project investigates the technical and economic feasibility of implementing a solar system of 48 kWp grid connected to the low voltage on the roof of the building called Bloco D in the campus I of the University of São Paulo in São Carlos, making it a reference to development and sustainability. In Brazil, photovoltaic technology has not yet managed to overcome the main barrier, economic, once the energy generated by photovoltaic modules has cost much higher than that generated by hydropower, the main source of the national energy matrix. Yet this barrier is also present in other countries such as Spain and Germany, and it was not a preventive factor for the development of a strong photovoltaic market. The difference is the adoption of incentive programs for the industry and the consumers that the local rulers implemented in these countries. Analyzing the results of this work can be said that it is feasible to implement a solar photovoltaic system on the campus of the University of São Paulo as projected in this work to generate a total of 60,1 MW/h in the year. However, to make it more profitable to implement a facility like this is essential that the government gives incentives for the photovoltaic industry develops, and subsidies, so that the consumer is interested in investing in this type of energy.

Keywords: Electric power, Renewable energy, Solar photovoltaic system connected to the low voltage network, University of São Paulo, Campus of São Carlos.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Tipo de células fotovoltaicas más empleadas.	5
Figura 2. Módulos FV de (a) silicio policristalino, (b) silicio monocristalino, (c) silicio amorfo, (d) película delgada con encapsulamento flexible, (e) CIS y (f) silicio monocristalino con encapsulamento doble de vidrio.	7
Figura 3. Curva I x V de un módulo FV.	9
Figura 4. Curva P x V de un módulo FV.	10
Figura 5. Influencia de la irradiancia y de la temperatura en la curva I x V del módulo FV.	11
Figura 6. Elementos que hacen parte del módulo FV.	12
Figura 7. Contribuciones de capacidad fotovoltaica instalada en 2011 por los países europeos.	16
Figura 8. Contribuciones de capacidad fotovoltaica instalada en 2011 por los países no europeos.	16
Figura 9. Capacidad fotovoltaica instalada hasta principio de 2012.	17
Figura 10. Radiación media anual por región del país (Brasil), en los planos horizontal e inclinado.	18
Figura 11. Esquema de un edificio con sistema fotovoltaico conectado a red.	19
Figura 12. Influencia de la irradiancia e da temperatura de la célula FV en la curva P x V.	23
Figura 13. Principales funciones presente en los inversores para sistemas conectados a la red.	24
Figura 14. Numero de sistemas fotovoltaicos están conectados a la red: (a) dos o (b) un.	25
Figura 15. Configuración del sistema con un inversor centralizado.	26
Figura 16. Configuración del sistema con un inversor en cada cadena o en cada subgenerador.	27
Figura 17. Configuración del sistema con un inversor en cada módulo.	28
Figura 18. Indicación de las partes básicas de un sistema fotovoltaico.	29
Figura 19. Protecciones para circuitos.	35
Figura 20. Curva de un dispositivo de protección.	37
Figura 21. Protección contra sobretensiones Clase I y símbolo normalizado.	40
Figura 22. Protección contra sobretensiones CLASE II y símbolo normalizado.	40
Figura 23. Protecciones para las personas.	41
Figura 24. Representación de un circuito de puesta a tierra.	43
Figura 25. Localización de la ciudad de São Carlos en el estado de São Paulo.	47
Figura 26. Vista de perfil del edificio.	48
Figura 27. Cubierta del edificio que se instalará el generador FV.	49
Figura 28. Localización del edificio elegido en el campus I de la universidad.	49
Figura 29. Detalle de PVSIST para optimización anual.	52
Figura 30. Detalle de PVSIST para optimización en invierno.	53

Figura 31. Detalle de PVSIST para optimización en verano.	54
Figura 32. Estructura soporte.	55
Figura 33. Esquema con las medidas importantes para la determinación de la distancia mínima.	55
Figura 34. Fusible de tipo E9F12PV con símbolo normalizado y base portafusibles modelo E92/32, ambos de la marca ABB.	81
Figura 35. Esquema del controlador permanente de aislamiento.	82
Figura 36. Vigilante de aislamiento y esquema de conexión.	82
Figura 37. Esquema de conexión de interruptor de corriente continua.	83
Figura 38. Controlador de Aislamiento de la marca PROAT.	84
Figura 39. Descargador modelo OVR PV 40 1000P de la marca ABB.	85
Figura 40. Interruptor-seccionador de marca ABB modelo S804PV-S63.	86
Figura 41. Caja de conexiones modelo Gemini marca ABB.	88
Figura 42. Interruptor magnetotérmico tetrapolar modelo S804PV de la marca ABB.	90
Figura 43. Interruptor diferencial tetrapolar modelo F204B-40/0,03 de la marca ABB.	91
Figura 44. Descargador tipo OVR T2 de la marca ABB.	91
Figura 45. Interruptor general manual modelo Tmáx de la marca ABB.	92
Figura 46. Caja de conexiones modelo Gemini marca ABB.	93
Figura 47. Diagrama de la energía útil producida y de las pérdidas mensuales asociadas al sistema fotovoltaico.	96
Figura 48. Diagrama del factor de rendimiento (PR) para cada mes.	96
Figura 49. Tabla con los balances y resultados principales mensuales y el anual.	97
Figura 50. Diagrama discriminativo de las pérdidas de energía a largo de la conversión (anual).	98
Figura 51. Datos meteorológicos obtenidos por la base de datos del programa RETscreen para la ciudad de Araraquara.	101
Figura 52. Primera parte de la hoja Energy Model con las informaciones completadas.	102
Figura 53. Análisis financiero del proyecto.	103
Figura 54. Grafico del flujo de caja acumulado.	104

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Cuadro comparativo de los rendimientos según el tipo de célula fotovoltaica.	6
Tabla 2. Parámetros principales de los módulos fotovoltaicos.	8
Tabla 3. Propiedades físicas de los materiales más utilizados como conductores eléctricos.	33
Tabla 4. Resumen de las características de los conductores del tramo 1.	69
Tabla 5. Resumen de las características de los conductores del tramo 2.	72
Tabla 6. Resumen de las características de los conductores del tramo 3.	74
Tabla 7. Resumen de los cableados de la instalación.	77
Tabla 8. Resumen de las protecciones de la instalación.	94
Tabla 9. Precios de los materiales y servicios para la implantación de la instalación fotovoltaica.	100

LISTA DE ABREVIATURAS Y SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
PRODIST	Procedimentos para a Distribuição de Eletricidade no Sistema Nacional
COBEI	Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Telecomunicações e Iluminação
FV	Fotovoltaico(a)(os)(as)
EFCR	Edifícios Fotovoltaicos Conectados a la Red
CC	Corriente Continua
CA	Corriente Alterna
c-Si	Silicio cristalino
m-Si	Silicio monocristalino
p-Si	Silicio policristalino
a – Si	Silicio amorfo
CdTe	Teluro de Cadmio
STC	Standard Test Condition
AM	Air Mass
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
I	Corriente
V	Tensión
Voc	Tensión de circuito abierto del generador FV
Isc	Corriente de corto-circuito del generador FV
I_{nom}	Corriente nominal
V_{nom}	Tensión nominal
P_{nom}	Potencia nominal
η	Eficiencia
αI_{sc}	Coeficiente térmico de corriente de corto-circuito
αV_{oc}	Coeficiente térmico de tensión de circuito abierto

T_{NOC}	Temperatura nominal de operación de la célula
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracker
Pc.c.	Potencia corriente continua a la entrada del inversor
Pc.a.	Potencia corriente alterna a la salida del inversor
η_I	Eficiencia de conversión del inversor
FDI	Fator de dimensionamento del inversor
T_{amb}	Temperatura ambiente
T_{cel}	Temperatura de célula
$V_{oc,mod}$	Tensión de circuito abierto del módulo FV
$I_{sc,mod}$	Corriente de corto-circuito del módulo FV
$P_{m\acute{a}x,mod}$	Máxima potencia del módulo FV
$V_{PMP, mod}$	Tensión máxima del módulo FV
$I_{PMP, mod}$	Corriente máxima del módulo FV
I_N	Intensidad nominal
PdC	Poder de corte
SP	Sol Pleno
SPD	Descargadores de Sobretenensión
Yf	Productividade final
PR	Factor de Rendimiento

SUMARIO

1. Justificativa y Objetivos	1
2. Fundamentos de la Energía Fotovoltaica	2
2.1 Células fotovoltaicas.....	2
2.1.1 Tipos de células solares.....	3
2.1.2 Comparación entre los tipos de células	5
2.2 Módulo fotovoltaico	6
2.2.1 Parámetros y curvas características de los módulos FV	7
2.2.2 Características mecánicas y estructura.....	11
2.2.3 Módulos de Integración arquitectónica	13
2.3 Situación de la energía fotovoltaica.....	14
2.3.1 En el Mundo	14
2.3.2 En Brasil.....	17
2.4 Edificios Fotovoltaicos conectados a la red.....	18
2.4.1 Generador fotovoltaico.....	19
2.4.2 Inversor.....	23
2.4.3 Cableado de conexión	32
2.4.4 Protecciones	34
2.5 Leyes y normativas aplicables a los sistemas fotovoltaicos conectados a la red..	43
3. Memoria de Proyecto.....	46
3.1 Evaluación de lo potencial energético solar disponible	46
3.2 Evaluación de lo espacio de la instalación	47
3.3 Generador solar FV	50
3.3.1 La elección del módulo	50
3.3.2 Estructura de soporte de las placas.....	51
3.3.3 Distancia mínima entre as placas	55
3.3.4 Cálculo del número de módulos FV.....	57
3.4 Inversor	58
3.4.1 Tensión y corriente en el punto de máxima potencia.....	58
3.4.2 Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura.....	59
3.4.3 Elección del inversor	63
3.5 Cableado y Protecciones	66
3.5.1 Cableado de conexión	66

3.5.2 Cableado de protección (Puesta a tierra).....	75
3.5.3 Protecciones	77
4. Estudio Energético.....	95
5. Estudio de la Viabilidad Económica	99
5.1 Presupuesto de la instalación	99
5.2 Análisis económico screen.....	101
6. Conclusiones.....	106
7. Planos	107
8. Bibliografía.....	112
9. Anexos.....	118

1. Justificativa y Objetivos

La principal motivación de este trabajo proviene de la oportunidad de poner en práctica los conocimientos adquiridos durante el grado de Ingeniería Ambiental en la Universidad de São Paulo y en los intercambios realizados con énfasis en Energías Renovables, de una tecnología relativamente nueva, sostenible, y todavía, muy poco utilizada en Brasil, a partir de la realización de un proyecto de ingeniería que puede ofrecer al campus de la Universidad de São Paulo en São Carlos una fuente alternativa de energía y fomentar iniciativas sostenibles en el campus.

La Universidad de São Paulo es una referencia mundial en la enseñanza y para vigilar dicha colocación es necesario desarrollar con excelencia todas las demás actividades y temas relacionados con la universidad. Este proyecto se presenta como una propuesta para que el campus también se torne referencia en sostenibilidad.

Objetivos del trabajo

Analizar los conceptos y tecnologías relacionadas con la energía fotovoltaica, centrando en los sistemas conectados a la red, y así obtener un mayor conocimiento sobre la respectiva energía alternativa.

Mostrar la posibilidad de la implantación de un sistema fotovoltaico en el campus de la USP de São Carlos, tornándolo sostenible en términos de energía y referencia de desarrollo tecnológico en Brasil.

A partir de un análisis técnico y económico determinar si la aplicación del sistema es realmente factible.

2. Fundamentos de la Energía Fotovoltaica

La unidad básica fotovoltaica es la célula solar, y con ella se construyen los módulos fotovoltaicos, elementos de fácil manejo que conectados entre sí componen el generador eléctrico de una instalación fotovoltaica. Los módulos fotovoltaicos transforman directamente la luz solar en electricidad y pueden incluirse en la envolvente de los edificios de muy diversas maneras.

La energía solar fotovoltaica está indicada para un amplio abanico de aplicaciones donde se necesite generar electricidad, bien sea para satisfacer las necesidades energéticas de aquellos que no disponen de acceso a la red eléctrica (sistemas fotovoltaicos autónomos) o bien para generar energía a la red (sistemas conectados a la red eléctrica) como es el caso de este proyecto.

Para lograr una mejor integración arquitectónica, el diseño de estos módulos puede ajustarse dentro de ciertos límites. Cada tecnología fotovoltaica ofrece distintas posibilidades y, a su vez, tiene sus limitaciones. A continuación se describen las células y módulos fotovoltaicos de distintas tecnologías. Características como la transparencia del módulo, su forma, su tamaño, su aspecto y su color o estructura constructiva se analiza para módulos de silicio cristalino y distintos tipos de módulos de capa delgada.

2.1 Células fotovoltaicas

Las células solares fotovoltaicas transforman directamente la energía solar en energía eléctrica. Fabricados con materiales semiconductores estos dispositivos absorben parte de la radiación solar que incide sobre ellos y la transforman, con mayor o menor eficacia, en electricidad basando en el efecto fotovoltaico. Si se conecta una célula solar a una carga eléctrica y se ilumina, producirá una diferencia de potencial en esa carga y hará circular una corriente continua a través de ella. Bajo estas condiciones de operación, la célula funciona como un generador de energía eléctrica.

2.1.1 Tipos de células solares

Hay una gran cantidad de células fotovoltaicas en el mercado. Entre los varios semiconductores utilizados para la producción de células solares, se destacan por orden de uso: silicio cristalino, silicio amorfo hidrogenado, telurio de cadmio y compuestos relacionados con diseleniuro de cobre e indio.

El silicio cristalino (c-Si)

El c-Si es el más tradicionalmente utilizado, ya que es un material que se encuentra en abundancia en la corteza terrestre, y tiene tecnología consolidada. El coste de producción es, sin embargo, bastante alto razón por la cual no es aún aconsejable para la generación de energía a gran escala. Las células solares que emplean el silicio como material semiconductor puede ser de dos tipos dependiendo de la pureza de las células de silicio: silicio monocristalino (m-Si) y silicio policristalino (p-Si). Las células de silicio policristalino tienen una menor eficiencia de conversión, con la ventaja de menores costos de producción, ya que la perfección cristalina es menor y el proceso es más simple.

El silicio amorfo (a-Si)

Los procesos de producción de a-Si se producen a temperaturas relativamente bajas, en un proceso de plasma, lo que permite a estas películas delgadas sean depositadas sobre sustratos de bajo coste, tales como vidrio, acero inoxidable y algunos plásticos. Por lo tanto, se ha desarrollado módulos solares disponibles en el mercado hoy en día que son flexibles e irrompibles, ligeros, semi-transparentes, con superficies curvas, que están expandiendo el mercado fotovoltaico debido a su mayor versatilidad y aplicabilidad arquitectónica. Pueden ser utilizados para cubrir tejados y fachadas sin grandes contrastes estéticos con el medio ambiente circundante.

El a-Si ofrece rendimientos más bajos en comparación con el c-Si, sin embargo, tiene un menor costo por m^2 y no muestra disminución de la potencia con el incremento de la temperatura de trabajo, una ventaja en aplicaciones en países con climas cálidos, como Brasil (RUTHER, 2004).

El telurio de cadmio (CdTe)

El más reciente competidor del c-Si y del a-Si en el mercado para la generación de energía fotovoltaica y la aplicación a los edificios integrados es el CdTe, también en forma de películas delgadas. Estos módulos típicamente en forma de placas de vidrio en un tono marrón / azul muestra una estética atractiva en comparación con c-Si. Otra atracción de esta tecnología es la eficiencia de conversión de energía solar en energía eléctrica en comparación con un a-Si. Como en el caso de a-Si, los costes de producción del CdTe son atractivamente bajo para la producción a gran escala. Sus desventajas están relacionadas con la baja abundancia de los elementos que intervienen y mayor toxicidad de los elementos.

El diseleniuro de cobre (galio) e indio (CIS y CIGS)

Los paneles solares de CIS y CIGS, como los de a-Si y de CdTe, tienen un gran aspecto estético y están surgiendo en el mercado con grandes superficies en diversas aplicaciones arquitectónicas. Como en el caso de CdTe, la baja abundancia de los elementos y sus problemas de toxicidad deben ser considerados cuando esta tecnología alcanzar cantidades significativas de producción.

Entre la película delgada disponible en el mercado, los módulos CIGS son los que tienen el mejor rendimiento fotovoltaico, por lo que muchas empresas están invirtiendo en esta tecnología.

La figura a seguir presenta un resumen de las tecnologías de células fotovoltaicas conocidas y citadas anteriormente.




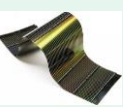
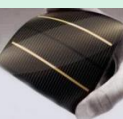
Célula	Material	Rendimiento Laboratorio	Rendimiento Práctico	Características	Fabricación
	Silicio Monocristalino (m-Si)	24%	15 - 18%	Superficie azul oscura a negra homogénea, de variadas formas. Espesura: 0,3 mm, Tamaño: 10x10 cm o 12,5x12,5cm ²	Proceso Czochralski: el núcleo del cristal con orientación definida es inmerso en un baño de silicio fundido de alta pureza y retirado en rotación lenta. Altas temperaturas (1400°C).
	Silicio Policristalino (p-Si)	19 - 20%	12 - 14%	Superficie estructurada en cristas en diversos tonos de azul. Cuadradas. Espesura: 0,3mm Tamaño: 10x10 cm o 12,5x12,5cm ²	El silicio en estado bruto es calentado a vacío hasta una temperatura de 1500°C y solidificado direccionalmente, lo que resulta en un bloque con gran cantidad de cristales.
	Silicio Amorfo (a-Si)	16%	5 - 8%	Superficie castaño arojada a negra homogénea, forma de libre elección y en diversos sustratos. Espesura: 0,001mm, Tamaño (módulo estándar máx.): 0,77x2,44m ²	Es fabricado en un reactor plasmático a través de la vaporización de Silicio Gaseoso (SiH ₄). Los procesos ocurren a temperaturas relativamente bajas (250°C).
	Teluro de Cadmio (CdTe)	16,50%	6 - 9%	Superficie de reflectividad verde oscura a negra, forma de libre elección y comúnmente en vidrio no solidificado. Espesura (sobre o sustrato): 0,008mm; Tamaño (máx.): 1,2x0,6m ² .	Vaporización de CdS y de CdTe en una cámara a vacío a temperaturas relativamente bajas (700°C).
	Disseleniuro de cobre e indio (CIS e CIGS)	19%	7,5 - 9,5%	Superficie negra homogénea, forma de libre elección y comúnmente en vidrio no solidificado. Espesura (sobre o sustrato): 0,003mm; Tamaño (máx.): 1,2x0,6m ² .	Vaporización simultánea (o individual) de los elementos cobre, indio y selenio en una cámara a vacío a temperatura relativamente baja (500°C).

Figura 1. Tipo de células fotovoltaicas más empleadas (modificada de GREENPRO, 2004).

2.1.2 Comparación entre los tipos de células

Según González (2011), hoy en día, en torno al 90 % de las células comerciales se fabrican con obleas de silicio, monocristalino o policristalino. El uso predominante de este material para la fabricación de módulos comerciales se debe al buen conocimiento de su tecnología, a su relativo alto rendimiento y a su fiabilidad demostrada durante varias décadas (SARDINERO, 2012). Sin embargo en el mercado está creciendo también para otras tecnologías, entre las que destacan las de ‘película delgada’, así llamadas por el fino espesor de las capas que las constituyen.

La tecnología más consolidada en la familia de lámina delgada es la de silicio amorfo. Estos módulos ahorran material y tiempo en su fabricación respecto a los convencionales de silicio monocristalino, pero su rendimiento es aproximadamente la mitad (SARDINERO, 2012). Esta característica los ha relegado durante muchos años al mercado de productos de consumo de baja potencia, como relojes, calculadoras o linternas. De todas formas, el aspecto homogéneo, la versatilidad y las posibilidades de transparencia de los módulos de silicio amorfo los están convirtiendo en una alternativa interesante para la integración en edificios.

Las limitaciones de rendimiento del silicio amorfo han potenciado la búsqueda de materiales policristalinos alternativos para la fabricación de módulos de lámina delgada. Actualmente existe en el mercado una pequeña producción de módulos de telurio de cadmio (CdTe), material ya considerado hace años para la conversión fotovoltaica. Sin embargo, este producto presenta la desventaja del uso para su fabricación del cadmio, un material muy tóxico para el medio ambiente (GONZÁLEZ, 2011). Una tecnología muy prometedora es la que utiliza en su fabricación el seleniuro de cobre e indio (CIS), con la que se han conseguido los módulos de lámina delgada más eficaces hasta ahora con rendimientos del 11 % (GONZÁLEZ, 2011).

Los rendimientos típicos de los módulos comerciales, que resultan siempre inferiores a los de las células individuales con los que están fabricados, oscilan entre un 12-15 % para los módulos de silicio monocristalino, y un 6-7 % para módulos de silicio amorfo (GREENPRO, 2004). La tabla 1 recoge estos valores:

Tabla 1. Cuadro comparativo de los rendimientos según el tipo de célula fotovoltaica.

Tecnología	Rendimientos típicos (%)
Silicio monocristalino	12-15
Silicio policristalino	11-13
CIS	10-11
Telero de cadmio	9
Silicio Amorfo	6-7

Fonte: Modificado de GREENPRO, 2004.

2.2 Módulo fotovoltaico

Las células solares suelen tener valores de tensión bajos para la mayoría de las aplicaciones (RUTHER, 2004). Por este motivo se conectan en serie para obtener mayores tensiones, o bien en paralelo para conseguir mayores corrientes (ALMEIDA, 2012). Una vez encapsuladas, constituyen una unidad de generación eléctrica llamada ‘módulo fotovoltaico’. La imagen a seguir muestra algunos tipos de módulos FV.



Figura 2. Módulos FV de (a) silicio policristalino, (b) silicio monocristalino, (c) silicio amorfo, (d) película delgada con encapsulamiento flexible, (e) CIS y (f) silicio monocristalino con encapsulamiento doble de vidrio (ALMEIDA, 2012).

2.2.1 Parámetros y curvas características de los módulos FV

Desde un punto de vista cualitativo, el comportamiento eléctrico de un módulo es similar al de las células que lo constituyen (ALMEIDA, 2012). Sus parámetros eléctricos son designados normalmente por el fabricante en la hoja de datos técnicos, y se refieren al comportamiento del módulo bajo ciertas condiciones de funcionamiento con respecto a la temperatura, la irradiancia y la masa de aire por encima del módulo (GREENPRO, 2004).

Con el fin de poder comparar diferentes módulos solares, las condiciones de funcionamiento fueron normalizadas y se denominan condiciones de ensayo estándar (STC). Definido por la IEC 60904 EN 60904/DIN establecen las siguientes condiciones:

- Irradiancia de 1000 W/m^2 ;
- Temperatura en la célula de 25°C ;
- Masa de aire (AM) de 1,5.

Sin embargo, en realidad estas condiciones no siempre se producen y varían en gran medida dependiendo de la hora y día del año. Por esta razón, con frecuencia se especifica temperatura nominal de funcionamiento de la célula (NOCT). Esta temperatura de la célula se determina para un nivel de 800 W/m^2 de irradiación, una temperatura de 20°C y una velocidad del viento de 1 m/s .

A la hora de dimensionar una instalación solar fotovoltaica, es primordial conocer los parámetros eléctricos fundamentales de los módulos fotovoltaicos que están en el mercado. Los principales parámetros eléctricos de los módulos eléctricos, así como sus símbolos y unidades se describen en la tabla 2.

Tabla 2. Parámetros principales de los módulos fotovoltaicos.

Parámetro	Símbolo	Unidad	Descripción
Corriente:			
Corriente de corto circuito	I_{sc}	A	Máximo valor de corriente que puede circular por el módulo, cuando sus terminales estén en cortocircuito.
Corriente nominal (MPP)	I_{MPP}/I_{nom}	A	Corriente fotovoltaica no MPP
Tensión:			
Tensión de circuito abierto	V_{OC}	V	Máximo valor de tensión en los terminales del módulo, que ocurre cuando no está conectado a ninguna carga.
Tensión nominal (MPP)	V_{MPP}/V_{nom}	V	Tensión fotovoltaica no MPP
Máxima tensión del sistema	V_{max}	V	
Potencia:			
Máxima potencia o potencia nominal (MPP)	P_{MPP}/P_{nom}	Wp	Punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del módulo.
Eficiencia	η	%	Cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente.
Parámetros térmicos:			
Coefficiente de temperatura I_{sc}	α_I	$^\circ\text{C}$	Coefficiente de corrección para la corriente máxima que se produce en el panel cuando no hay conectada

				ninguna carga y cortocircuitamos los bornes del panel, este coeficiente muestra como varía la intensidad con una variación de la temperatura.
Coeficiente de temperatura Voc	α_V	V/°C		Coeficiente de corrección para la tensión máxima que se produce a circuito abierto cuando no existe ninguna carga conectada, este coeficiente muestra como varía la tensión con una variación de temperatura.
Temperatura nominal de operación de la célula	T _{NOC}	°C		Temperatura a la que operan las células en un módulo solar bajo condiciones de operación estándar NOCT.

Se pueden mostrar los principales parámetros fundamentales así como el comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico mediante dos curvas: corriente en función del voltaje (I x V) y potencia en función del voltaje (P x V). Estas curvas muestran los parámetros de tensión y corriente para máxima potencia (Impp, Vmpp), tensión a circuito abierto (Voc) y corriente de cortocircuito (Isc).

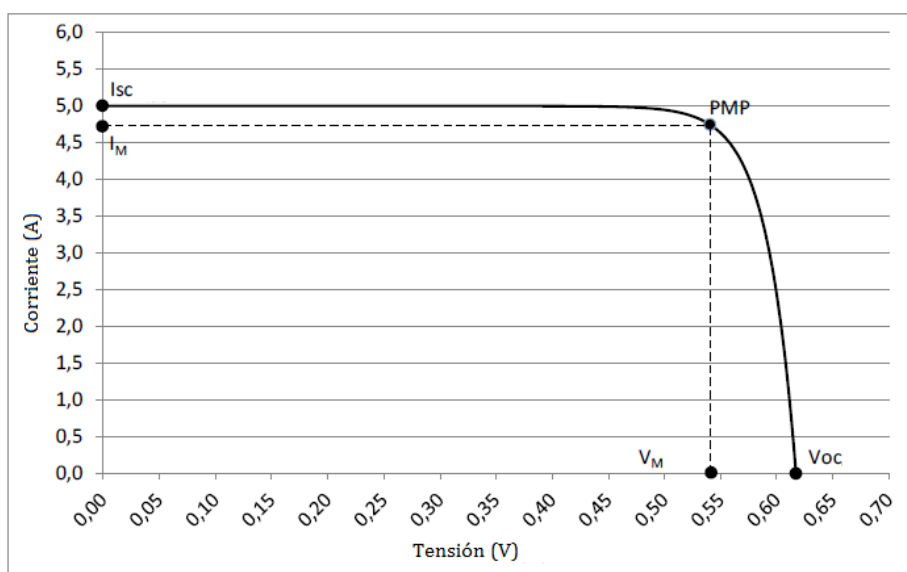


Figura 3. Curva I x V de un módulo FV (ALMEIDA, 2012).

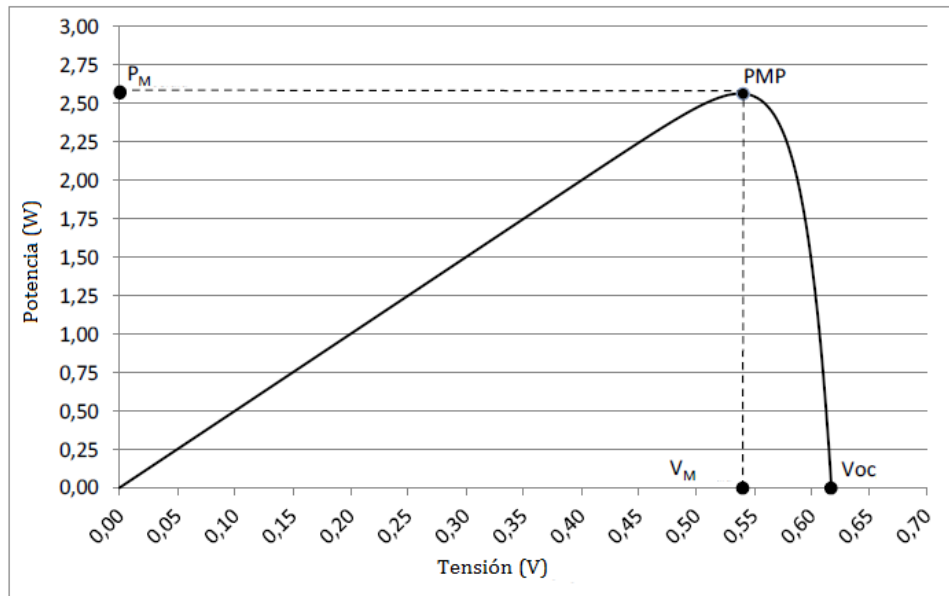


Figura 4. Curva $P \times V$ de un módulo FV (ALMEIDA, 2012).

Sin embargo, si las condiciones a las que se ve sometido el panel son diferentes a las de estándar de medida, las características de los paneles fotovoltaicos cambiarán. La medida en que cambian los parámetros fundamentales de los paneles es de vital importancia para el diseño de la instalación ya que es muy posible que en condiciones normales de funcionamiento estemos lejos de las condiciones estándar de medida y la instalación puede verse afectada.

Los dos principales agentes que modifican los parámetros del módulo son la irradiancia y la temperatura.

Mientras la irradiación tiene efecto principalmente sobre la corriente generada, la temperatura influye en la tensión de funcionamiento del módulo.

Como se puede observar en la figura 4 la intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la irradiancia y disminuye cuando disminuye la irradiancia. Ya la tensión de circuito abierto aumenta cuando la temperatura disminuye y disminuye cuando la temperatura aumenta.

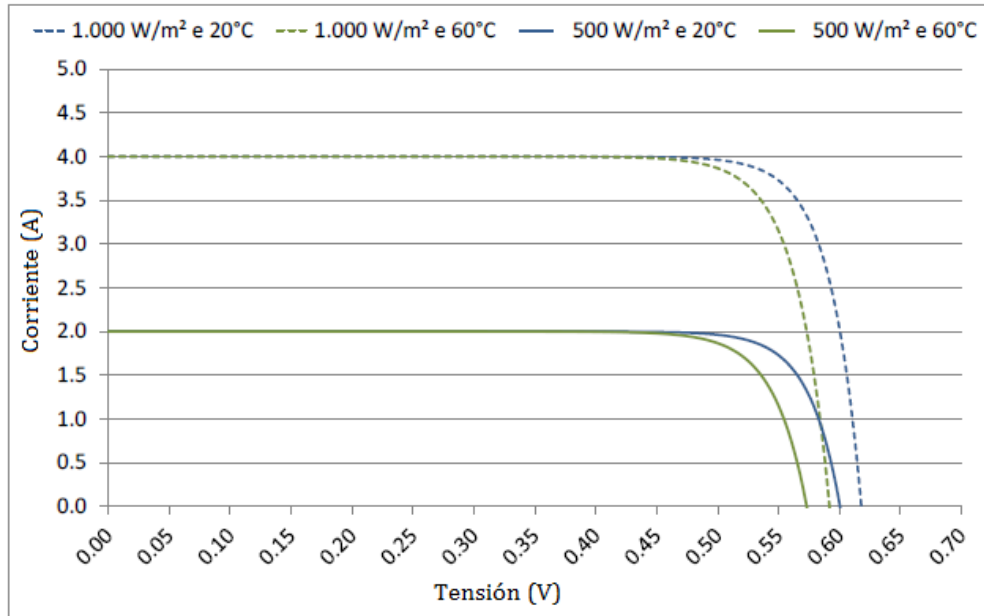


Figura 5. Influencia de la irradiancia y de la temperatura en la curva $I \times V$ del módulo FV (ALMEIDA, 2012).

2.2.2 Características mecánicas y estructura

En el módulo, las células están protegidas eléctrica y mecánicamente, y también de los efectos de la intemperie. Las normas aplicables a los módulos fotovoltaicos incluyen una serie de ensayos mecánicos, ambientales y eléctricos que garantizan todas estas propiedades.

Los módulos fotovoltaicos tienen estructuras y formas muy variadas, según los diferentes fabricantes y tipos de células que utilicen, pero, se puede decir que estaría formado por:

- Cubierta exterior
- Capa encapsulante anterior
- Células fotovoltaicas
- Capa encapsulante exterior
- Protección posterior
- Marco soporte
- Contactos eléctricos de salida

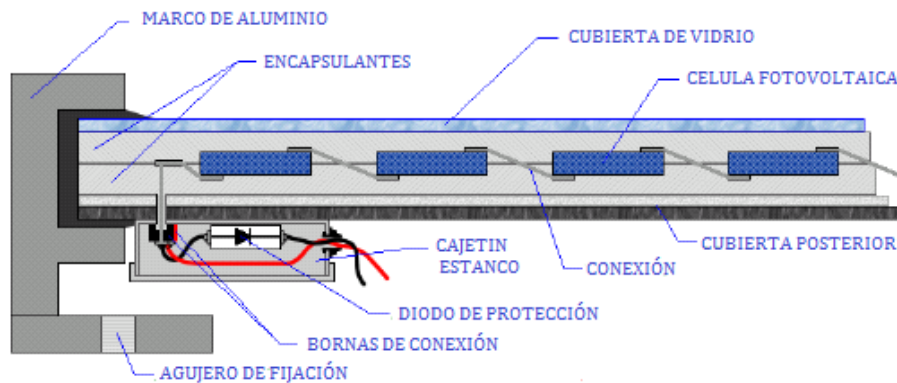


Figura 6. Elementos que hacen parte del módulo FV (modificado da GREENPRO, 2004).

Cubierta exterior

Tiene una función eminentemente protectora, ya que es la que debe sufrir la acción de los agentes atmosféricos. Suele utilizar vidrio, especialmente el templado, una vez que presenta cualidades que confieren al módulo fotovoltaico grandes ventajas respecto a otros tipos de materiales, como buena protección contra los impactos a la vez que tiene una excelente transmisión a la radiación del espectro solar.

Capas encapsulantes

Son las encargadas de proteger las células solares y los contactos de interconexión. Los materiales utilizados (siliconas, EVA o etil-vinil-acetileno, resinas) deben presentar sobre todo una excelente transmisión de la radiación solar, así como una nula degradación frente a las radiaciones ultravioletas. El encapsulante debe cumplir también la misión de proteger y amortiguar las posibles vibraciones e impactos que se puedan producir, así como actuar de adhesivo entre las cubiertas posterior e inferior.

Protección posterior

Su misión consiste fundamentalmente en proteger contra los agentes atmosféricos, ejerciendo una barrera infranqueable contra la humedad. Los materiales utilizados

generalmente son materiales acrílicos, siliconas, TEDLAR o EVA, aunque en ciertas ocasiones también se utiliza el vidrio.

Habitualmente suelen tener color blanco ya que esto favorece el reflejo de la radiación incidente entre los intersticios que dejan las células, esta se refracta en las rugosidades del vidrio en su parte inferior, haciendo que incida de nuevo sobre las células, consiguiendo de esta forma aumentar el rendimiento del panel.

Marco soporte

Es la parte que presta rigidez mecánica al conjunto y permite su inserción en estructuras que agruparán a más módulos.

El marco suele ser de aluminio anodizado o acero inoxidable, que a veces puede aplicársele un tratamiento especial para hacerlo aún más resistente.

Contactos eléctricos de salida

Son aquellos que permitirán acceder a la energía producida por el modulo fotovoltaico. Las formas son muy variadas, pero normalmente suelen disponerse en una o dos cajas de conexión de intemperie, con los contactos accesibles mediante tornillo, clema, conector o cualquier otra forma de contacto eléctrico fiable.

2.2.3 Módulos de Integración arquitectónica

La integración de los módulos fotovoltaicos en los edificios da la estructura de una nueva característica, la generación de electricidad, es decir, las fachadas y los techos se convierten en elementos pasivos para formar parte activa de la red eléctrica.

Como se ha señalado por la tecnología Martin y Aguilera (2011), todos los sistemas de generación de energía fotovoltaica se ha desarrollado es la única que puede entrar en producción en ciudades o cerca de los centros de consumo, debido a su no contaminante, por su modularidad y flexibilidad, porque es silencioso y al requerir poco mantenimiento.

Por esta razón, los módulos fotovoltaicos son un material de construcción versátil puede estar presente en tejados, fachadas, transporte y zonas de recreo. Actualmente, el

mercado fotovoltaico ofrece una amplia gama de soluciones de diseño que cumplen con la mayoría de los requerimientos de la industria de la construcción.

Los módulos estándar solares y especiales ya que se comercializan como productos terminados, no permiten al diseñador cambiar sus apariciones en finales. Sin embargo, los módulos específicos se fabrican por encargo, y por lo tanto permiten a los diseñadores para elegir el diseño más adecuado y en contra de los edificios arquitectónicos específicos.

Las características de los módulos solares que influyen en el diseño de la misma son:

- ✓ Tipo de célula
- ✓ Cobertura celular
- ✓ Formato de célula
- ✓ Camada posterior de contacto con la célula
- ✓ Camada posterior de contacto con la célula
- ✓ Dimensión del cristal
- ✓ Formato del vidrio
- ✓ Tipo del cristal

La apariencia final del módulo se determina por cómo se combinan estas características. Por lo tanto, los diseñadores pueden crear, en conjunción con los fabricantes, modelos únicos y específicos para diferentes colores, transparencia, flexibilidad, tamaño y forma.

2.3 Situación de la energía fotovoltaica

2.3.1 En el Mundo

Diversos factores han hecho que este tipo de tecnología haya experimentado un gran crecimiento en los últimos años. Uno de los más importantes es el aumento de la demanda de energía eléctrica en el mundo que hace que se busquen nuevas vías de obtención de electricidad.

Por otro lado, a día de hoy, existe una creciente conciencia ecológica de manera que ya no es admisible generar toda la electricidad que sea necesaria sin más, sino que

hay que ser muy cuidadoso con los efectos adversos que esa producción tiene sobre el medio ambiente.

Otro factor, sin duda imprescindible para la penetración de estos sistemas, es el desarrollo tecnológico que ha vivido el sector de la fotovoltaica en los últimos años. Se ha conseguido aumentar en gran medida los rendimientos de las células fotovoltaicas en su transformación de la energía solar a la vez que el desarrollo de otros elementos auxiliares, como los inversores mediante gracias a la electrónica de potencia, ha facilitado el uso de esta tecnología.

Se puede concentrar en cuatro, los factores dichos externos que determinan a la realidad de la energía fotovoltaica:

- Factor económico: a día de hoy el coste de este tipo de producción eléctrica es muy superior al de las energías convencionales, razón por la cual se encuentra altamente subvencionada. Sin embargo, se estima que dichos costes se igualarán hacia el año 2015 como consecuencia del desarrollo tecnológico esperado, la disminución del precio de los componentes a consecuencia de las economías de escala y a la subida del precio de los combustibles fósiles.

- Factor legal: está siendo promovida por gobiernos de todo el mundo. Una de las razones es la firma de acuerdos internacionales como el Protocolo de Kioto, que limita en gran medida las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

- Factor ecológico: es menos contaminante que los combustibles fósiles (aunque se están desarrollando tecnologías limpias de combustión), ya que sólo produce emisiones en la producción de sus componentes.

- Factor tecnológico: a día de hoy la energía fotovoltaica está lejos de poder ser la fuente principal de energía puesto que no tiene una capacidad de regulación suficiente y debido a la estacionalidad de ésta.

Según el informe Perspectivas del Mercado Mundial para la energía fotovoltaica hasta 2016 publicado por la European Photovoltaic Industry Association - EPIA (2012), en la última década, la tecnología fotovoltaica ha demostrado potencial para convertirse en una de las principales fuentes de electricidad en el mundo, y en un período de dos años, lo que corresponde a finales del 2009 hasta el 2011, la capacidad acumulativa instalada de sistemas fotovoltaicos experimentó un salto de 23 GW a 69 GW. Sin embargo, a corto plazo la industria fotovoltaica está entrando en un período de incerteza principalmente por las condiciones económicas expuestas anteriormente.

Con cerca de 70 GW de instalaciones globales acumuladas, la energía solar es la tercera fuente de energía renovable de mayor importancia (en términos de capacidad instalada acumulada), precedido por la energía hidroeléctrica y la eólica. Europa lidera el ranking con un 75% de la capacidad mundial de energía fotovoltaica, seguido en orden por Japón, Estados Unidos y China. Mientras que las regiones privilegiadas, que están ubicadas en el área del "cinturón solar", como África, Oriente Medio, Asia meridional y América Latina están todavía en fase preliminar (EPIA, 2012).

Las principales contribuciones en términos de capacidad fotovoltaica instalada en 2011, por países de dentro y fuera de Europa, se muestran en las Figuras 7 y 8.

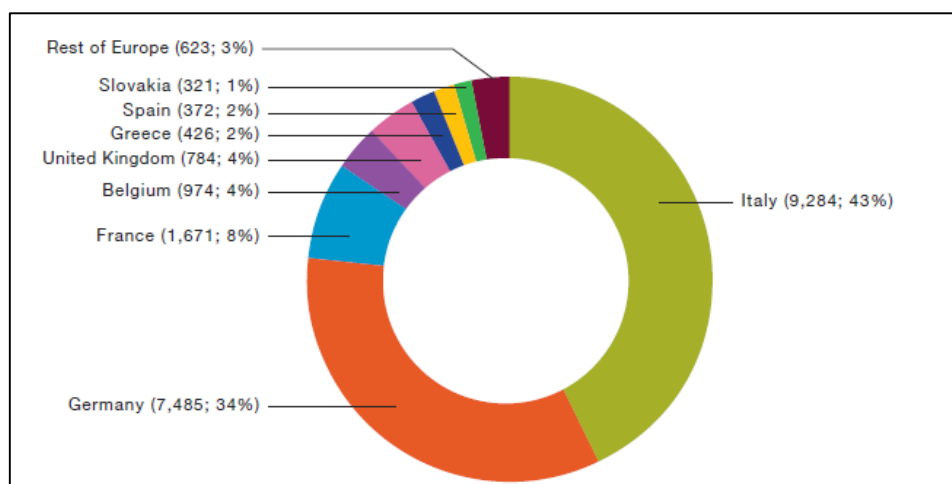


Figura 7. Contribuciones de capacidad fotovoltaica instalada en 2011 por los países europeos (EPIA, 2012).

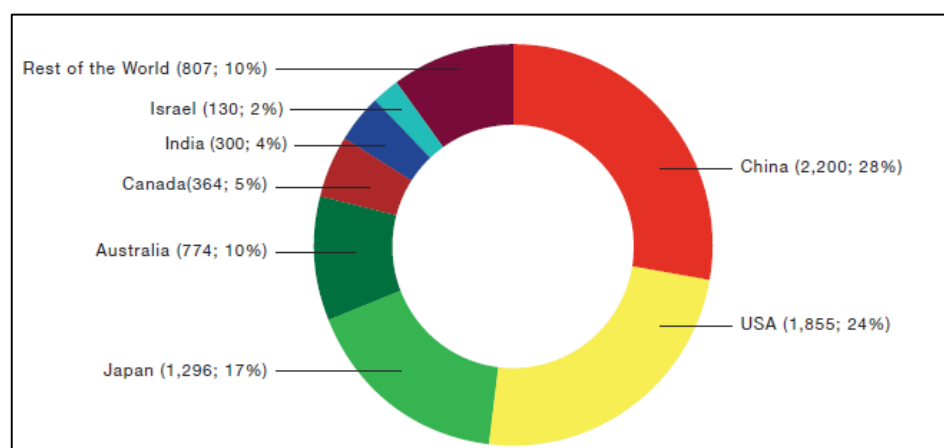


Figura 8. Contribuciones de capacidad fotovoltaica instalada en 2011 por los países no europeos (EPIA, 2012).

A principios de 2012, Alemania e Italia en conjunto representan más del 50% de la capacidad instalada en el mundo. Los otros países incluidos en la lista de los 10 principales mercados son Japón, España, EE.UU., China, Francia, Bélgica, República Checa y Australia.

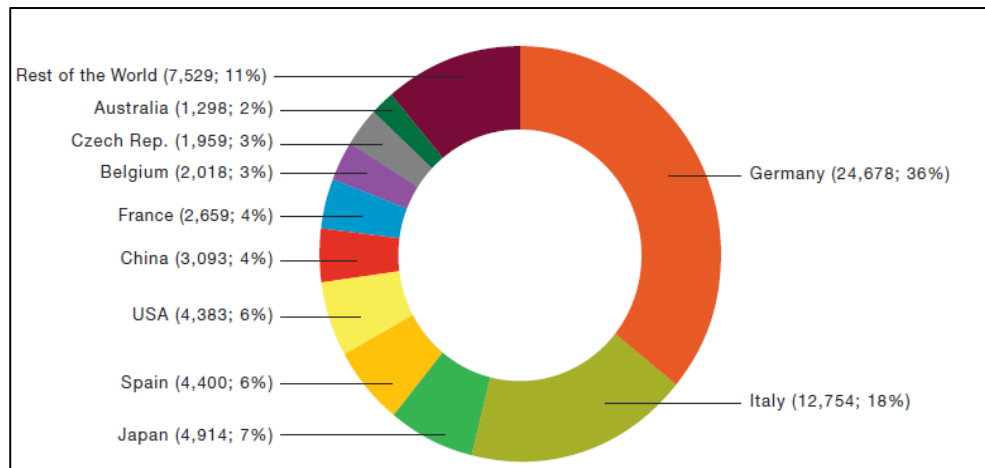


Figura 9. Capacidad fotovoltaica instalada hasta principio de 2012 (EPIA, 2012).

2.3.2 En Brasil

Como lo demuestra Abinee (2012), la energía solar fotovoltaica no está siendo debidamente levada en cuenta en la planificación energética brasileña. Según estimativas la capacidad acumulada instalada de sistemas fotovoltaicos a finales de 2011, eran de aproximadamente 31,5 MW en el país, con 30 MW en sistemas no conectados a la red y 1,5 MW en sistemas conectados.

Aunque, todavía no es significativa, la generación de electricidad a partir de fuentes fotovoltaicas en Brasil es extremadamente prometedora por poseer fuente inagotable de sol, debido a la posición geográfica, por tener la materia prima esencial para la producción de silicio usado en la fabricación de células fotovoltaicas y por ser un país dotado de grandes dimensiones territoriales que pueden ser ocupados por los sistemas fotovoltaicos.

Haciendo una comparación, el potencial de irradiación solar de los mejores parques fotovoltaicos alemanes, actualmente país líder en capacidad fotovoltaica instalada, es menor que el potencial de los sitios brasileños con irradiaciones más pequeñas. Por lo tanto, como conclusión de Abinee (2012) la diferencia entre la capacidad

fotovoltaica instalada en Brasil y en los países más avanzados se explica por la voluntad de los gobiernos para fomentar la inclusión de la energía solar fotovoltaica en su combinación energética.

La Figura 10 muestra el potencial promedio anual de energía solar a la superficie en horizontal e inclinado por región del Brasil. La región noreste tiene la disponibilidad de energía más alta, seguida de la región central y sureste. Las características climáticas de la región norte reducen sus valores de potencial solar cerca del sur.

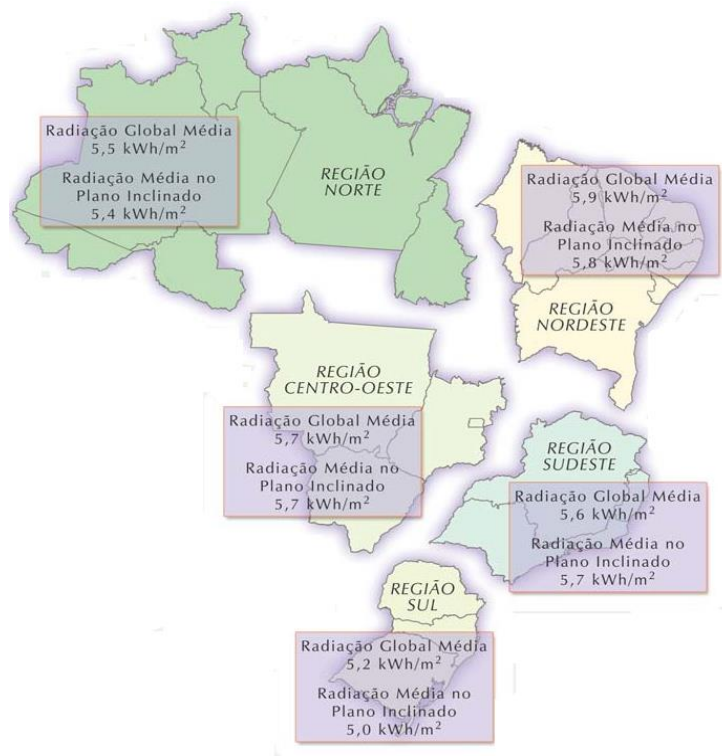


Figura 10. Radiación media anual por región del país (Brasil), en los planos horizontal e inclinado (ABREU et al., 2006).

2.4 Edificios Fotovoltaicos conectados a la red

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica constituyen la aplicación de la energía solar fotovoltaica que mayor expansión ha experimentado en los últimos años. En concreto, los llamados Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red (EFCR), han dejado de ser meras experiencias piloto para integrarse en el conjunto urbanístico de numerosas localidades en distintos países.

En el caso de sistemas conectados a la red de distribución de energía en Brasil, esta funciona como un acumulador de energía eléctrica. La energía producida puede o no ser utilizada directamente, y el exceso de energía caso haya se inyecta en la red en forma

de "créditos"energía. Este tipo de instalación puede ser usada para generar energía a gran escala fotovoltaica como en una pequeña escala en edificios y viviendas.

Un sistema fotovoltaico con conexión de red consta generalmente de los siguientes componentes:

1. Generador fotovoltaico
2. Inversor
3. Cables
4. Protecciones
5. Cajas de conexión y equipo de medición

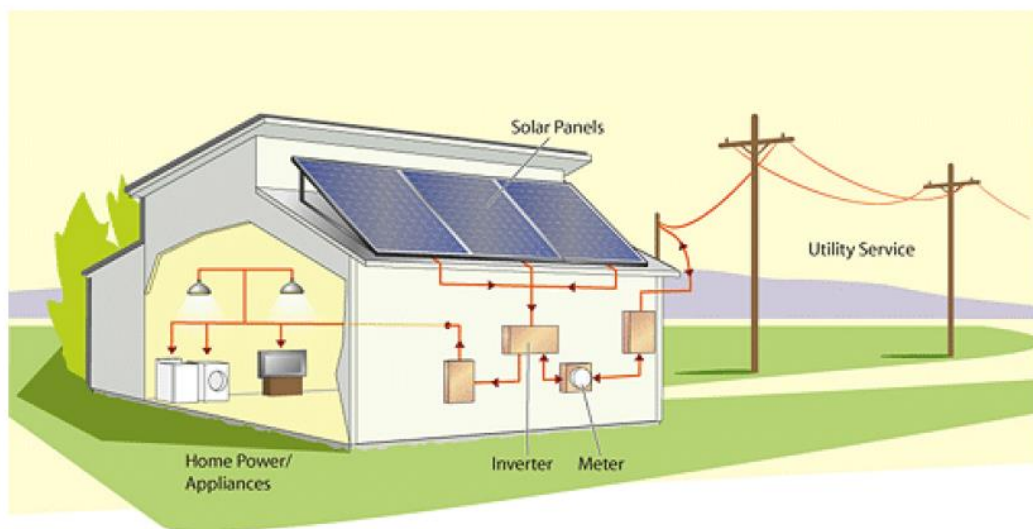


Figura 11. Esquema de un edificio con sistema fotovoltaico conectado a red (Evergreen Solar¹).

2.4.1 Generador fotovoltaico

Se llama de generador fotovoltaico la conexión de módulos fotovoltaicos en un sistema.

El comportamiento del generador FV dependerá de las características de los módulos que componen y cómo se disponen. El número de módulos conectados en serie determina el voltaje de funcionamiento del sistema y la tensión de entrada de corriente continua que determina el inversor. Y los ramales (conjunto de módulos conectados en serie) en paralelo establecen la corriente generada (RUTHER, 2004). La capacidad

¹ Disponible en: www.evergreensolar.com/en/view-panels/index.html

instalada, normalmente se especifica en corriente continua, está dada por la suma de la potencia nominal de los módulos individuales.

La mayor parte de los módulos fotovoltaicos del mercado se homologan según el estándar internacional IEC 61215 para módulos de silicio cristalino o IEC 61646 para módulos de capa delgada, que aplican laboratorios cualificados sobre módulos de referencia enviados por el fabricante. Resultado de este proceso es, entre otras, la caracterización eléctrica de los módulos a partir de la medida de su curva I-V, información que pasa a formar parte de las hojas características de los módulos comerciales, típicamente: tensión de circuito abierto (V_{oc}), corriente de cortocircuito (I_{sc}), potencia máxima (P_{max}), tensión y corriente en dicho punto (V_{max} , I_{max}) y temperatura nominal de operación de célula (T_{NOC}). Los parámetros anteriores, junto con la configuración eléctrica del generador fotovoltaico -asociaciones serie y paralelo de módulos- son los utilizados para calcular las características eléctricas del mismo, referidas a las STC.

Llegados a este punto, conviene destacar la importancia del parámetro Potencia nominal del generador fotovoltaico ($P_{nom,gen}$) en la caracterización de un EFCR.

En la práctica, la potencia nominal del generador FV no se consigue debido a los efectos que se pueden llamar "segunda orden" que representa, en general, las pérdidas de energía de orden de 20 a 30% y están asociadas a las características de fabricación de los módulos. Tales pérdidas pueden ser separadas en ópticas (asociadas a la transmitancia del módulo y a la sensibilidad espectral de la célula FV) y térmicas (asociadas a la temperatura de la célula fotovoltaica).

Diferencias existentes entre el valor teórico (nominal) de la potencia y la realmente instalada se traducirán directamente en diferencias de producción energética, de ahí el interés de contar con procedimientos adecuados para su determinación.

2.4.1.1 Pérdidas ópticas

Transmitancia de lo vidrio frontal de los módulos fotovoltaicos

Cuando los rayos solares no inciden perpendicularmente sobre un módulo, se producen ciertas pérdidas por reflexión y absorción en las capas anteriores a las células solares, típicamente vidrio, encapsulante y capa antirreflectante, que reducen la incidencia final de la radiación solar y, por tanto, su transformación en potencia eléctrica (ALMEIDA, 2012). Así, por ejemplo, simulaciones realizadas por con datos de

localidades entre 20° y 60° de latitud revelan pérdidas anuales comprendidas entre un 3% y un 4% para superficies óptimamente orientadas e inclinadas un ángulo igual a la latitud. Estas diferencias crecen considerablemente para otros ángulos, de forma que una mayor verticalidad de las superficies supone mayores pérdidas de reflexión cuanto menor sea la latitud del emplazamiento.

Sensibilidad espectral de la célula FV

Según Almeida (2012) cada tecnología de conversión fotovoltaica tiene una sensibilidad espectral específica relacionada con su energía gap^2 y, por tanto, una célula fotovoltaica funciona con un área de distribución restringida del espectro de la radiación solar, cuya inestabilidad natural, pueden favorecer o desfavorecer la generación de electricidad. La variación del espectro se relaciona con la atenuación impuesto por la atmósfera, que a su vez depende del índice de claridad y la masa de aire (AM), que corresponde a la relación entre la masa de aire que pasa a través de la relación de radiación solar que traspasará si el sol estaba en su zenit y está dada por Duffie y Beckman (1991):

$$MA = \frac{1}{\cos \theta_z}$$

Dónde θ_z es la altura solar, ángulo formado por la posición aparente del Sol y su proyección en la superficie horizontal.

Suciedad

En lo que respecta a la suciedad, en la mayor parte de los casos el agua de lluvia suele ser suficiente para mantener las pérdidas anuales en niveles aceptables; sólo en los casos de generadores sometidos a niveles elevados de contaminación o suciedad localizada las pérdidas asociadas pueden alcanzar valores significativos (>15%). En lo que respecta a su caracterización experimental, un sencillo método consiste en comparar, en un dispositivo medidor de irradiancia (célula o módulo calibrado y cortocircuitado por

² Energía de *gap* es la energía necesaria para excitar un electrón y hacerlo salir de la banda de valencia y pasar a la banda de conducción. Cada tecnología fotovoltaica tiene una energía de *gap* diferente y sólo unos pocos fotones con energía adecuada puede excitar electrones. En esta "sensibilidad", es el nombre de la sensibilidad espectral.

una resistencia de precisión) situado permanentemente lo más cerca posible del generador fotovoltaico, la relación entre la corriente de cortocircuito antes y después de ser limpiado. El resultado obtenido puede servir como Factor de Suciedad - factor de reducción de potencia- en el momento de la medida; su repetición periódica a lo largo de un año permite obtener un valor medio anual.

2.4.1.2 Pérdidas térmicas

La temperatura ambiente (T_{amb}) es un factor que determina la temperatura de funcionamiento de las células fotovoltaicas (T_{cel}), que desempeña un papel significativo en la generación de energía, ya que afecta el módulo en el de punto de máxima potencia.

Para una irradiación constante, el aumento de la temperatura de la célula, por ejemplo al pasar día, conduce a una disminución de la tensión y un aumento en la corriente. Sin embargo, el aumento en la corriente es muy pequeño e insuficiente para compensar la pérdida de potencia causada por una reducción de la tensión. En la figura 12 se puede verificar este efecto de pérdida de potencia con el aumento de la temperatura, para las curvas de mayores temperaturas se verifica que el punto de máxima potencia es más pequeño.

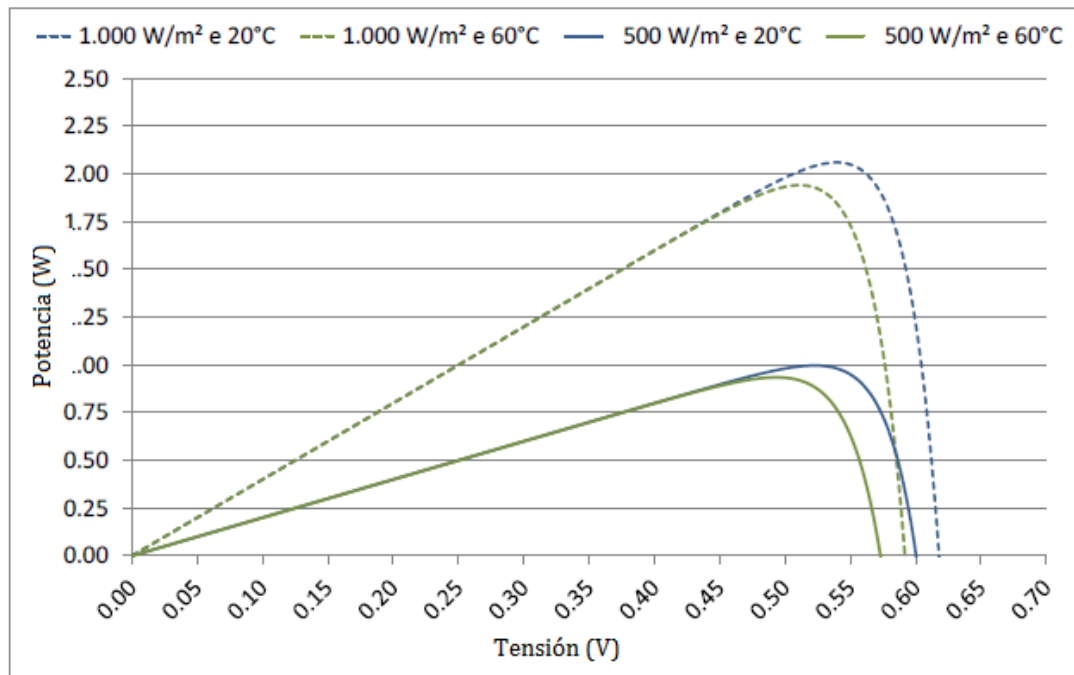


Figura 12. Influencia de la irradiancia e da temperatura de la célula FV en la curva $P \times V$ (ALMEIDA, 2012).

2.4.2 Inversor

El inversor tiene como función principal convertir la corriente continua (CC), procedente del generador fotovoltaico en corriente alterna (CA) con las características necesarias para satisfacer las condiciones impuestas la red pública y así permitir la inyección de energía a la red (RUTHER, 2008).

Además de la conversión de potencia continua a alterna, los inversores en los EFCR también tienen funciones de control que influyen en el funcionamiento de todo el sistema y permiten el acoplamiento del generador FV a la red, como: el seguimiento del punto de máxima potencia del campo fotovoltaico, el aislamiento y la desconexión de la red en función de las condiciones de la misma y de la irradiación incidente sobre el generador, la detección de pérdida de aislamiento, la registración de los datos operativos y la señalización, entre otras (GONZÁLEZ, 2011).

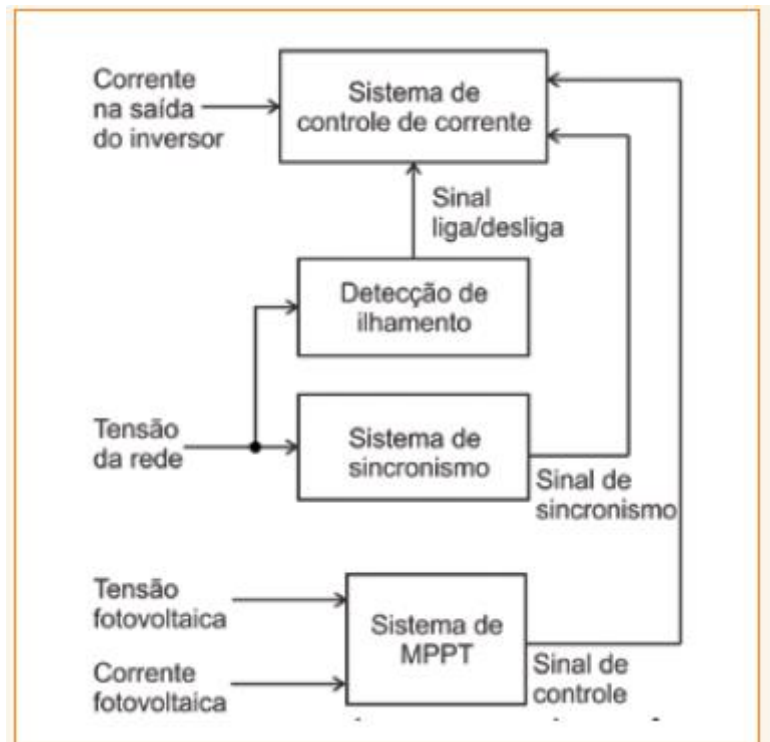


Figura 13. Principales funciones presente en los inversores para sistemas conectados a la red (ANEEL/PRODIST, 2012).

2.4.2.1 Opciones de conexión del inversor en el generador fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico puede presentar más de un inversor a condición de que sus salidas están conectadas en paralelo formando un sistema de una sola fase, o puede estar compuesto por varios subsistemas de FV, donde cada subsistema consta de un inversor sobre su generador FV, formando un sistema polifásico. La figura 14 ilustra este concepto.

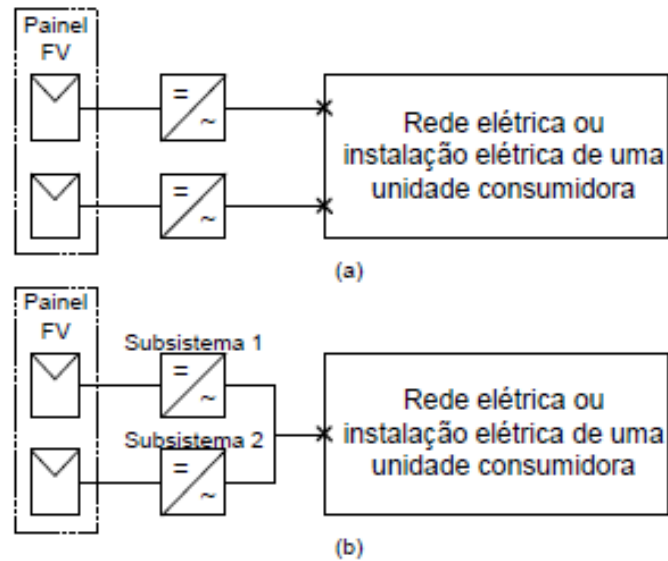


Figura 14. Numero de sistemas fotovoltaicos están conectados a la red: (a) dos o (b) un (ALMEIDA, 2012).

Inversor centralizado

Un solo inversor controla todo el sistema. Todas las cadenas están conectadas en paralelo, que a su vez están conectadas al inversor. Este tipo de configuración se recomienda para sistemas de alta potencia instalado. Es simple y tiene bajo coste de mantenimiento. Sin embargo, este tipo de configuración no proporciona fiable, ya que, en caso de fallo del inversor, toda la instalación se ve comprometida.

Sin embargo, esta opción sólo es adecuada para campos solares constante con respecto vasculares, la orientación y la radiación, ya que, si un módulo no recibe luz, ni siquiera parcialmente, todo el sistema se deteriora.

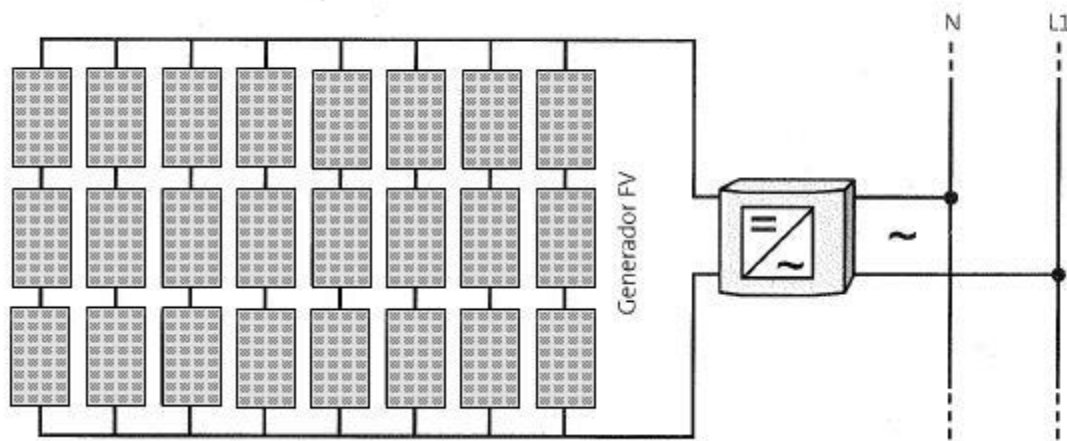


Figura 15. Configuración del sistema con un inversor centralizado (GONZÁLEZ, 2011).

Inversor en cada cadena (string) o en cada subgenerador

En los sistemas que comprenden campos fotovoltaicos con diferentes orientaciones o sometidos a sombreado, la instalación de un inversor para cada fila de módulos, permite una mejor adaptación de la potencia a las condiciones de irradiación. En esta configuración debe haber un cuidado especial para conectar los módulos que están sujetos a condiciones ambientales similares (orientación y sombreado).

Con este tipo de configuración se obtienen mejores rendimientos en comparación con los inversores centrales porque cada cadena de estar con un dispositivo de seguimiento del punto de máxima potencia y reducir las pérdidas si el sombreado de los módulos (GONZÁLEZ, 2011).

El uso de convertidores de cada cadena o conjunto de módulos facilita la instalación de sistemas fotovoltaicos y puede, en algunos casos, reducir considerablemente los costes de instalación. Los inversores se montan con frecuencia en las inmediaciones del generador fotovoltaico está conectado individualmente a cada fila.

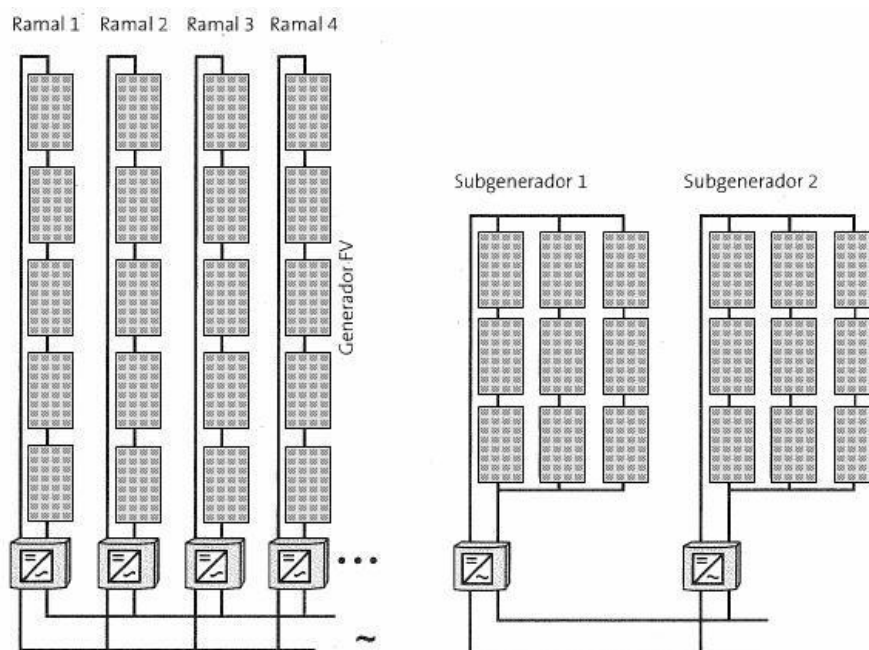


Figura 16. Configuración del sistema con un inversor en cada cadena o en cada subgenerador (GONZÁLEZ, 2011).

Otras ventajas de esta configuración en comparación con la configuración de inversores centrales son:

- ✓ Omisión general de la caja de conexiones del generador fotovoltaico,
- ✓ Reducción la longitud de cableado del módulo de interconexión en serie,
- ✓ Omisión del principal cable de CC.

Inversor en cada módulo (módulos CA)

Este tipo de configuración consiste es instalar un inversor en cada módulo independiente así inversores y módulos están juntos en una unidad, se designan como módulos de CA.

La mayor ventaja de este tipo de configuración es el posible ajuste de cada módulo para su MPP, aumentando el rendimiento de cada módulo individual, a pesar de la menor eficiencia de microinversores.

Esta configuración también permite una mayor modularidad del sistema, aun siendo muy beneficioso en la construcción de fachadas, donde hay más sombra. Sin embargo, todavía tiene costos elevados debido a la escasa provisión de tales unidades en el mercado.

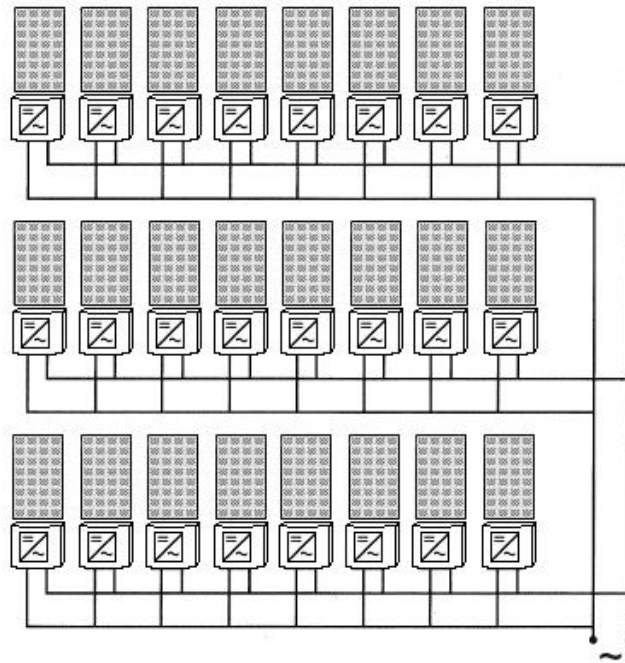


Figura 17. Configuración del sistema con un inversor en cada módulo (GONZÁLEZ, 2011).

Independientemente de la configuración de los subsistemas, el sistema fotovoltaico se puede dividir en cuatro partes: el campo fotovoltaico, que incluye todos los generadores FV del sistema; instalación eléctrica de corriente continua, que incluye conductores y dispositivos de seccionamiento, protección y control en CC; conjunto de inversores, que comprende todas las unidades inversoras del sistema; e instalación eléctrica de corriente alterna, incluyendo los conductores y dispositivos de aislamiento, protección y control en CA. La figura 18 muestra un sistema fotovoltaico con la indicación de sus cuatro partes básicas, así como su división en lado de CC y CA.

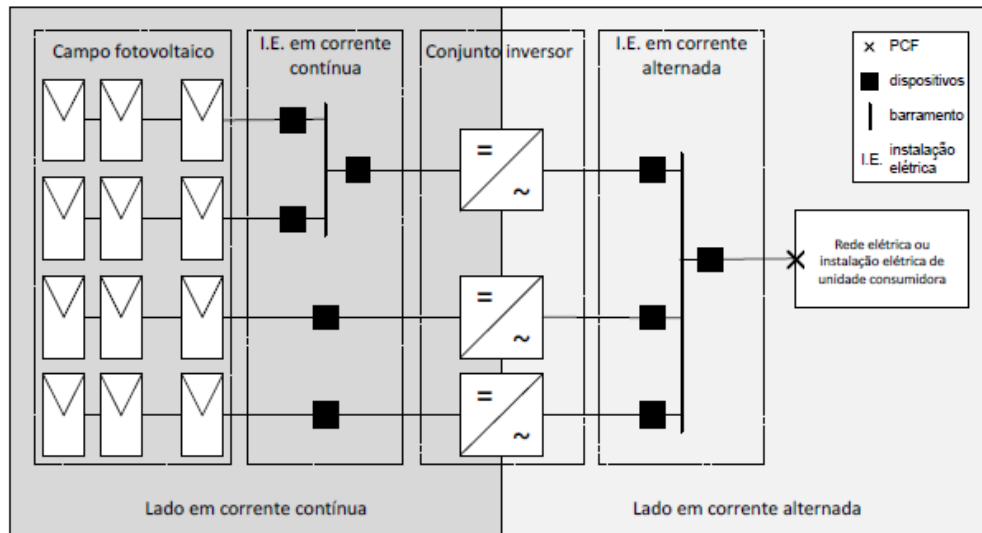


Figura 18. Indicación de las partes básicas de un sistema fotovoltaico (ALMEIDA, 2012).

2.4.2.2 Sitio de instalación del inversor

El inversor debe, siempre que sea posible, ser instalado cerca de la caja del medidor o en su proximidad. Si las condiciones medioambientales lo permiten, con el fin de reducir la pérdida de energía a través de los cables y los costes de instalación, el inversor se instala cerca de la caja de conexión del generador general. Los inversores centralizados grandes a menudo se instalan junto con otros dispositivos eléctricos en un gabinete seguro.

Los módulos inversores monofásicos se suelen instalar en los techos. Sin embargo, la experiencia muestra que estos dispositivos deben ser protegidos de la lluvia y luz solar directa. Al elegir el lugar de instalación, es crucial para mantener las condiciones ambientales requeridas por el fabricante del inversor, especialmente en términos de humedad y temperatura.

2.4.2.3 Características del inversor

El seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)

Durante todo el día, el conjunto fotovoltaico se somete a diversos niveles de radiación solar lo que hace oscilar el punto de máxima potencia, ya que aunque la

corriente no se ve afectada por la temperatura, el voltaje y en consecuencia, la potencia disminuye con el aumento de la misma.

Con el fin de maximizar la generación de energía de los sistemas fotovoltaicos, los dispositivos utilizados son seguidores del punto de máxima potencia, llamado *Maximun Power Point Tracker* (MPPT), que funcionan para regular la tensión y corriente de operación del generador fotovoltaico a fin de obtener el máximo del producto $I \times V$.

El uso de un MPPT sólo es viable en proyectos de grandes instalaciones que ya tienen sistemas de control sofisticados. Los estudios deben llevarse a cabo para determinar si los beneficios de un MPPT justifican el sobrecoste.

Eficiencia de Conversión

La eficiencia de un inversor está básicamente relacionada con la capacidad para realizar esta conversión de corriente continua a corriente alterna, y puede definirse en términos de potencia o energía. Considerando en términos de potencia la eficiencia de un inversor puede ser definida como la relación entre la potencia en corriente alterna en la salida del inversor ($P_{c.a.}$) y la potencia en corriente continua a la entrada del inversor ($P_{c.c.}$).

$$\eta_I = \frac{P_{c.a.}}{P_{c.c.}}$$

Calidad y Compatibilidad

Además de una buena eficiencia de conversión, es esencial que el inversor puede suministrar energía a la red con requisitos mínimos de calidad y compatibilidad.

El contenido armónico, la forma de onda y el factor de potencia son los principales parámetros que determinan la calidad de la energía generada. Para que la energía generada pueda ser inyectar en la red, el contenido de armónicos debe ser bajo, para proteger todo el sistema eléctrico y los consumidores, y tanto la forma de onda y el factor de potencia deben ser consistentes con las impuestas por la concesionaria eléctrica. La corriente, en Brasil, además de ser convertida a forma alterna debe ser sinusoidal a 60 Hz, mientras que el factor de potencia debe estar en el intervalo de 0,9 inductivo a 0,9 capacitivo.

Sin embargo, la unidad debe soportar, sin daños en el sistema, la aparición de ciertas situaciones potencialmente peligrosas, tales como en la operación de corte del circuito y de circuito abierto del generador fotovoltaico, sobretensiones en alterna y en continua, desviaciones de tensión y frecuencia de la red.

2.4.2.4 El dimensionamiento del inversor

El factor de dimensionamiento de inversores (FDI), que representa la relación entre la capacidad del inversor y de la potencia nominal del generador fotovoltaico, es un parámetro adimensional que se utiliza para caracterizar el tamaño del inversor y debe ser evaluado de acuerdo con el sistema operativo local desde las regiones más cálidas y los altos niveles de radiación tiende a requerir un mayor uso del inversor (PEREIRA Y GONÇALVES, 2008).

$$FDI = \frac{P_{nom,inversor}}{P_{nom,gerador}}$$

Por ejemplo, un FDI de 0,8 indica que la capacidad del inversor es de 80% de la potencia máxima del generador fotovoltaico.

Debido a la potencia nominal del generador fotovoltaico ser atingida pocas veces en un año, es común hacer una proyección menor del inversor. El tamaño más pequeño se identificó como una posible reducción de costes de kWh generado (MACÊDO, 2006). Utilizando un inversor más pequeño para el mismo generador FV sin afectar la cantidad y la calidad de energía, la energía generada tiende a ser más barata.

A través de un estudio de caso Pereira y Gonçalves (2006), mostró que para inversores con una capacidad superior al 85% de potencia del generador fotovoltaico no produce beneficios reales en la potencia generada, así como establecen un valor satisfactorio que la capacidad del inversor sea el 60% de la del generador fotovoltaico. En el mismo estudio, se llegó a la conclusión de que para dos sistemas fotovoltaicos idénticos con FDI mayor o igual a 0,6, instalados en ciudades brasileñas con diferentes niveles de radiación y temperatura, la diferencia entre las pérdidas de generación de energía es insignificante.

2.4.3 Cableado de conexión

En cualquier sistema fotovoltaico es necesario utilizar cables conductores de energía eléctrica para la conexión entre los diferentes componentes constituyentes que difieren dependiendo de la ubicación y de lo que se está conectando.

Son llamados de cables de módulos los cables que proporcionan una conexión eléctrica entre los diferentes módulos y la caja de conexiones del generador solar. Debido a las altas temperaturas que pueden alcanzar cuando en aplicaciones exteriores, se utilizan cables dicho solares siendo sus principales características la resistencia a altas temperaturas y a los rayos ultravioleta, estabilidad mecánica y aislamiento.

El cable de conexión de la caja de conexiones del generador fotovoltaico al inversor se llama el cable principal de corriente continua. Si la caja de conexiones se encuentra fuera el cable principal debe estar recubierto de manera que sea resistente a la radiación ultravioleta y otros factores climáticos y en el caso de las localidades con descargas atmosféricas los cables utilizados deben ser apantallados.

Por último, el cable que conecta la unidad inversora a la red receptora se llama cable de corriente alterna de conexión. Dependiendo del tipo de inversor, se utiliza cables de tres fases o fase única.

Los materiales empleados para los conductores eléctricos suelen ser los siguientes: cobre, aluminio, almelec (aleaciones de aluminio con acero). Teniendo en cuenta las propiedades físicas de estos materiales, tabla 3, se comprueba que el cobre es mejor conductor que el aluminio y por lo tanto se necesitan menores secciones para conseguir la misma resistencia que el aluminio. Sin embargo, los cables de aluminio aun siendo de mayor sección tendrían menos peso y serían más económicos.

Tabla 3. Propiedades físicas de los materiales más utilizados como conductores eléctricos.

	COBRE	ALUMINIO	ALMELEC
CONDUCTIVIDAD A 20°C ($\Omega\text{MM}^2/\text{M}^{-1}$)	56	35,3807	30,769
RESISTIVIDAD A 20°C ($\Omega\text{MM}^2/\text{M}$)	0,017857	0,028264	0,0325
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE LA RESISTIVIDAD ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)	0,00393	0,00403	0,0036
COEFICIENTE DE DILATACIÓN LINEAL ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)	17.10^{-6}	23.10^{-6}	23.10^{-6}
DENSIDAD (KG/M^3)	8970	2703	2700

Fonte: ALFONSO y GONZALEZ, 2009.

El material que se utiliza normalmente en las instalaciones interiores de baja tensión es el cobre (ALFONSO y GONZÁLEZ, 2009). El aluminio es más ventajoso en determinados casos y se utiliza sobre todo en tramos de instalaciones con grandes longitudes.

La selección de un cable adecuado para un circuito está relacionada con muchos factores, dentro los cuales destacan los siguientes:

- El calentamiento que provoca la intensidad que ha de recorrer cada conductor durante el funcionamiento normal de los receptores;
- La caída de tensión que se produce en el conductor;
- El calentamiento que provoca una eventual sobreintensidad debido a un cortocircuito.

Todos los factores dependen por su vez de la resistencia que presenta cada conductor. Una vez determinado el tipo de material conductor y la longitud del cable, la resistencia de cada conductor sólo depende de la sección que presente. Existen valores normalizados para la sección de los cables.

Los conductores eléctricos también son conductores de calor. Su tamaño presenta una considerable dependencia con la temperatura, medible a través del coeficiente de dilatación lineal.

La resistividad eléctrica también depende apreciablemente de la temperatura así que en el cálculo de los conductores de un circuito debería considerarse la resistividad a la temperatura de trabajo del cable, en lugar de hacerse a la temperatura ambiente. El cálculo de la temperatura de trabajo puede tardar porque requiere un proceso iterativo que puede evitarse considerando la temperatura límite de servicio, que sería el caso más desfavorable. La temperatura límite depende del material de aislamiento y puede ser encontrada mediante tablas, como se indica adelante.

Los cables que se utilizan normalmente en las instalaciones eléctricas de baja tensión tienen una capa que aísla el conductor eléctrico de su entorno, con excepción de los cables en las redes de distribución aéreas.

Los aislamientos se clasifican en dos grandes grupos: termoplásticos y termoestables. De los termoplásticos los más usuales en la fabricación de cables eléctricos son: PVC (Policloruro de vinilo), ZI (Poliiolefinas), PE (Polietileno lineal), Poliuretano (PU), Teftel, Teflón (fluorados).

En cuanto a los aislamientos termoestables, los más usuales son: EPR (Etileno Propileno), XLPE (Polietileno Reticulado), EVA (Acetato de Etil Vinil), SI (Silicona), PCP (Neopreno), SBR (Caucho Natural), etc.

Para las instalaciones fotovoltaicas, además de los aislantes presentados, se utilizan en los conductores que conectan los módulos fotovoltaicos aislantes especializados que soporten grandes temperaturas, sean libres de halógenos y resistentes a los rayos ultravioletas.

2.4.4 Protecciones

Además de las protecciones integradas en el inversor, es necesario equipar la instalación con protecciones adicionales que protejan tanto la seguridad de la instalación y equipos como la seguridad de las personas responsables de su funcionamiento y mantenimiento.

Así siendo las protecciones se pueden dividir, según sus objetivos: en protecciones para los circuitos y protecciones para las personas; y según su localización: protecciones de continua y de alterna.

Estos elementos se suelen colocarse centralizados en los cuadros de distribución y son fundamentales para no dañar los aislamientos o incluso provocar un incendio.

2.4.4.1 Protecciones para circuitos

En la figura 19 es presentado un esquema general de los tipos de protecciones para circuitos.

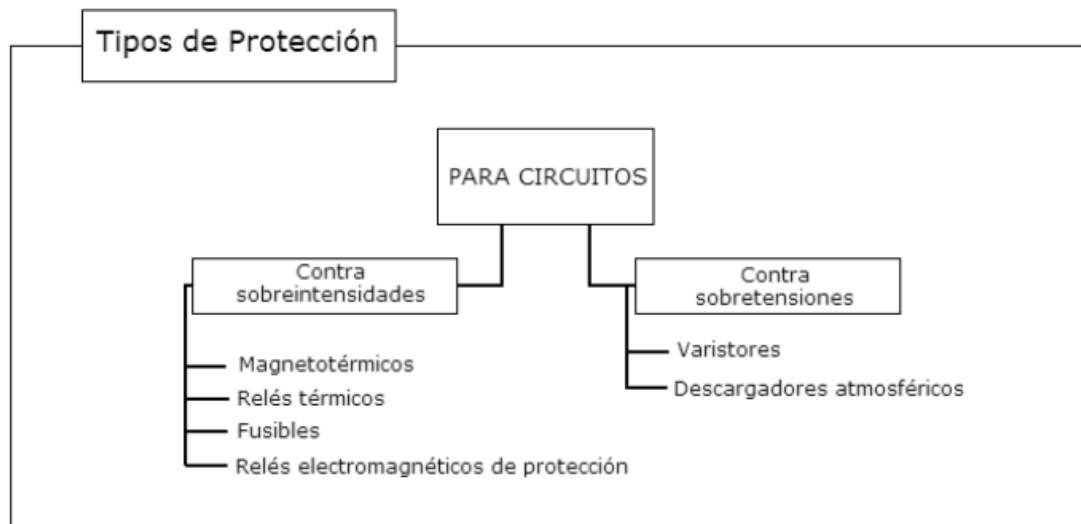


Figura 19. Protecciones para circuitos (ALFONSO y GONZALEZ, 2009).

Protecciones contra sobreintensidades

Los dispositivos contra sobreintensidades tienen como misión interrumpir la alimentación cuando se produce un aumento de intensidad respecto al valor que debería existir durante el funcionamiento normal de los receptores. Las sobreintensidades pueden ser causadas por:

- Sobrecargas: debido a funcionamiento anormal de receptores o a cargas que demandan una potencia superior a la nominal para que sean accionadas (ejemplo los motores eléctricos). Antes este tipo de situaciones debe utilizarse una protección basada en detectar, por el efecto térmico, el calentamiento adicional provocado por tales sobreintensidades.
- Cortocircuitos: ocurre cuando dos conductores que se encuentran en distinto potencial se ponen en contacto directamente o por un elemento metálico. Los

dispositivos encargados de detectar este tipo de sobreintensidad deben tener una actuación rápida (respuestas inferiores a milisegundos) por lo que suele emplearse bobinas que generan un campo magnético elevado casi en el instante de producirse un cortocircuito.

Para elegir una protección contra sobreintensidades, debidas a sobrecargas o a cortocircuitos, hay que considerar las siguientes características: calibre, curva de funcionamiento, coordinación entre protecciones y poder de corte e intensidad de cortocircuito previsible. Siendo que para determinados elementos no es necesario llevar a cabo todas esas características.

El calibre de un dispositivo de protección contra sobreintensidades es la intensidad nominal o de referencia (I_N), a partir de la cual se considera que existe una sobreintensidad y por lo tanto debe abrirse el circuito. En la elección del calibre que ha de tener un elemento de protección, según la ABNT NBR 5410:2004, tendrá en cuenta lo siguiente:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Dónde:

I_B es la corriente de proyecto del circuito;

I_Z es la máxima intensidad que admite el conductor del circuito;

I_N es la intensidad nominal del dispositivo de protección en las condiciones previstas para su instalación.

El objetivo de contar con estas limitaciones es asegurar que no se supere la intensidad máxima admisible, lo que dañaría el conductor, y al mismo tiempo asegurar que pase la corriente necesaria al funcionamiento de la instalación. Dimensionado con el calibre I_N , el dispositivo irá interrumpir el circuito caso la intensidad sea o supere la I_Z .

Las curvas de funcionamiento son propias para cada tipo de dispositivo y son fornecidas por los fabricantes. Representan el tiempo de desconexión del dispositivo de protección, en función de la intensidad detectada.

En la figura 20 se muestra una curva típica. En el eje de las abscisas se indican los valores relativos a la intensidad nominal o calibre del dispositivo de protección (I/I_N) y en eje de ordenadas los tiempos de apertura. Cuanto mayor es la sobreintensidad detectada, menor es el tiempo que tarda el dispositivo en abrir el circuito.

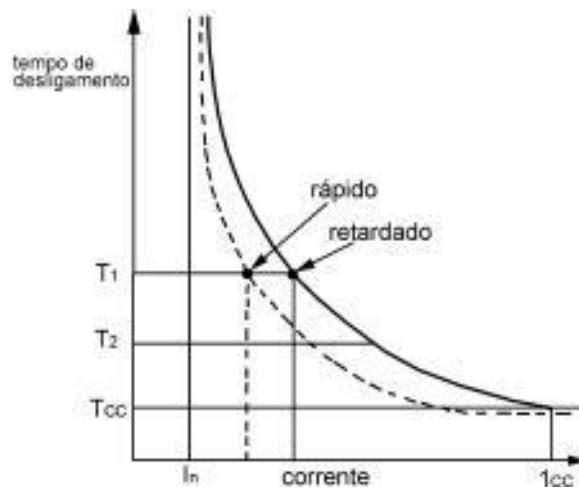


Figura 20. Curva de un dispositivo de protección (ALFONSO y GONZALEZ, 2009).

Cuando se abre un circuito que alimenta uno a más receptores inductivos, se genera una sobretensión en el punto donde tiene lugar dicha apertura, como respuesta de tales receptores. Esto ocurre porque no se puede modificar bruscamente la intensidad que recorre una bobina. Así pues la sobretensión provocada intenta permitir que siga circulando la intensidad y por esta razón se produce un arco eléctrico que tiende a mantener cerrados los contactos. Los contactos de los interruptores de protección están diseñados y fabricados para que puedan soportar la desconexión de los circuitos hasta un límite determinado de intensidad, llamado de poder de corte (PdC). Superado dicho límite, el arco eléctrico los destruiría o los soldaría, inutilizando el dispositivo. Para la elección del PdC debe considerarse la máxima intensidad que podría llegar a tener que cortar el interruptor o sea la intensidad de cortocircuito en el circuito considerado.

Por fin, como parte del proceso de selección de las protecciones de cada circuito de la instalación, tendrá que comprobarse que hay adecuada coordinación entre ellas. Para tal dos procedimientos importantes son: la selectividad, que consiste en establecer una jerarquía de desconexión entre interruptores principales y secundarios, y la filiación que promueve un respaldo por parte de un dispositivo a los demás dispositivos, dependiendo del poder de la jerarquía.

Entre los dispositivos de protección contra sobre intensidades más utilizados, puede destacarse:

- **Magnetotérmicos:** también llamados de interruptores automáticos son dispositivos que según la causa de la sobre intensidad interrumpe la alimentación de manera diferente. Ante sobrecargas, este interrumpe el circuito por efecto térmico. Para este tipo de sobre intensidad el tiempo que tarda en abrir depende de la duración de la sobrecarga y de la intensidad de está respecto el calibre. El tiempo de respuesta en este caso no es muy rápido, variando de segundos a varios minutos. Ya cuando se producen intensidades tan elevadas como las de un cortocircuito, se abre el circuito por efecto electromagnético y su apertura se produce casi instantáneamente.
- **Relés térmicos:** sirven para proteger circuitos y receptores interrumpiendo la alimentación sólo cuando se producen sobrecargas pequeñas pero prolongadas. Cuando se opta por esta protección es necesario usar otro dispositivo adicional, ejemplo fusibles y relés electromagnéticos, que proteja contra los cortocircuitos una vez que los relés térmicos no lo hacen.
- **Relés electromagnéticos de protección:** son dispositivos que se usan para proteger la instalación y los receptores de los cortocircuitos. Funcionan sólo por efecto electromagnético y generalmente se van empleados después de los relés térmicos para completar la protección de motores. Al conjunto se suele denominarse guarda motor.
- **Fusibles:** protegen los circuitos y los receptores interrumpiendo la alimentación cuando se produce una sobrecarga o un cortocircuito, dependiendo del tipo de fusible. Presentan el inconveniente de que para restablecer el funcionamiento del circuito hay que reponerlos por otros nuevos; sin embargo son los baratos que los demás mencionados anteriormente.

Protecciones contra sobretensiones

La tensión a la que funcionan los receptores es otra variable a tener en cuenta, una vez que aumentos significativos en la misma pueden producir daños importantes en la instalación.

Los dispositivos contra sobretensiones tienen como misión garantizar que la tensión no ultrapase la tensión asignada para la instalación. Pueden existir sobretensiones en una instalación principalmente por:

- Descargas atmosféricas: se produce cuando cae un rayo, bien sea en las inmediaciones de la instalación o bien lejos de la misma.
- Conmutaciones de red: ocurre cuando se abren o cierran interruptores que gobiernan elevadas intensidades en las instalaciones con cargas fuertemente inductivas.
- Acoplamiento: debido a la proximidad entre los circuitos eléctricos.

Descargadores: Las instalaciones fotovoltaicas que se caracterizan por ocupar extensas superficies están especialmente expuestas a las descargas atmosféricas y las consiguientes sobretensiones transitorias. Las consecuencias de estas sobretensiones son la reducción del rendimiento y la vida de la instalación. El uso de protecciones contra sobretensiones garantiza la optimización del rendimiento de la instalación y en consecuencia se muestra como una decisión altamente rentable.

Los protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica.

Las protecciones contra sobretensiones de tipo atmosférico pueden ser de dos clases:

• **CLASE I:** Los protectores contra sobretensiones de Clase I están destinados a ser instalados en la extremidades de las líneas exteriores de una instalación fotovoltaica para protegerla contra impactos directos de rayos. Este tipo de protección no se utilizara en esta instalación al no ocupar mucho terreno y tratarse de una zona de bajo riesgo de impacto directo por un rayo.



Figura 21. Protección contra sobretensiones Clase I y símbolo normalizado (SARDINERO, 2012).

o CLASE II: Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas que se producen a una determinada distancia de la instalación fotovoltaica e inducen una sobretensión.

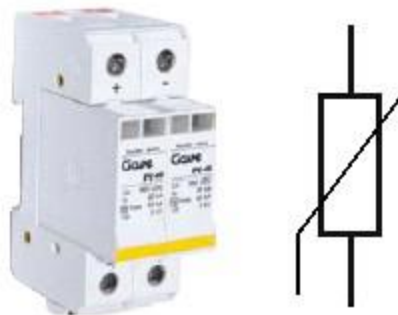


Figura 22. Protección contra sobretensiones CLASE II y símbolo normalizado (SARDINERO, 2012).

2.4.4.2 Protección para las personas

Para la protección de personas se distinguen dos posible riesgos: contactos directos y los contactos indirectos.

Un contacto directo consiste en tocar directamente un elemento activo³ y el contacto indirecto se produce cuando una persona o animal toca un elemento metálico que se encuentra accidentalmente en tensión, por ejemplo la carcasa de un electrodoméstico. Éste último puede producirse si, por accidente, el aislamiento de uno

³ Elemento activo es toda parte conductora que presente potencial eléctrico distinto al de un determinado punto de referencia que se suele situar en el terreno.

de los conductores que alimentan al receptor se deteriora y el conductor desnudo se pone en contacto con la carcasa.

Tanto los contactos directos cuanto los indirectos provocan consecuencias dañosas a las personas, una vez que, al tocar un elemento desprotegido o indebidamente protegido, la persona se ve sometida a una diferencia de potencial idéntica a la de alimentación. Esto provoca una circulación de corriente a través del cuerpo que entre variados efectos está incluida la muerte.

En la figura 23 es presentado un esquema general de los tipos de protecciones para personas.

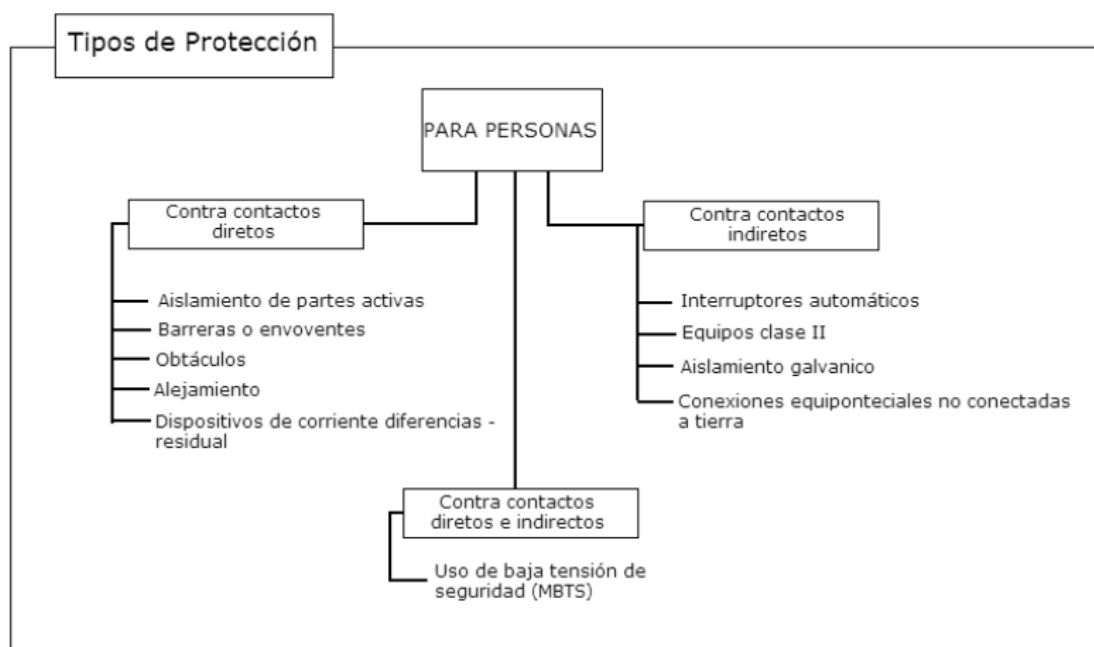


Figura 23. Protecciones para las personas (ALFONSO y GONZALEZ, 2009).

Instalación de puesta a tierra

Consiste en la unión metálica directa -sin ningún dispositivo de corte o protección- entre las masas o carcasas conductoras de los receptores con el suelo a través de un electroduto o grupo de electrodos enterrados en el mismo.

Los objetivos principales de la instalación de puesta a tierra son:

- Limitar la diferencia de potencial de las masas metálicas, instalaciones y edificios;
- Permitir el paso a tierra de las corrientes de fuga o las de descarga de origen atmosférico;
- Asegurar el funcionamiento de las demás protecciones, una vez que, algunas protecciones basan su funcionamiento en detectar que se produzca alguna corriente de defecto, para lo cual es necesario que exista la instalación de puesta a tierra.

La puesta a tierra de una instalación está compuesta por:

- Tomas a tierra: son electrodos o conjunto de ellos que asegura el contacto eléctrico con el suelo. Los electrodos son elementos metálicos en contacto permanente con el suelo.
- Conductores de tierra: son los conductores que unen el electrodo de la puesta a tierra de la instalación con el borne principal de puesta a tierra.
- Bornes de puesta a tierra: son la unión de todos los conductores de protección de la instalación que provienen de los diferentes elementos o masas a proteger.
- Conductores de protección: sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación al conductor de tierra, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Estos conductores deben tener color amarillo-verde (ANBT NBR 5410:2004).
- Conductor de unión equipotencial principal: sirve para evitar que un posible problema afecte a elementos conductores que no estén ubicados en los mismos receptores.

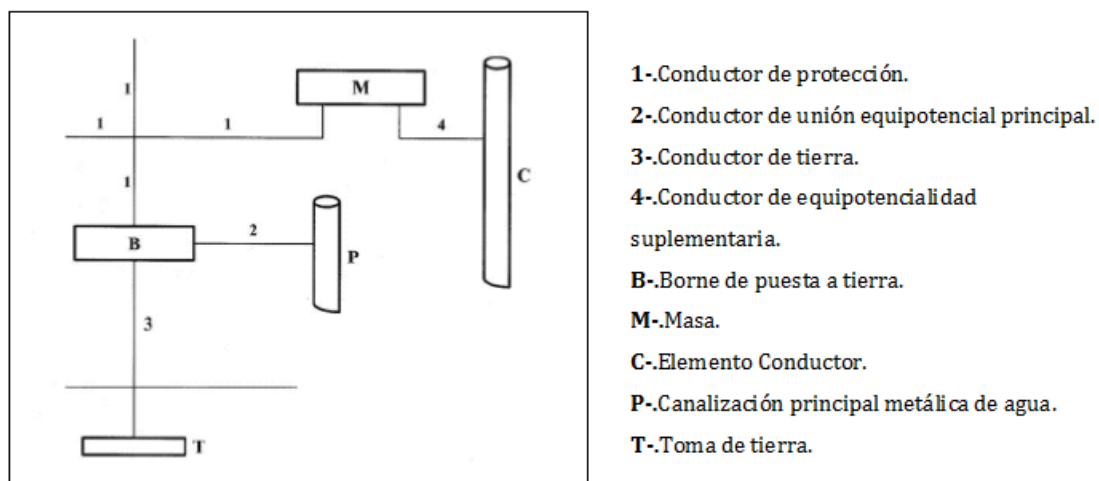


Figura 24. Representación de un circuito de puesta a tierra (SARDINERO, 2012).

Protecciones basadas en el corte de la alimentación y dispositivos de corriente diferencial-residual

La protección por corte de alimentación automático de la instalación se trata de una protección contra contactos indirectos y se basa en interrumpir la alimentación de un circuito cuando aparezca un fallo tal que pueda dar lugar a una tensión de defecto peligrosa para personas o animales. El dispositivo de corte que se utilice dependerá del esquema de conexión de neutro empleado. Lo habitual es utilizar el esquema denominado TT e para éste los dispositivos dichos interruptores diferenciales.

La protección por dispositivos de corriente diferencial-residual es una protección para complementar otras encaminadas a evitar contactos directos. Consiste en utilizar interruptores diferenciales para cortar la alimentación en caso de detectarse la existencia de una corriente de defecto. Es necesario tener una correcta instalación puesta a tierra para que el dispositivo pueda detectar el defecto.

2.5 Leyes y normativas aplicables a los sistemas fotovoltaicos conectados a la red

La legislación que regulan la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica en Brasil comenzó a incorporar sistemas solares fotovoltaicos integrados en

edificios urbanos y conectados a la red eléctrica convencional hace poco tiempo. El contexto técnico y político en el que dichos sistemas están inseridos aún es reciente tema de debate en el país.

Cómo resalta Almeida (2012), la falta de normas técnicas dificulta la difusión de la tecnología, una vez que permite que se hagan aplicaciones en que se utilice poco o ningún conocimiento sobre el tema. Esto puede resultar en costos elevados e innecesarios, baja fiabilidad, propensión a fallas y la reducción de la confianza del usuario en la tecnología.

Por lo tanto, la difusión de los sistemas fotovoltaicos es debido, en parte, a la existencia de normas técnicas que definen las características de calidad (tanto de la energía y de instalación) y de seguridad, junto con un proyecto bien ejecutado, para asegurar la fiabilidad de los sistemas y un buen rendimiento.

En Brasil, las normas ABNT para sistemas fotovoltaicos son relativamente antiguas y no incluyen los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de una manera específica o satisfactoria. Sin embargo, esta situación está cambiando y, a principios de 2012, el Comité Brasileño de Electricidad, Electrónica, Telecomunicaciones e Iluminación (COBEI) ha definido las normas ABNT NBR 16.149, ABNT NBR 16.150 y NBR / IEC 62116, publicadas con el fin de estandarizar la interfaz (inversores) de conexión del sistema de generación fotovoltaica a la red de distribución, así como especificar los procedimientos de ensayo para la misma. La norma de requisito es la ABNT NBR 16.149 y de procedimiento de prueba son: ABNT NBR 16.150 y NBR/IEC 62116.

ABNT NBR 16149 – Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características de interfaz de la conexión con la red eléctrica de distribución.

ABNT NBR16.150 – Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características de interfaz de la conexión con la red eléctrica de distribución. – Procedimiento de prueba para la conformidad.

NBR/IEC62116 - Procedimiento de ensayo para los inversores contra la formación de aislamientos de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Otra normativa brasileña importante para las instalaciones de sistemas fotovoltaicos integrados en edificios urbanos e interconectada a la red es la ABNT NBR 5410 que establece las condiciones que deben reunir las instalaciones eléctricas de baja tensión. Esta norma ha servido de base principalmente para el dimensionado de los cableados y de las protecciones.

Los Procedimientos para la Distribución de electricidad en el sistema eléctrico nacional - PRODIST - son documentos elaborados por la ANEEL, con la participación de agentes de distribución y otras entidades y asociaciones del sector eléctrico, que regulan y estandarizan las actividades técnicas relacionadas con el funcionamiento y el rendimiento de los sistemas de distribución de energía eléctrica. El PRODIST no es una normativa, sin embargo, presenta algunos de los requisitos técnicos que deben cumplir los sistemas de generación distribuida. Está formado por 9 módulos, cada cual con sus especificaciones.

A pesar del sistema normativo para sistemas fotovoltaicos del Brasil ser todavía poco desarrollado, hay muchas normas y leyes internacionales las cuales pueden ser tomadas como base para la implantación de sistemas fotovoltaicos y, por lo tanto, también utilizadas como base para el desarrollo de este proyecto. Las utilizadas en este proyecto fueron las de la ⁴IEC.

⁴ La **Comisión Electrotécnica Internacional** (CEI o IEC por sus siglas en inglés, *International Electrotechnical Commission*) es una organización de normalización en los campos eléctrico, electrónico y tecnologías relacionadas. La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) fue fundada en 1906, siguiendo una resolución aprobada en 1904 en el Congreso Internacional Eléctrico en San Luis Missouri. Muchas de sus normas se desarrollan conjuntamente con la ISO (normas ISO/IEC).

3. Memoria de Proyecto

En el siguiente apartado se detallará en que consiste el proyecto a realizar, detallando del emplazamiento y descripción de la instalación, los cálculos necesarios y decisiones tomadas en base a dichos cálculos.

3.1 Evaluación de lo potencial energético solar disponible

Al principio del proyecto es necesario hacer una evaluación del potencial de la energía solar disponible en el sitio de la instalación, consiste en obtener la cantidad de radiación solar que incide sobre el panel fotovoltaico para se pueda calcular la energía generada y razonar si el proyecto es viable o no.

Los datos de la radiación solar para un determinado sitio pueden ser cogidos de base de datos ya existentes como fueron en este proyecto. Sin embargo, ni siempre los datos estarán disponibles en la forma en que se necesitan para su uso en el dimensionamiento del sistema. A veces es necesario ir al sitio y realizar mediciones para reunirlos.

Una forma conveniente de expresar la energía solar acumulada a lo largo de un día, es a través del número de horas de pleno sol (SP). Esta grandeza refleja el número de horas por día que la radiación solar debería ser por hipótesis constante e igual a 1000 W/m^2 , de manera que la energía resultante es igual a la energía acumulada durante el día y el lugar en cuestión. Por análisis dimensional, se encuentra que el valor de SP puede ser expresado por $\frac{Wh/m^2 \text{ día}}{W/m^2} = \frac{h}{\text{día}}$.

Para el diseño será utilizado $SP = 5.04 \text{ h / día}$. Este valor corresponde al promedio anual de radiación diaria (equivalente a $5.04 \text{ kWh / m}^2 \text{ día}$), incidente en el sitio de la instalación, en superficies orientadas al norte, con una inclinación de 22° en respecto a una superficie horizontal. Este ángulo es igual al ángulo de latitud de la ciudad de São Carlos (22.0175° S), dónde será implantado el sistema fotovoltaico.

Con esto dato, la energía producida durante un año puede ser estimada simplemente multiplicando el valor de SP por el número de días del año, y la potencia máxima del generador fotovoltaico a las condiciones STC (1kW/m^2).

3.2 Avaluación de lo espacio de la instalación

El edificio objeto de este estudio es el edificio llamado de Bloco D, localizado en el campus I de la Universidad de São Paulo – São Carlos, Brasil. La ciudad de São Carlos está localizada a 240 Km de la ciudad de São Paulo y en la región Sudeste del país.



Figura 25. Localización de la ciudad de São Carlos en el estado de São Paulo⁵.

El edificio es compuesto básicamente por clases de aula dónde son suministradas las asignaturas e instalaciones relacionadas tales como baños y despachos. El edificio dispone de una superficie útil por planta de aproximadamente 900 m². Y es en su cubierta donde se instalará las placas solares.

La razón de la elección debe se a las características de la construcción como horizontalidad de la cubierta, con exclusión de sombras alrededor, capturando la incidencia solar durante todo el día y la facilidad de acceso para la instalación del sistema en el mantenimiento posterior.

⁵ Disponible en: www.mfrural.com.br/cidade/sao-carlos-sp.aspx

3.2.1 Emplazamiento

En la fotografía siguiente se puede ver el emplazamiento donde se situara la instalación:



Figura 26. Vista de perfil del edificio.

La distribución de los módulos sobre la cubierta se ha de realizar con el fin de maximizar la producción anual de energía teniendo en cuenta los principales parámetros que afectan al rendimiento de una instalación solar:

- Orientación
- Inclinación
- Sombras sobre los módulos fotovoltaicos
- Pérdidas eléctricas
- Temperatura elevada de los módulos fotovoltaicos

El terreno del edificio está situado a 856 metros sobre el nivel del mar e sus coordenadas son:

Latitud: 22° 0'14.47"S

Longitud: 47°53'54.30"O

El edificio donde se situará la instalación tiene una orientación norte que es la orientación óptima, para el caso de las instalaciones en el hemisferio Sur.

Para esta latitud la inclinación óptima está entre 15° y 30° , por lo tanto la inclinación de los módulos deberá ser de algún valor dentro de este intervalo. Para esto será necesaria una estructura de soporte una vez que la cubierta tiene una inclinación de 5.14° .

La cubierta de una forma más práctica puede ser dividida en partes, dos rectángulos en las extremidades y un triángulo en el medio, que fácilmente pueden ser identificadas por las figuras 27 y 28.



Figura 27. Cubierta del edificio que se instalará el generador FV (GOOGLE EARTH, 2013).

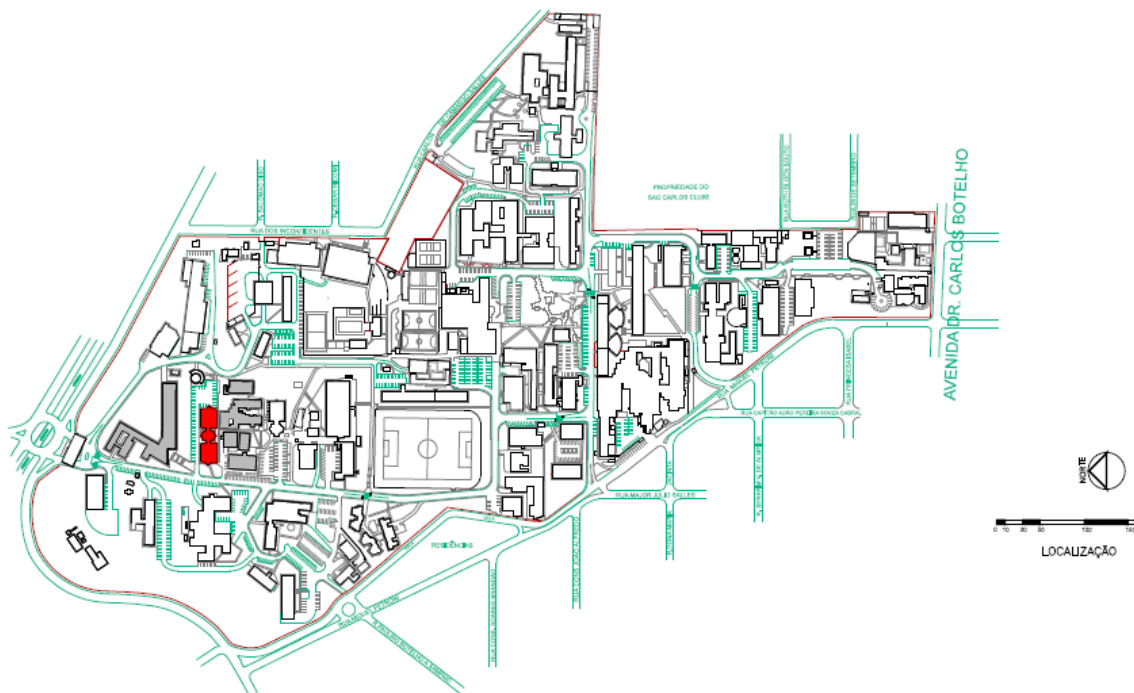


Figura 28. Localización del edificio elegido en el campus I de la universidad.

Las partes elegidas para la instalación del generador fotovoltaico son los dos rectángulos cuyas dimensiones son 21.6 X 17.5 m, proporcionando una superficie total de 378 m². Aún cada rectángulo será dividido en dos partes, de acuerdo con el sentido de su inclinación, cuyas superficies totales serán de 189 m² (21.6 X 8.75 m). Las superficies dónde serán efectivamente instalados los componentes del sistema, llamadas de superficies útiles, tendrán área menor a la superficie total, siendo el restante destinado a la circulación de personas para la instalación y mantenimiento del sistema y para evitar la formación de sombras.

3.3 Generador solar FV

El generador FV será compuesto por 4 subgeneradores FV de características iguales que serán dispuestos según las cuatro partes de la cubierta ya divididas en la sección anterior. Esta elección fue hecha en base a buscar la mejor configuración de inversores, una vez que los subgeneradores funcionarán independientes entre sí y cuándo haber fallas o paradas por mantenimiento de algún subgenerador los demás continuarán a generar energía, asegurando la fiabilidad y la seguridad del sistema.

Así siendo, los cálculos serán hechos teniendo en base solamente un subgenerador que serán usados igualmente para los demás.

3.3.1 La elección del módulo

El módulo fotovoltaico seleccionado que se utilizará en este proyecto es el modelo M240-3BB de BOSH, cuya hoja de parámetros característicos se encuentra en el Anexo I. De acuerdo con las especificaciones eléctricas en STC, este módulo tiene las siguientes características:

- $P_{\max, \text{mód}} = 240 \text{ Wp};$
- $V_{\text{PMP}, \text{mód}} = 30 \text{ V};$
- $I_{\text{PMP}, \text{mód}} = 8,1 \text{ A};$
- $I_{\text{SC}, \text{mód}} = 8.6 \text{ A};$
- $V_{\text{OC}, \text{mód}} = 37.4 \text{ V};$

- Coeficiente de temperatura de $I_{SC,mód} = 0.032 \text{ A/}^{\circ}\text{C}$;
- Coeficiente de temperatura de $V_{OC,mód} = -0.32 \text{ V/}^{\circ}\text{C}$.

Cada módulo FV tiene 60 células, y su respectiva área es 1,6434 m². Por lo tanto, inicialmente se determina, a partir de la relación entre el techo y el espacio ocupado por cada módulo, el número de módulos que pueden ser asignados en el techo que es igual a 60. Este fue calculado para un área de captación solar de 100 m², quedando un porcentaje del área disponible para evitar sombras entre paneles y permitir la circulación de personas.

3.3.2 Estructura de soporte de las placas

Como ya mencionado, será necesaria una estructura soporte para que los módulos fotovoltaicos estén en la inclinación óptima y puedan captar el máximo de la radiación solar disponible.

El cálculo de la inclinación óptima de los paneles solares, es obtenido mediante el método de “peor mes”, en el cual, se considera el mes de menor radiación incidida sobre los paneles. Para utilizar este método ha de tenerse en cuenta el periodo para el cual se utilizara la instalación solar fotovoltaica, en verano, en invierno o durante todo el año y la latitud del emplazamiento donde estarán instalados los paneles solares.

Las inclinaciones óptimas fueron obtenidas con el programa PVSIST 5.0, en el cual introduciendo los valores de latitud de la localización, dimensiones del módulo solar y el periodo de diseño, puede comprobarse la inclinación óptima para cada uno de los periodos de diseño de la instalación obteniendo las menores perdidas posibles.

- Periodo de diseño anual: las menores perdidas por inclinación de los paneles son obtenidas con un ángulo de inclinación de entre 15 ° y 30 °.

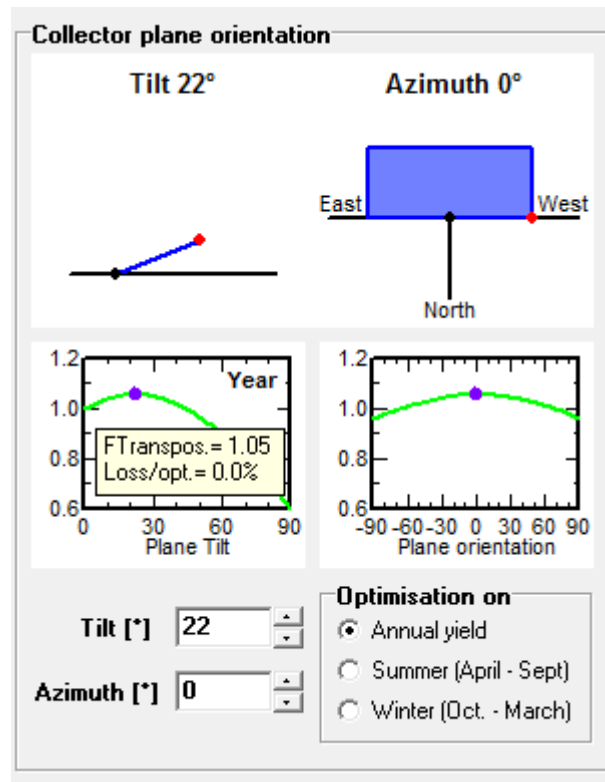


Figura 29. Detalle de PVSYST para optimización anual (PVSYST 5.0).

- Periodo de diseño invierno: las menores perdidas por inclinación de los paneles fueron obtenidas con un ángulo de inclinación de entre 35° y 40°.

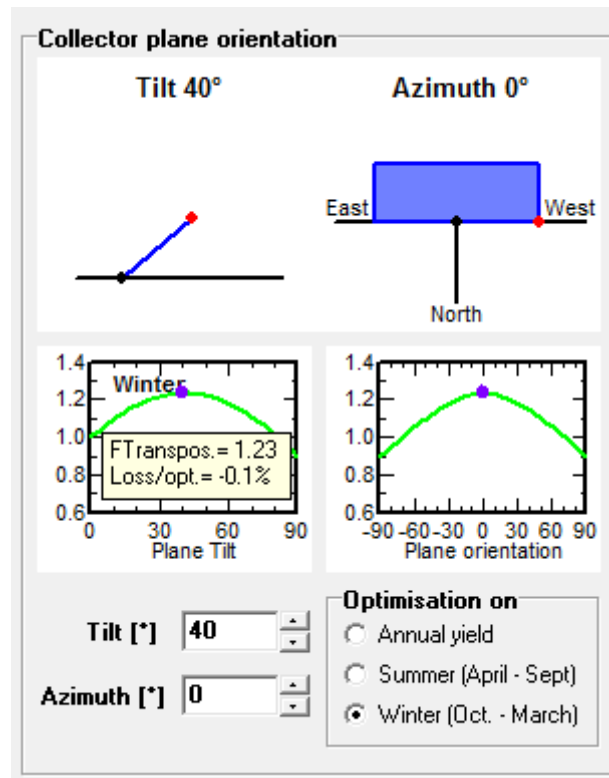


Figura 30. Detalle de PVSYST para optimización en invierno (PVSYST 5.0).

- Periodo de diseño en verano: las menores pérdidas por inclinación de los paneles fueron obtenidas con un ángulo de inclinación de entre 0 ° y 4 °.

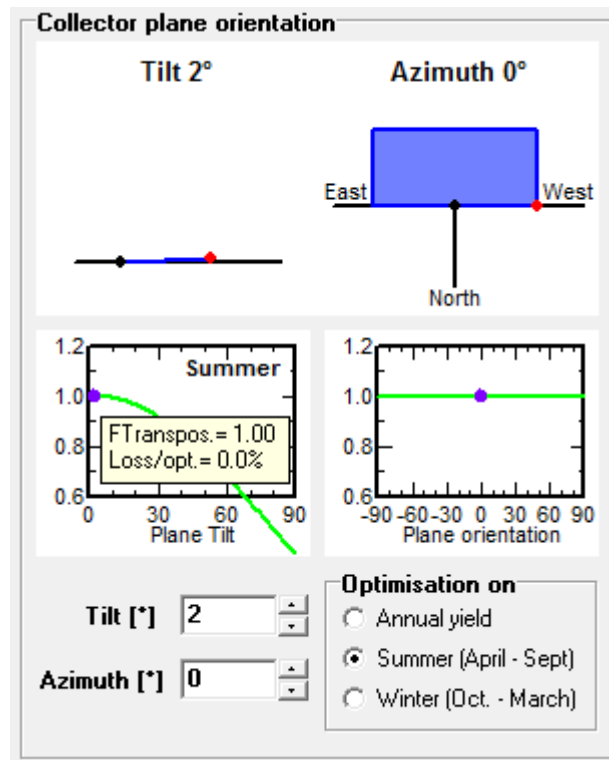


Figura 31. Detalle de PVSYST para optimización en verano (PVSYST 5.0).

Como en este proyecto se intentará diseñar una instalación solar fotovoltaica que sea más eficiente posible y que se aprovechará la instalación durante todo el año, se fijará como ángulo de inclinación de los módulos el ángulo de 25° , el cual está incluido en el intervalo del ángulo óptimo anual.

Las placas irán sujetas a la cubierta mediante estructura de sujeción diseñada para tal efecto. En este proyecto se utilizará la estructura SS-HU-HOR fabricada por la empresa Soportes Solares. Estas estructuras son fabricadas en aluminio de alta resistencia e propias para terrazas planas. Su fijación es mediante zapatos de hormigón e son fabricadas en dimensiones e inclinación exigidas por el proyecto.

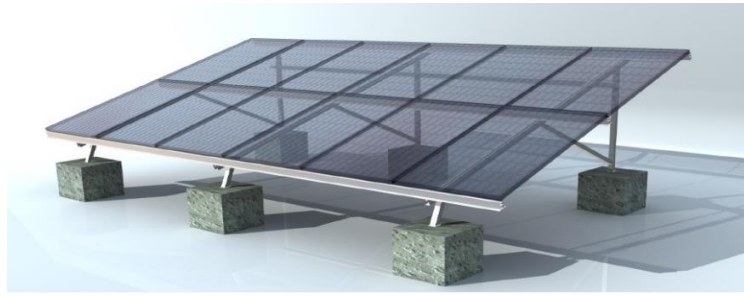


Figura 32. Estructura soporte (Soporte Solares⁶).

3.3.3 Distancia mínima entre as placas

La distancia mínima (d_{\min}) entre las filas está condicionada por la latitud de la ubicación de la instalación debido a que el ángulo de incidencia solar varía con este parámetro. La separación entre filas de módulos fotovoltaicos se calcula teniendo en cuenta la peor altura solar del día más desfavorable para la determinada latitud (altura solar mínima), en que la sombra del punto superior de un módulo se proyecte, como máximo, sobre el punto inferior del módulo siguiente.

Se tomó como el día más desfavorable del año el 21 de junio que corresponde al solsticio de invierno para el hemisferio Sur, donde el Sol presenta la menor altura solar y la más corta duración en el día.

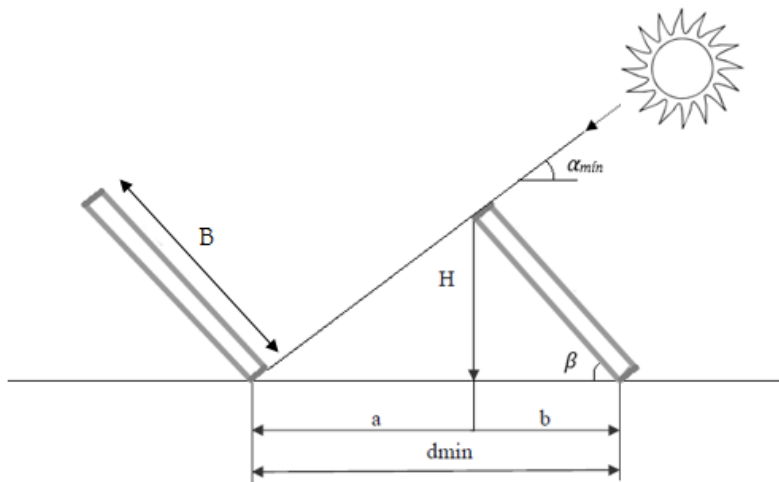


Figura 33. Esquema con las medidas importantes para la determinación de la distancia mínima (GONZÁLEZ, 2011).

⁶ Disponible en: www.soportessolares.es/productos/

Por la geometría, las ecuaciones utilizadas para calcular la distancia mínima fueron:

$$\begin{aligned}b &= B \cdot \cos \beta \\a &= H / \tan \alpha_{\min} \\H &= B \cdot \sin \beta \\d_{\min} &= a + b\end{aligned}$$

Dónde:

B = Anchura del módulo;

d_{\min} = Distancia mínima entre los módulos;

α_{\min} = Altura solar mínima;

β = Inclinación del módulo.

La anchura y la inclinación de los módulos ya son conocidas, sin embargo, la altura solar mínima debe ser calculada a través de la ecuación:

$$\sin \alpha_{\min} = \cos L \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin L \cdot \sin \delta$$

Dónde:

L = Latitud (negativo en el hemisferio sur);

δ = Declinación solar;

ω = Ángulo horario (expresa o ángulo del sol en relación al medio día).

Los valores utilizados para este proyecto fueron: latitud de -22° , declinación de $23,43^\circ$ y ángulo horario de 0° . Luego fue obtenido una altura solar mínima igual a $43,57^\circ$.

$$b = 0.99 \cdot \cos 25^\circ = 0.897 \text{ m}$$

$$H = 0.99 \cdot \sin 25^\circ = 0.418 \text{ m}$$

$$a = \frac{0.418}{\tan 43.57^\circ} = 0.44 \text{ m}$$

$$d_{\min} = a + b = 1.34 \text{ m}$$

Cada panel estará separado del siguiente a una distancia 1.34 m.

3.3.4 Cálculo del número de módulos FV

En este punto será especificado cuantos paneles solares serán utilizados en la instalación y como se conectarán entre si teniendo en cuenta los siguientes puntos:

-Área de la superficie a ocupar por los paneles solares; lo visto en apartados anteriores, muestra que el área que como máximo podrán ocupar los paneles solares no es la totalidad de la cubierta, sino que será un área rectangular menor y por ahora lo que fue calculado es un total de 60 modulos.

- La separación entre filas; una vez calculada la separación mínima que debe haber entre filas de paneles, se podrá calcular el número de estas que se podrán colocar sobre el área útil de la cubierta:

$$numero_maximo_de_ramas = \frac{Anchura_{cubierta}}{dmín} = \frac{8.75}{1.34} = 6.53 \text{ ramas}$$

- Las dimensiones del panel solar; conociendo el área máxima que pueden ocupar los paneles solares y las dimensiones de cada uno de ellos, se obtienen cuantos paneles podrán colocarse en cada fila.

Conocidas las dimensiones de los paneles solares, 1660 x 990 mm, el área máxima a ocupar, 100 m² y teniendo en cuenta que los paneles estarán dispuestos horizontalmente, para que la separación entre columnas que calculada a continuación sea inferior y ofrezcan menor oposición al viento a la hora de calcular la estructura soporte, en cada fila podrán colocarse:

$$numero_maximo_de_modulos = \frac{Largura_{cubierta}}{Largura_{modulo}} = \frac{21.6}{1.66} = 13.01 \text{ modulos}$$

Una vez obtenido el número máximo tanto de paneles como de filas que se pueden instalar en el área útil de la cubierta, se determina el número de paneles solares del que estará compuesto el generador fotovoltaico y con ello, su potencia nominal.

Se han elegido 10 paneles por fila y un total de 5 ramas, lo que hacen un total de 50 paneles. Si cada uno de estos paneles tiene una potencia nominal de 240 Wp, la potencia máxima que podrá entregar cada subgenerador fotovoltaico será de 12.000 Wp. La conexión de los paneles es muy importante para la elección del inversor, puesto la

toma de dicha decisión estará basada en los valores de corriente y sobre todo de tensión que producirá el campo de paneles.

La conexión de los paneles que componen el generador fotovoltaico, considerando ahora las 4 partes de la cubierta, será la siguiente: total de 20 ramales conectados en paralelo compuestos de 10 paneles cada uno conectados en serie, totalizando 200 módulos fotovoltaicos e una potencia máxima de 48.000 Wp.

3.4 Inversor

Una de las decisiones más importantes que se deben tomar en este tipo de diseños es la elección correcta de un inversor. Para la elección de un inversor que cumpla tanto las normas establecidas por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, como los requerimientos técnicos que imponen los paneles solares, se calcularán las tensiones y corrientes máximas y mínimas que podrán tenerse a la salida el generador teniendo en cuenta tanto el funcionamiento normal de los paneles solares a la hora de entregar la máxima potencia como el funcionamiento de los paneles solares cuando están sometidos a condiciones de temperatura distintas a las establecidas en las condiciones estándar de medida.

3.4.1 Tensión y corriente en el punto de máxima potencia

Uno de los puntos a considerar a la hora de la elección del inversor será que este equipado con un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles para así obtener la máxima eficiencia energética del generador, por lo tanto se considerará que en condiciones normales de funcionamiento, se entregará la máxima potencia a una tensión dada en la hoja de características.

La tensión normal de funcionamiento o tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico conociendo la disposición de paneles en serie y paralelo a la cual deberá funcionar el inversor en condiciones normales vendrá dada al multiplicar la tensión de punto de máxima potencia (V_{pmp}) de cada panel por el número de paneles en serie (N) en cada ramal del generador:

$$V_{pmp,gen} = V_{pmp,mod} \cdot N = 30 \cdot 10 = 300 \text{ V}$$

Y la corriente que suministra el generador fotovoltaico cuando proporciona la máxima potencia vendrá dada al multiplicar la corriente de punto de máxima potencia (I_{pmp}) de cada panel por el número de paneles en paralelo o ramales (n):

$$I_{pmp,gen} = I_{pmp,mod} \cdot n = 8.1 \cdot 5 = 40.5 \text{ V}$$

3.4.2 Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura

Las características eléctricas de un módulo fotovoltaico sufren influencia de la temperatura externa, por tal razón es necesario hacer los cálculos levando en cuenta la temperatura máxima e mínima que puede llegar el exterior.

La tensión del módulo disminuye al aumentar la temperatura. Según esto la máxima tensión del módulo, y consecuente del generador FV, corresponde a la temperatura mínima del lugar. El contrario se pasa con la corriente, esta aumenta al aumentar la temperatura y según esto la máxima corriente del módulo corresponde a la máxima temperatura del lugar. Los valores máximos de tensión y corriente son fundamentales para el dimensionamiento correcto del inversor.

Se considerará, para el lugar de la instalación, un rango de temperaturas ambiente de entre 10° C como mínimo, asociada a una irradiancia de 100 W/m², en invierno y 40° C como máximo, asociada a una irradiancia de 1000 W/m², en verano. Con estas temperaturas la temperatura de célula será distinta a 25° C, valor considerado con condición estándar de medida y para el cual se muestran los parámetros fundamentales de los paneles solares.

La temperatura de la célula es diferentes temperaturas de trabajo puede aproximarse mediante la expresión (GONZÁLEZ, 2011):

$$T_{cel} = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \cdot I$$

Dónde:

T_{cel} = Temperatura que alcanza la célula;

T_a = Temperatura ambiente del lugar donde están instalados los paneles solares;

T_{TONC} = Temperatura nominal de funcionamiento de la célula en condiciones TONC;

I = Irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentre.

El valor máximo de la tensión entrada al inversor debe ser inferior a la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura del módulo es mínima. Par determinar la tensión en circuito abierto del módulo a la temperatura mínima utilizaremos la siguiente expresión (GONZÁLEZ, 2011):

$$V_{OC,mod(T_{cel,min})} = V_{OC,mod(STC)} \cdot \left[1 + \frac{(T_{cel,min} - 25) \cdot \alpha_V}{100} \right]$$

Dónde:

$V_{oc,mod(T_{cel,min})}$ = Tensión a circuito abierto del módulo a la temperatura mínima de célula;

$V_{oc,mod(STC)}$ = Tensión a circuito abierto del panel en condiciones estándar de medida;

α_V = Coeficiente de temperatura de la tension de circuito abierto del módulo.

El valor máximo de la corriente de entrada al inversor debe ser inferior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico cuando la temperatura del módulo es máxima. Par determinar la corriente en cortocircuito del módulo a la temperatura máxima utilizaremos la siguiente expresión (GONZÁLEZ, 2011):

$$I_{SC,mod(T_{cel,max})} = I_{SC,mod(STC)} \cdot \left[1 + \frac{(T_{cel,max} - 25) \cdot \alpha_I}{100} \right]$$

Dónde:

$I_{SC,mod}(T_{cel,max})$ = Tensión a circuito abierto del módulo a la temperatura máxima de célula;

$I_{SC,mod}(STC)$ = Tensión a circuito abierto del panel en condiciones estándar de medida;

α_I = Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del módulo.

Por tanto, para una temperatura ambiente de 10° C, la temperatura de célula de los módulos solares será:

$$T_{cel,min} = 10 + \left(\frac{48.4 - 20}{800} \right) \cdot 100 = 13.55 \text{ } ^\circ C$$

Con esta temperatura de célula, la tensión de circuito abierto del módulo será:

$$V_{OC,mod}(T_{cel,min}) = 37.4 \cdot \left[1 + \frac{(13.55 - 25) \cdot -0.32}{100} \right] = 38.77 \text{ V}$$

Como para módulos en serie se suman las tensiones, se multiplica el número de paneles en serie por ramal (N) del generador por la tensión de circuito abierto de cada panel para una temperatura ambiente de 10° C, se obtiene la tensión de circuito a la salida del generador fotovoltaico durante el invierno:

$$V_{OC,gen}(T_{cel,min}) = N \cdot V_{OC,mod}(T_{cel,min})$$

$$V_{OC,gen}(T_{cel,min}) = 10 \cdot 38.77 = 387.7 \text{ V}$$

Así se sabe que tiene que cumplir:

$$V_{max,inv} > V_{OC,gen}(T_{cel,min}) = 387.7 \text{ V}$$

Para una temperatura ambiente de 40° C, la temperatura de célula de los módulos solares será:

$$T_{cel} = T_a + \left(\frac{TONC - 20}{800} \right) \cdot I = 40 + \left(\frac{48.4 - 20}{800} \right) \cdot 1000 = 75.5 \text{ } ^\circ C$$

Con esta temperatura de célula, la corriente de cortocircuito del módulo será:

$$I_{SC,mod(T_{cel,max})} = 8.6 \cdot \left[1 + \frac{(75.5 - 25) \cdot 0.032}{100} \right] = 8.74 \text{ A}$$

Como para módulos en paralelo se suman las corrientes, se multiplica el número de ramales en paralelo (n) del generador por la corriente de cortocircuito de cada panel para una temperatura ambiente de 40 ° C, se obtiene la corriente de circuito a la salida del generador fotovoltaico durante el verano:

$$I_{SC,gen(T_{cel,max})} = n \cdot V_{SC,mod(T_{cel,max})}$$

$$I_{SC,gen(T_{cel,max})} = 5 \cdot 8.74 = 43.69 \text{ A}$$

Así se sabe que tiene que cumplir:

$$I_{max,inv} > I_{SC,gen(T_{cel,max})} = 43.69 \text{ V}$$

Por último, deberán tenerse en cuenta los valores de tensión de máxima potencia que se alcanzan en la instalación ya que estos variaran al igual que los valores de tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito según varíe la temperatura ambiente.

Cuando la tensión en el punto de máxima potencia del generador está por debajo de la tensión de máxima potencia del inversor, este no será capaz de seguir el punto de máxima potencia de aquel o, en peor de los casos, se apagará. Para que esto no ocurra, se tiene que cumplir:

$$V_{pmp-min,inv} \leq V_{pmp,gen(T_{cel,max})}$$

Para determinar la tensión del módulo en el punto de máxima potencia a una determinada temperatura diferente de la estándar, se utiliza la siguiente expresión (GONZÁLEZ, 2011):

$$V_{pmp,mod(T_{cel})} = V_{pmp,mod(STC)} \cdot \left[1 + \frac{(T_{cel} - 25) \cdot \alpha_V}{100} \right]$$

Dónde:

$V_{pmp,mod(T_{cel})}$ = Tensión de máxima potencia del módulo a una determinada temperatura de célula;

$V_{pmp,mod(STC)}$ = Tensión de máxima potencia del módulo en condiciones estándar de medida;

α_V = Coeficiente de temperatura de la tensión del módulo.

Así siendo los valores máximo y mínimo de tensión de máxima potencia del módulo serán:

$$V_{pmp,mod(T_{cel,min})} = 30 \cdot \left[1 + \frac{(13.55 - 25) \cdot -0.32}{100} \right] = 31.10 \text{ V}$$

$$V_{pmp,mod(T_{cel,max})} = 30 \cdot \left[1 + \frac{(75.5 - 25) \cdot -0.32}{100} \right] = 25.15 \text{ V}$$

Por tanto el rango de tensiones del punto de máxima potencia que deberá ser soportado por el inversor será calculado multiplicando los valores de tensión de máxima potencia de cada módulo solar obtenidos para las diferentes condiciones por el número de paneles conectados en serie (N) en cada uno de los ramales, obteniéndose así, la tensión máxima y mínima que proporcionara el generador fotovoltaico en condiciones de máxima potencia:

$$V_{pmp,gen(T_{cel,min})} = N \cdot V_{pmp,mod(T_{cel,min})} = 10 \cdot 31.10 = 311 \text{ V}$$

$$V_{pmp,gen(T_{cel,max})} = N \cdot V_{pmp,mod(T_{cel,max})} = 10 \cdot 25.15 = 251.5 \text{ V}$$

3.4.3 Elección del inversor

Para la elección del inversor a instalar que hará la conversión de potencia continua del generador solar fotovoltaico en alterna, fueron considerados los siguientes valores de interés calculados en el apartado anterior:

- ✓ $V_{oc,gen}(T_{cel,min}) = 387.7 \text{ V}$
- ✓ $I_{SC,gen}(T_{cel,max}) = 43.69 \text{ A}$
- ✓ $V_{pmp,gen}(T_{cel,min}) = 311 \text{ V}$
- ✓ $V_{pmp,gen}(T_{cel,m\acute{a}x}) = 251.5 \text{ V}$

Además es necesario que se tenga en cuenta para el dimensionado la potencia nominal del inversor respecto a la potencia nominal del generador fotovoltaico. Si se selecciona un inversor de potencia muy superior a la potencia del generador fotovoltaico, habrá un gran número de horas en las que el inversor operará en bajos rendimientos. En contrapartida si selecciona un con potencia muy inferior habrá horas en el que el inversor esté operando en limitación de potencia.

En general, la potencia del inversor no debe ser superior a la potencia del generador fotovoltaico, pues prácticamente nunca alcanzará la potencia nominal debido a las pérdidas a las que la instalación está sometida.

Para que el dimensionamiento sea más exacto se considera un parámetro denominado factor de dimensionamiento del inversor (FDI), obtenido por la siguiente expresión:

$$FDI = \frac{P_{nom,inv}}{P_{nom,gen}}$$

Dónde:

$P_{nom,inv}$ = Potencia nominal del inversor;

$P_{nom,gen}$ = Potencia nominal del generador.

De acuerdo con Greenpro (2004) es admisible que la potencia del inversor esté entre el intervalo:

$$0.7 \cdot P_{nom,gen} \leq P_{nom,inv} \leq 1.2 \cdot P_{nom,gen}$$

En el caso de que el inversor esté sujeto a elevadas cargas térmicas debido a la ubicación, como en cubiertas, es recomendable que la potencia del inversor no sea menor que la del generador.

Atendiendo a los valores de tensión y corriente, se ha elegido el inversor Fronius IG PLUS 150 V-3, cuya tabla de especificaciones técnicas está en el anexo IV, y sus principales parámetros son:

- $V_{\max,inv} = 600 \text{ V}$;
- $I_{\max,inv} = 55,6 \text{ A}$;
- $V_{\text{pmp-min},inv} = 230 \text{ V}$;
- $V_{\text{pmp-max},inv} = 500 \text{ V}$;
- $P_{\text{nom},inv} = 12.000 \text{ W}$;
- Eficiencia = 95.9 %;
- Tamaño = 1,263 x 434 x 250 mm.

En la elección de este modelo de inversor se han cumplidos varios puntos, a destacar:

- El rango de tensiones en el que el inversor puede trabajar oscila entre 230 y 500 V, por tanto, trabajará perfectamente bajo cualquiera de las condiciones en las que se encuentren los módulos fotovoltaicos ya que cuando los estén entregando la máxima potencia, la tensión total que producirán en dicho punto de máxima potencia oscilará entre 251,5 y 311 V que está dentro del rango de tensiones.
- La máxima tensión de entrada que el inversor soporta es de 600 V, por tanto cumple perfectamente los requerimientos técnicos de la instalación solar ya que suministrará una tensión de circuito abierto \square bajo condiciones ambientales invernales de 387.7 V.
- La corriente máxima de entrada del inversor es de 55.6 A, este valor es superior a la máxima corriente proporcionada por los paneles solares de 43,69 A que será la producida en condiciones de cortocircuito en verano, cumpliendo con los requerimientos técnicos.
- La potencia nominal de cada subgenerador es de 12 kW y la del inversor también es de 12 kW, resultando en un FDI de 1, valor que está dentro del rango aconsejado.

Así el rendimiento del inversor seguirá siendo máximo ya que se supone que los módulos no entregarán la máxima potencia siempre y en el caso de llegar a producir la máxima potencia, el inversor funcionará a pleno rendimiento.

- El inversor hace la sincronización con la red, puede trabajar con frecuencias de 50 y 60 Hz, hace el seguimiento de la tensión y frecuencia de red, tiene protección anti-aislamiento y protección galvánica a través de un interruptor interno, no necesitando instalar en el sistema protección para fallas de tensión, frecuencia y aislamiento y ni relés de sincronismo, tiene sistema de ventilación y puede ser instalado en ambientes externos (IP 54).
- El inversor cumple con la normativa de la Aneel (2002) y tiene el servicio de asistencia técnica en Brasil, punto muy relevante una vez que es difícil encontrar fabricantes de este tipo de servicio en el país.

3.5 Cableado y Protecciones

3.5.1 Cableado de conexión

La instalación solar fotovoltaica a proyectar se ha dividido en varios tramos de conexión entre los diferentes equipos y cajas de conexión que la componen. Dichos tramos de cableado poseerán diferente sección de conductores puesto que la carga que circulara por cada uno de ellos será diferente dependiendo los equipos que interconecten.

Como se decidió anteriormente, el generador fotovoltaico estará formado por 4 subgeneradores dónde cada uno será compuesto por 5 ramas en paralelo, con 10 módulos en serie cada rama. Todos los subgeneradores estarán posicionados igualmente e tendrán el mismo dimensionado, así que lo que se va a calcular tomando como base un de los subgeneradores, se puede generalizar a todos los demás.

La conexión de cada rama irá a la caja de conexión del sub generador fotovoltaico (caja de conexiones de corriente continua) que por su vez será conectada al inversor. Por último, el inversor estará conectado a la caja de conexiones alterna dónde se hará la interconexión con la red.

Se establecerán 3 tramos diferenciados en la instalación; dos para corriente continua y un para corriente alterna, siendo ellos:

1ºtramo: Módulos FV - Caja de conexiones del sub generador FV

2ºtramo: Caja de conexiones del sub generador FV - Inversor

3ºtramo: Inversor – Caja de conexiones de alterna

Para los tramos de corriente continua se utilizaran conductores de tipo 0,6/1kV de cobre con 2 conductores cargados y con aislamiento en goma E16⁷. El tipo de instalación será de conductores aislados en tubos o cables unipolares en canalización aparente de sección circular en pared superficial o alejada de menos de 0.3 veces el diámetro de la canalización (conductores de tipo B1) según la definición de la ABNT NBR 5410 (2004) visualizada en la tabla 33, presentado en el ajunto 3.

La instalación de las canales protectoras donde irán alojados los conductores del circuito se llevará a cabo tal y como muestra la norma ABNT NBR 5410 (2004).

Estos tramos del cableado serán monofásicos con lo que la sección teórica mínima que se utilizará en los conductores vendrá dada por la ecuación (ITC – BT - 25):

$$S = \frac{2 L I_{cc} 100}{\sigma e(\%) U}$$

Dónde:

s = Sección teórica del conductor en [mm²];

L = Longitud del conductor [m];

I_{cc} = Corriente máxima que va a circular por los conductores [A];

$e(\%)$ = Caída de tensión que como máximo podrán tener los conductores;

U = Tensión nominal de operación que, en el lado de continua para circuitos FV con seguimiento de punto de máxima potencia, corresponde a la V_{pmp} [V];

σ = Conductividad del elemento que forma el conductor [m/Ωmm²].

⁷ Por falta de referencias normativas en relación al tipo de aislante E16, indicado para utilización en cables fotovoltaicos, se tomará por base la normativa del aislante XPLE por presentaren características similares.

En los tramos de la instalación donde ya se ha producido la conversión de potencia continua a potencia alterna los conductores serán de tipo 0,6/1kV constituidos de cobre, con 3 conductores cargados y con aislamiento de XPLE.

Estos tramos del cableado serán trifásicos con lo que la sección teórica mínima que se utilizará en los conductores vendrá dada por la ecuación (ITC – BT - 25):

$$S = \frac{\sqrt{3} L I_{cc} 100}{\sigma e(\%) U}$$

Dónde:

s = Sección teórica del conductor en [mm²];

L = Longitud del conductor [m];

I_{cc} = Corriente máxima que va a circular por los conductores [A];

$e(\%)$ = Caída de tensión que como máximo podrán tener los conductores;

U = Tensión de línea de la red [V];

σ = Conductividad del elemento que forma el conductor [m/Ωmm²]

1) Módulos solares - Caja de conexiones del sub generador FV

Estará comprendido entre la salida de cada uno de los subgeneradores y la entrada a una caja de conexión de grupo totalizando 4 tramos de este tipo, una vez que, son 4 subgeneradores. En dicha caja de conexión se alojaran los elementos encargados de la protección de cada uno de las ramas por separado y las protecciones del cableado de interconexión de grupo formado por las 5 ramas. A las cajas de conexión de subgrupo llegaran 10 conductores; 5 correspondientes a los polos positivos de cada rama y 5 correspondientes a los negativos y saldrán 2 conductores, uno de polaridad negativa y otro positiva.

Se tomará como longitud del cable (L) la distancia del módulo más alejado hasta su caja de conexión.

La corriente máxima que va a circular por los conductores de este tramo es la de cortocircuito de la rama, que es igual a la corriente de cortocircuito de cada uno de los módulos que la forman, por un coeficiente de seguridad de 25% (IEC60364-7-7-712). El resultado es la corriente máxima de la rama ($I_{max,rama}$):

$$I_{m\acute{a}x,rama} = 1.25 \cdot I_{SC,rama}$$

$$I_{m\acute{a}x,rama} = 1.25 \cdot 8.74 = 10.92 \text{ A}$$

La caída de tensión (e) que como máximo podrán tener los conductores será elegida según recomendación del manual para el instalador fornecido por la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF)⁸ y el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE⁹, una vez que en la normativa brasileña no se establece tal valor y sólo se determina que en ningún caso la caída de tensión en los circuitos terminales puede ser superior a 4 %.

La tensión (U) será igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada rama.

$$U = V_{pmp,rama}$$

El valor de la conductividad (σ) dependerá tanto del material conductor, que en este proyecto fue elegido el cobre, como de la temperatura máxima en servicio permanente que soporte el aislamiento del conductor. Siendo esta última de 90°C para aislamientos de tipo XLPE (tabla 35; ABNT 5410, 2004). El valor de conductividad para el cobre para la temperatura límite de 90°C es de 44 m/Ωmm².

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tipo de tramo son iguales para los 4 sub generadores y son presentados en la tabla 4:

Tabla 4. Resumen de las características de los conductores del tramo 1.

L	35 m
$I_{m\acute{a}x,rama}$	10.92 A
e	0.5 %
U	300 V
σ ($T_{isol}=90\text{ }^{\circ}\text{C}$)	44 m/Ωmm ²

⁸ Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) es una Asociación privada sin ánimo de lucro en España cuyo objetivo principal es potenciar, prestigiar y desarrollar el sector fotovoltaico, aportando sus conocimientos y experiencia al mercado español y a las autoridades responsables, tanto a nivel estatal como autonómico y local.

⁹ El Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA es una documentación, elaborada por el Departamento de Energía Solar del IDAE y CENSOLAR, es una revisión del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red editado por primera vez en el año 2002, con la colaboración del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid y el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT. Su finalidad es establecer las condiciones técnicas que deben tomarse en consideración en las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica de distribución.

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

$$S = \frac{2 L I_{CC} 100}{\sigma e(\%) U} = \frac{2 \cdot 35 \cdot 10.92 \cdot 100}{44 \cdot 0.5 \cdot 300} = 11.59 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 16 mm².

Atendiendo a la tabla 37 de la norma ABNT NBR 5410 (2004), la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 16 mm², de aislamiento XLPE e instalación de dos conductores cargados de tipo B1, es de 100 A.

A esta intensidad hay que aplicarle dos coeficientes de reducción: uno debido las altas temperaturas en cubiertas por la radiación directa sobre el conducto (tabla 40; ABNT NBR 5410, 2004) y otro por el agrupamiento de circuitos bajo una misma canalización (tabla 42; ABNT NBR 5410, 2004) lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor.

Los coeficientes son:

$$f_{temperatura} = 0.41$$

$$f_{agrupamiento} = 0.80$$

Por tanto, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a:

$$I_{m\acute{a}x,adm} = 0.41 \cdot 0.80 \cdot 100 = 32.8 \text{ A}$$

El valor es superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 10.92 A, con lo cual el conductor de 16 mm² es válido.

Fueron elegidos para la composición de la instalación en este tramo, los cables de modelo P-SUN de la marca Prysmian, una vez que, son cables espacialmente diseñados para instalaciones fotovoltaicas y que tienen las características de proyecto elegidas.

2) Caja de conexiones del sub generador FV - Inversor

Estará comprendido entre la caja de conexión del sub generador fotovoltaico hasta la caseta del inversor.

Al inversor llegan dos cables, uno positivo y otro negativo correspondiente al final de circuito de corriente continua y a la salida comienza el último tramo correspondiente al circuito de corriente alterna.

Se tomará como longitud del cable (L) la distancia entre la caja de conexión del generador y la caseta del inversor.

La corriente máxima que va a circular por los conductores de este tramo es la de cortocircuito del sub generador, que es igual a la corriente de cortocircuito de cada rama por la cantidad de ramas existentes, por un coeficiente de seguridad de 25% (IEC60364-7-7-712). El resultado es la corriente máxima del generador ($I_{max,ger}$):

$$I_{m\acute{a}x,ger} = 1.25 \cdot I_{SC,ger}$$
$$I_{m\acute{a}x,ger} = 1.25 \cdot 43.69 = 54.62 \text{ A}$$

La caída de tensión (e) que como máximo podrán tener los conductores será elegida según recomendación del manual para el instalador fornecido por la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) y el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA.

La tensión (U) será igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada sub generador que es igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada rama.

$$U = V_{pmp,rama}$$

El valor de la conductividad (σ) será del material conductor para la temperatura máxima en servicio permanente.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tipo de tramo son iguales para los 4 sub generadores y son presentados en la tabla 5:

Tabla 5. Resumen de las características de los conductores del tramo 2.

L	15 m
$I_{\text{máx,ger}}$	54.62 A
E	0.5 %
U	300 V
σ ($T_{\text{isol}} = 90^\circ\text{C}$)	44 m/ Ωmm^2

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

$$S = \frac{2 L I_{CC} 100}{\sigma e(\%) U} = \frac{2 \cdot 15 \cdot 54.62 \cdot 100}{44 \cdot 0.5 \cdot 300} = 24.83 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 25 mm².

Atendiendo a la tabla 37 de la norma ABNT NBR 5410 (2004), la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 25 mm², de aislamiento XLPE e instalación de dos conductores cargados de tipo B1, es de 133 A.

A esta intensidad hay que aplicarle los mismos coeficientes de corrección de la intensidad aplicados al tramo 1.

Por tanto, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a:

$$I_{\text{máx,adm}} = 0.41 \cdot 0.80 \cdot 133 = 43.62 \text{ A}$$

El valor no es superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 54.62 A, con lo cual se debe corregir aumentando la sección del conductor. Así siendo se coge la sección nominal de 35mm² que es inmediatamente superior a la sección elegida anteriormente.

Atendiendo a la tabla 37 de la norma ABNT NBR 5410 (2004), la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 35 mm², de aislamiento XLPE e instalación de tres conductores cargados de tipo B1, es de 164 A.

Por tanto, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a:

$$I_{m\acute{a}x,adm} = 0.41 \cdot 0.80 \cdot 164 = 53.8 \text{ A}$$

Todavía el valor no es superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 54.62 A. Sin embargo, la diferencia es muy pequeña e a fin de obtener un dimensionado económico se supondrá que 35 mm² sea suficiente.

Fueron elegidos para la composición de la instalación en este tramo, los cables de modelo P-SUN de la marca Prysmian, una vez que, son cables espacialmente diseñados para instalaciones fotovoltaicas y que tienen las características de proyecto elegidas.

3) Inversor – Caja de conexiones de alterna

Estará comprendido desde la salida trifásica del inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión donde se inyectará la potencia continua producida por el generador fotovoltaico convertida a alterna por el inversor.

Este circuito será en corriente alterna y su instalación será diferente a los demás tramos diseñados anteriormente.

Se tomará como longitud del cable (L), la distancia entre la caseta del inversor y el punto de conexión a la red de baja tensión.

La corriente máxima que va a circular por los conductores de este tramo es la corriente máxima del inversor, que es igual a la potencia máxima que puede entregar el inversor en su salida dividida por la tensión nominal de la red, por un coeficiente de seguridad de 25% (IEC60364-7-7-712). El resultado es la corriente máxima del inversor ($I_{max,inv}$):

$$I_{inv} = \frac{P_{max,inv}}{\sqrt{3} \cdot V_{nom,red}} = \frac{12000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 21.21 \text{ A}$$

$$I_{m\acute{a}x,inv} = 1.25 \cdot I_{inv}$$

$$I_{m\acute{a}x,inv} = 1.25 \cdot 21.21 = 26.52 \text{ A}$$

La caída de tensión (e) que como máximo podrán tener los conductores será la indicada en la norma.

La tensión (U) será igual a la tensión de línea de la red.

$$U = 400 \text{ V}$$

El valor de la conductividad (σ) será del material conductor para la temperatura máxima en servicio permanente.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tipo de tramo son iguales para los 4 sub generadores y son presentados en la tabla 6:

Tabla 6. Resumen de las características de los conductores del tramo 3.

L	100 m
$I_{\text{máx,inv}}$	26.52 A
E	1.5 %
U	400 V
σ ($T_{\text{isol}}=90^\circ\text{C}$)	44 m/ Ωmm^2

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

$$S = \frac{\sqrt{3} L I_{cc} 100}{\sigma e(\%) U} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 26.52 \cdot 100}{44 \cdot 1.5 \cdot 400} = 17.40 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 25 mm².

Atendiendo a la tabla 37 de la norma ABNT NBR 5410 (2004), la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 25 mm², de aislamiento XLPE e instalación de tres conductores cargados de tipo B1, es de 117 A.

A esta intensidad hay que aplicarle los mismos coeficientes de corrección de la intensidad aplicados al tramo 1 y 2.

Por tanto, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a:

$$I_{\text{máx,adm}} = 0.41 \cdot 0.80 \cdot 117 = 38.37 \text{ A}$$

El valor es superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 26.52 A, con lo cual el conductor de 25 mm² es válido.

Fueron elegidos para la composición de la instalación en este tramo, los cables de modelo Afumex (AS) tipo RZ1-K de la marca Prysmian, una vez que, son cables recomendables para tales tramos de la instalación y tienen las características de proyecto elegidas.

3.5.2 Cableado de protección (Puesta a tierra)

Para la protección de la propia instalación y de los posibles operarios encargados del mantenimiento de la misma, la ABNT NBR 5410 (2004) establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objetivo de conseguir que el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima al terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corriente de defecto o las descargas de origen atmosférico.

La ABNT NBR 5410 (2004) recomienda el uso de conductor de protección (llamado PE), que preferiblemente deben ser conductores aislados, cables unipolares o venas de cables multipolar. En algunos casos, es admisible utilizar un conductor con la doble función de neutro y de conductor de protección.

Según la norma ABNT NBR 5410 (2004), los conductores de protección deberán ser del mismo material que los conductores activos utilizados en la instalación, en este caso serán de cobre e irán alojados en la canalización utilizada para los conductores activos de la instalación. La sección de los conductores de protección viene dada por la tabla 58 de la norma ABNT NBR 5410 (2004).

Por tanto, los conductores de protección tendrán diferente sección dependiendo el tramo de cableado donde se encuentren:

1) Módulos FV - Caja de conexiones del sub generador FV

Los cables estarán conectados a la parte metálica de los módulos FV y tendrán la siguiente sección:

$$S_{\text{conductor de fase}} = 16 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{conductor de protección}} = 16 \text{ mm}^2$$

2) Caja de conexiones del sub generador FV – Inversor

Los cables estarán conectados a las partes metálicas del tramo que corresponden: a la parte metálica de la caja de conexiones del generador, al descargador de sobretensiones y al controlador permanente de aislamiento. Tendrán la siguiente sección:

$$S_{\text{conductor de fase}} = 35 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{conductor de protección}} = 16 \text{ mm}^2$$

3) tramo: Inversor – Caja de conexiones de alterna

Los cables estarán conectados a las partes metálicas situadas en el tramo que corresponden: al inversor, a los descargadores de sobretensiones y a la parte metálica de la caja de protecciones y equipos de medida. Tendrán la siguiente sección:

$$S_{\text{conductor de fase}} = 25 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{conductor de protección}} = 16 \text{ mm}^2$$

Fueron elegidos para el cableado de protección, los cables de modelos P-SUN (tramos 1 y 2) y Afumex (AS) tipo RZ1-K (tramo 3) de la marca Prysmian, una vez que, los cables de protección necesitan tener las mismas características de los cables activos y de fase.

En la tabla 7, se presenta un resumen del dimensionado así como la elección de los tipos de cables, utilizados en la conexión y en la protección del sistema.

Tabla 7. Resumen de los cableados de la instalación.

	Tramo		
Características	1	2	3
Cableado de conexión			
Marca cable	Prysmian	Prysmian	Prysmian
Modelo cable	P-SUN	P-SUN	Afumex RZ1-K
Material conductor	Cobre	Cobre	Cobre
Aislante	E16	E16	XPPE
Longitud del cable	35	15	100
Corriente máxima por el tramo	10,92 A	54,62 A	21,65 A
Caída de tensión	0,50%	0,50%	1,50%
Sección comercial del cable	16 mm ²	35 mm ²	25 mm ²
Tipo de conductor (ABNT NBR 5410)	B1	B1	B1
Numero de conductores cargados	2	2	3
Cableado de protección			
Marca cable	Prysmian	Prysmian	Prysmian
Modelo cable	P-SUN	P-SUN	Afumex RZ1-K
Sección comercial del cable	16 mm ²	16 mm ²	16 mm ²

3.5.3 Protecciones

Para proporcionar seguridad tanto a los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica como al personal encargado de su mantenimiento y correcta operación, es necesario proporcionar una serie de elementos de protección que aseguren una explotación correcta de la instalación.

Al igual que para el cálculo del cableado de la instalación, el cálculo de protecciones se realizara independientemente para cada uno de los circuitos que forman la instalación, diferenciando entre tramos de corriente continua y de corriente alterna, ya que las protecciones deberán ser distintas para cada tramo dependiendo la naturaleza continua o alterna del tramo y al valor de corriente admisible por los conductores.

Para toda la instalación se preverá protecciones referentes a los circuitos (contra sobreintensidades y contra sobretensiones), a las personas (contra contactos directos e indirectos) y protecciones adicionales propias de instalaciones conectadas a la red.

Sobreintensidades

Aunque los fusibles e interruptores para corriente continua son diferentes a los de corriente alterna, su cálculo es similar y debe estar de acuerdo con la ABNT NBR 5410 (2004), dónde dispositivo protege contra sobrecargas a un conductor si se verifican las siguientes condiciones:

$$V_{\text{mín_disp}} \geq V_{\text{OC_rama}}$$

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

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

Donde:

I_B = Corriente de empleo o de utilización;

I_N = Corriente nominal del dispositivo de protección;

I_Z = Corriente máxima admisible por el elemento a proteger;

I_2 = Corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección (fusión de los fusibles y disparo de los interruptores automáticos).

En la protección por magnetotérmico normalizado se cumple siempre la segunda condición porque $I_2=1,45 \cdot I_N$, por lo que solo se debe verificar la primera condición.

En la protección por fusible se cumple que $I_2=1,6 \cdot I_N$ por lo que deben verificarse las dos condiciones de la norma.

Sobretensiones

En las instalaciones FV, debido a que normalmente el cableado entre módulos no se canaliza, se recomienda el uso de descargadores de tensión en el lado de continua.

Según la ABNT NBR 5410 (2004), el principal parámetro de selección de un descargador es la tensión máxima de operación del generador FV, tomada como el 25% a más de la tensión de circuito abierto.

Los descargadores de tensión deben tener las siguientes características:

- tipo 2;
- tensión de funcionamiento continua máxima $U_{CC} > 1,25 U_{OC}$;
- nivel de protección $U_P \leq U_{inv}$, donde U_{inv} es la tensión de resistencia a impulsos del inversor en el lado de CC;
- intensidad nominal disruptiva $I_n \geq 5 \text{ kA}$;
- protección térmica con capacidad de extinción de cortocircuitos al final de la vida útil y coordinación con una protección de seguridad adecuada. Dado que la tensión de resistencia a impulsos de los módulos de string suele ser mayor que la del inversor, el SPD instalado para proteger éstos últimos suele permitir que los módulos también estén protegidos, siempre que la distancia entre los módulos y el inversor sea inferior a 10 metros. El SPD debe instalarse en el lado de alimentación (dirección de la energía del generador FV) del dispositivo de aislamiento del inversor de modo que también proteja los módulos con el dispositivo de aislamiento abierto.

Los dispositivos suplementarios se instalarán lo más próximos del generador FV y, en la medida de lo posible, antes de que el cableado entre en lugares habitables. Se recomienda la utilización de la misma caja donde se alojan los dispositivos de protección contra sobreintensidades y cortocircuitos de las ramas de los subgeneradores.

El cálculo de protecciones se realizara dividiendo la instalación en dos grupos, uno de corriente continua y otro de corriente alterna, cada grupo será a su vez dividido en los diferentes tramos de cableado que forma la instalación solar fotovoltaica:

3.5.3.1 Protecciones de continua.

La interrupción de corrientes presenta mayores problemas 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 espontaneo del arco que se forma cuando se abre el circuito. En la corriente continua esto no sucede y, para extinguir el arco, es preciso que la corriente disminuya hasta anularse. Es necesario que la interrupción se realice gradualmente, sin bruscas anulaciones de la corriente que darían lugar a elevadas sobretensiones.

El esquema unifilar de la instalación, muestra que los tramos pertenecientes a la parte de potencia continua son dos, que se encuentran entre los paneles solares fotovoltaicos y la entrada al inversor.

1) Módulos FV - Caja de conexiones del sub generador FV

Este tramo estará protegido contra sobre intensidades mediante fusibles del tipo gPV en cada una de las ramas del generador fotovoltaico que provoquen la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación. Cada ramal poseerá dos fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 16 mm^2 , por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$\begin{aligned} V_{\text{mín_disp}} &\geq V_{OC_{rama}} \geq 193.85 \text{ V} \\ I_B &= I_{pmp_{rama}} = 8.1 \text{ A} \\ I_Z &= I_{\text{máx_rama}} = 1.25 \cdot I_{SC_{rama}} = 1.25 \cdot 8.74 = 10.92 \text{ A} \end{aligned}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$\begin{aligned} 8.1 &\leq I_N \leq 10.92 \\ I_N &= 10 \text{ A} \end{aligned}$$

A continuación se calculara la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusibles es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla $I_2 < 1,45 \times I_Z$:

$$\begin{aligned} I_2 &= 1.6 \cdot I_N = 1.6 \cdot 10 = 16 \text{ A} \\ 1,45 \cdot I_Z &= 15.83 \text{ A} \end{aligned}$$

Como $I_2 > I_Z$ es necesario buscar un valor mayor para la I_N , por ejemplo, siendo I_N igual a 12 A la condición $I_2 < 1,45 \cdot I_Z$ ya se queda satisfecha. Por lo tanto, se elegirá:

$$I_N = 12 \text{ A}$$

Fueron elegidos como dispositivos de protección contra sobreintensidades de este tramo los fusibles de tipo E9F12PV da marca ABB. Para cada rama serán utilizados 2 fusibles (uno por cada polo) y su correspondiente base portafusibles con desconectador de la serie E90 PV, modelo E92/32. Ambos dispositivos tienen tensión máxima de 1000 Vdc o que satisfaz las condiciones de instalación.



Figura 34. Fusible de tipo E9F12PV con símbolo normalizado y base portafusibles modelo E92/32, ambos de la marca ABB (ABB aplicaciones solares¹⁰).

2) Caja de conexiones del sub generador FV – Inversor

Este último tramo de corriente continua conecta todas las cajas de conexión de grupo del generador fotovoltaico con el inversor de la instalación, constará de dos únicos conductores, uno de polaridad positiva y otro de polaridad negativa y estará protegido por tres elementos:

-Controlador permanente de aislamiento: se utilizan en circuitos de corriente continua para detectar posibles faltas de aislamiento de los dos conductores (positivo y negativo) contra tierra.

¹⁰ Disponible en: www.abb.es

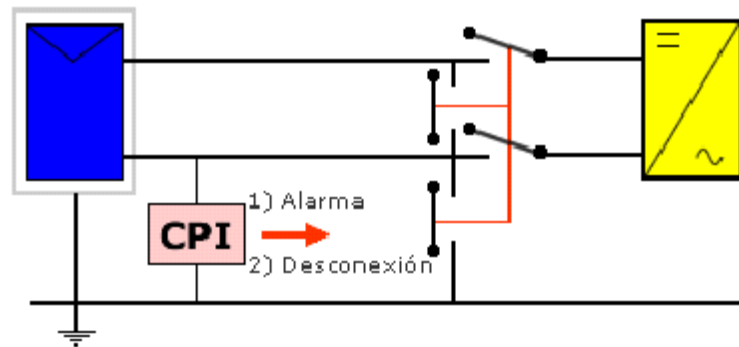


Figura 35. Esquema del controlador permanente de aislamiento (SARDINERO, 2012).

El controlador permanente de aislamiento está formado por dos dispositivos; un vigilante de aislamiento y un interruptor de continua.

- o Vigilante de aislamiento: realiza una medición continua del aislamiento existente entre el conductor de polaridad positiva y el conductor de polaridad negativa, es decir, mide la resistencia existente entre ambos conductores y cuando esta es inferior a un valor determinado, manda una señal al interruptor de corriente continua.

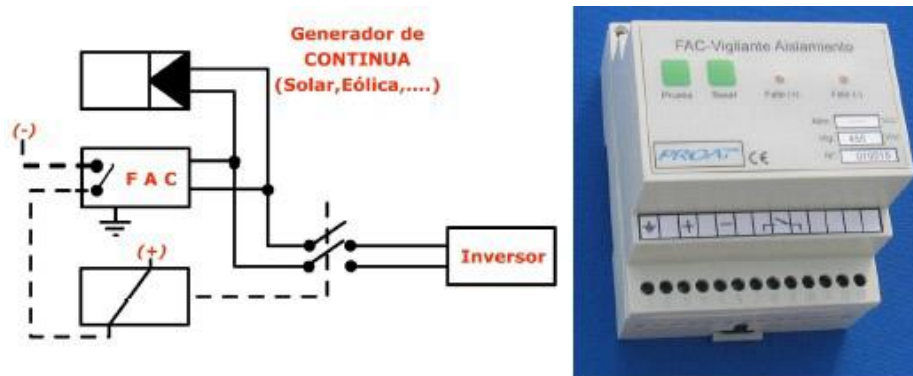


Figura 36. Vigilante de aislamiento y esquema de conexión (SARDINERO, 2012).

- o Interruptor de corriente continua: abre el circuito cuando recibe la orden del vigilante de aislamiento desconectando el inversor y drena la sobrecarga hacia la tierra de la instalación, de esta manera pueden prevenirse riesgos de electrocución del personal encargado de la instalación.

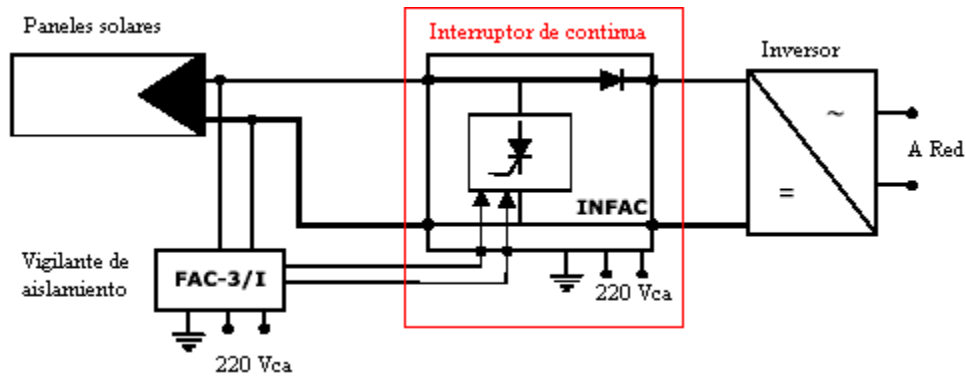


Figura 37. Esquema de conexión de interruptor de corriente continua (SARDINERO, 2012).

La máxima tensión de funcionamiento que se producirá en el circuito será cuando la temperatura ambiente sea la mínima y en condiciones de circuito abierto que es de:

$$V_{OC,gen} = 193.85 \text{ V}$$

Sobredimensionando 25%, resulta en:

$$V_{m\acute{a}x,gen} = 1.25 \cdot V_{OC,gen} = 242.32 \text{ V}$$

Por lo tanto, el vigilante de aislamiento elegido para la instalación es el modelo FAC650 de la marca PROAT cuyo margen de tensión oscila entre 450 a 650 Vcc.

El interruptor de corriente continua elegido para el controlador permanente de aislamiento es de marca PROAT modelo INFAC.



Figura 38. Controlador de Aislamiento de la marca PROAT.

-Descargador: El descargador de continua que se instalará en este tramo de la instalación, tendrá la función de proteger la instalación contra sobretensiones transitorias debido a las descargas atmosféricas. Se situará en la salida del generador.

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 generador fotovoltaico para escoger un descargador que soporte dicha tensión. Esta tensión máxima aparece cuanto los paneles trabajan en condiciones de circuito abierto y a la menor temperatura ambiente.

$$V_{\text{máx,gen}} = 1.25 \cdot V_{\text{OC,gen}} = 242.32 \text{ V}$$

Se ha elegido el descargador OVR PV 40 1000P de la marca ABB de tensión de régimen permanente máxima 1000Vdc que cumple satisfactoriamente con el necesitado.

La conexión debe ser de dos cargadores por cada circuito de continua proveniente del generador FV, como conectados, uno entre el polo positivo y tierra y el otro entre el polo negativo y tierra.



Figura 39. Descargador modelo OVR PV 40 1000P de la marca ABB (ABB aplicaciones solares).

-Interrupor-Seccionador: Los interruptores de continua que se instalaran en este tramo de la instalación, tendrán la función de aislar zonas del generador para labores de mantenimiento de los módulos solares como limpieza y reparación de incidencias.

Se colocarán 4 interruptores de este tipo que al abrir uno de ellos proporcionará un aislamiento eficaz de los ramales pertenecientes a dicho subgrupo de interruptor.

Para la elección de los interruptores-seccionadores se tendrán en cuenta dos parámetros: la tensión de servicio de la línea y la corriente que deben ser capaces de interrumpir al abrirse. Para esta instalación dichos parámetros vendrán dados por la corriente de cortocircuito que pueda producirse en cada subgenerador y la tensión máxima de servicio será la tensión máxima que puede darse en el subgenerador.

$$V_{m\acute{a}x,gen} = 1.25 \cdot V_{OC,gen} = 242.32 \text{ V}$$

$$I_{m\acute{a}x,gen} = 1.25 \cdot I_{SC,gen} = 54.62 \text{ A}$$

Dependiendo de la tensión de servicio a la cual va a trabajar el interruptor, se utilizara un numero de polos determinado, es decir, cuanto mayor sea la tensión de servicio de la instalación, se deberán aumentar el número de interrupciones de corriente y, por consiguiente, el número de polos conectados en serie.

Para este circuito se ha escogido un interruptor-seccionador de marca ABB modelo S804PV-S63 con 4 polos cuya máxima tensión de servicio son 1200 V y capaz de interrumpir una corriente de 63A.



Figura 40. Interruptor-seccionador de marca ABB modelo S804PV-S63(ABB aplicaciones solares).

-Fusible: Además de un descargador de sobretensiones y un interruptor-seccionador, en cada línea de este tramo se instalarán fusibles para la protección contra sobreintensidades para evitar que se sobrepasen valores de corrientes superiores a las admisibles por los conductores y equipos de la instalación.

Al igual que en el tramo anterior, se colocarán dos fusibles por cada tramo, uno para cada uno de los conductores de polaridad positiva y otro para cada uno de los conductores de polaridad negativa.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 35mm², por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = I_{pmp_gen} = 8.1 \cdot 5 = 40.5 \text{ A}$$

$$I_Z = I_{m\acute{a}x_gen} = 54.62 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$40.5 \leq I_N \leq 54.62$$

$$I_N = 50 A$$

A continuación se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusibles es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla $I_2 < 1,45 \cdot I_Z$:

$$I_2 = 1.6 \cdot I_N = 1.6 \cdot 50 = 80 A$$

$$1,45 \cdot I_Z = 79.20 A$$

Como I_2 es mayor que I_Z sería necesario buscar un valor mayor para la I_N , por ejemplo, siendo I_N igual a 63 A. Sin embargo la diferencia es muy pequeña y sabiendo que I_Z ya fue dimensionada con un 25% de seguridad se establece que la condición $I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$ se queda satisfecha. Por lo tanto, se permanecerá con el calibre nominal de 50 A.

Fueron elegidos como dispositivos de protección contra sobreintensidades de este tramo los fusibles de tipo E9F50PV da marca ABB. Para cada tramo serán utilizados 2 fusibles (uno por cada polo) y su correspondiente base portafusibles con desconectador de la serie E90 PV, modelo E92/32. Ambos dispositivos tienen tensión máxima de 1000 Vdc o que satisfaz la condiciones de instalación.

-Caja de conexiones del generador CC

El generador fotovoltaico estará dividido en 4 grupos de 5 ramales cada uno. Cada grupo tendrá su propia caja de conexión de grupo donde se instalarán tanto los fusibles de 12 A encargados de la protección del primer tramo como el descargador, el interruptor-seccionador y el fusible de 50 A encargados de la protección del segundo tramo.

A cada una de las cajas de conexión de grupo llegarán 10 conductores de 16 mm², 5 de polaridad positiva y 5 polaridad negativa, en cada conductor se encuentra conectado un fusible de 12 A. Tras los fusibles se produce la interconexión de los conductores de 16 mm² pasando a dos únicos conductores de 35 mm² a la salida de cada una de las cajas de conexión de grupo. En cada una se instalarán:

- 1 Descargador ABB modelo OVR PV 40 1000P;
- 2 Interruptor-seccionador ABB modelo S804PV-S36;

- 2 fusible de 50 A.

La caja o armario utilizado como caja de conexión de generador fotovoltaico será marca ABB MODELO Gemini tamaño 6 (dimensiones 900x750x360), clase II, grado de protección IP66, con entrada para canalizaciones, para uso interno y externo y cierre con llave para realizar las maniobras oportunas.



Figura 41. Caja de conexiones modelo Gemini marca ABB(ABB aplicaciones solares).

3.5.3.2 Protecciones de alterna

Las protecciones de alterna estarán ubicadas aguas debajo de los inversores, para la protección de los circuitos y conexión a red de la instalación una vez sea convertida la corriente continua proveniente de los módulos solares a corriente alterna para la inyección a la red.

Las protecciones de corriente alterna para la protección del último tramo del circuito:

3) tramo: Inversor – Caja de conexiones de alterna

El sistema de protecciones de este último tramo deberá acogerse a la normativa vigente sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, ABNT NBR 5410, y además tener en cuenta los requisitos de conexión de la empresa propietaria

de la distribución de energía eléctrica en el punto de conexión a red de la instalación fotovoltaica, en este caso, exigidos por la AES Eletropaulo.

Por consiguiente, las protecciones que se instalaran en este tramo son; un interruptor general manual (magnetotermico) y un interruptor automático diferencial.

-Magnetotérmico: Se trata de un interruptor similar al utilizado en el tramo anterior del circuito con la diferencia que este magnetotermico estará diseñado para funcionar con corriente alterna.

Para la elección del interruptor magnetotermico se utilizaran las ecuaciones utilizadas anteriormente para la determinación del calibre de los fusibles e interruptores.

La sección de los conductores de este tramo es de 25 mm^2 , por tanto la corriente empleo del circuito es 21.65 A. El calibre inmediatamente superior será:

$$I_N = 25 \text{ A}$$

Además de las condiciones estándar que deben cumplir todos los interruptores de este tipo, el magnetotérmico utilizado en este último tramo debe tener una capacidad de corte igual o superior a la intensidad de cortocircuito. Así es necesario calcular la intensidad de cortocircuito en el punto de instalación del magnetotérmico, obtenida por las siguientes ecuaciones:

$$R_{\text{cableado}} = \rho_{20} \cdot \frac{L_{\text{cableado}}}{S_{\text{cableado}}} = 0.018 \cdot \frac{2 \cdot 100}{25} = 0.144 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{0.8 \cdot U}{R_{\text{cableado}}} = \frac{0.8 \cdot 230}{0.144} = 1277.8 \text{ A} \sim 1.28 \text{ kA}$$

Se ha elegido un interruptor magnetotermico tetrapolar para tensiones de 1200V de la marca ABB modelo S804PV-S32 industrial de 32 A y poder de corte 5 kA.



Figura 42. Interruptor magnetotérmico tetrapolar modelo S804PV de la marca ABB(ABB aplicaciones solares).

-Interruptor diferencial: Los interruptores diferenciales proporcionan protección a las personas contra descargas eléctricas, tanto en el caso de contactos directos como contactos indirectos y también protección a las instalaciones ya que detectan las fugas a tierra midiendo la corriente que circula por los conductores.

Por falta de especificaciones cuanto a la elección de un interruptor diferencial será seguida la norma ITC-BT-25 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión de la norma Española. Por ella los interruptores diferenciales deben poseer una intensidad diferencial-residual máxima de 30mA para aplicaciones domésticas y 300mA para otras aplicaciones e intensidad asignada que la del interruptor general.

Se ha escogido un bloque tetrapolar diferencial con sensibilidad de 30 mA marca ABB modelo F204B-40/0,03 y de 40 A, una vez que hay que tener el valor normalizado superior a la intensidad nominal del magnetotermico elegido anteriormente.



Figura 43. Interruptor diferencial tetrapolar modelo F204B-40/0,03 de la marca ABB(ABB aplicaciones solares).

-Descargador: El descargador de alterna que se instalará en este tramo de la instalación, tendrá la función de proteger la instalación contra sobretensiones transitorias debido a las descargas atmosféricas. Se situará en centro de transformación.

Se ha elegido el descargador OVR T2 1N 15 275 P de la marca ABB de tensión de funcionamiento máxima igual a 275 V e intensidad de descarga máxima igual a 40 kA, que cumple satisfactoriamente con el necesitado.



Figura 44. Descargador tipo OVR T2 de la marca ABB(ABB aplicaciones solares).

-Interruptor general manual: El interruptor general manual tendrá como objetivo seccionamiento de la instalación de la red por la elección de la concesionaria de energía eléctrica.

Se debe elegir un interruptor manual de calibre igual o superior al automático de alterna (magnetotérmico) dimensionado en el mismo tramo y cuyo poder de corte esté de acuerdo a la corriente de cortocircuito de la acometida que debe ser especificada por la compañía eléctrica distribuidora.

Se ha elegido el interruptor automático en caja moldeada para AC tetrapolar de la marca ABB, modelo Tmax, tipo T1B160 F FC. El calibre será igual del magnetotérmico ($I_n = 32 \text{ A}$) y el poder de corte de 16 kA (1000 V AC).



Figura 45. Interruptor general manual modelo Tmáx de la marca ABB(ABB aplicaciones solares).

-Caja de conexiones de alterna

A la caja de conexión de alterna llegará los conductores de 25 mm^2 respectivos a las salidas de cada uno de los 4 inversores que componen la instalación. En la caja de protecciones de alterna estará alojada en el centro de transformación junto con las demás protecciones de la instalación y alojará:

- 4 Interruptor magnetotérmico S804PV-S32 de la marca ABB;
- 4 Descargador OVR T2 1N 15 275 P de la marca ABB;
- 4 Interruptor diferencial F204B-40/0,03 de la marca ABB;
- 1 Interruptor general manual T1B160 F FC de la marca ABB.

La caja o armario utilizado como caja de conexión de generador fotovoltaico será marca ABB MODELO Gemini tamaño 6 (dimensiones 900x750x360), clase II, grado de protección IP66, con entrada para canalizaciones, para uso interno y externo y cierre con llave para realizar las maniobras oportunas.



Figura 46. Caja de conexiones modelo Gemini marca ABB(ABB aplicaciones solares).

En la tabla 8, se presenta un resumen del dimensionado así como la elección de los tipos de protecciones, utilizadas en los circuitos del sistema fotovoltaico.

Tabla 8. Resumen de las protecciones de la instalación.

	Tramo		
Características	1	2	3
Dispositivo protección 1	Fusibles	Descargador	Magnetotérmico
Marca	ABB	ABB	ABB
Modelo	E9F12 PV	OVR PV 40 1000P	S804PV-S32
Calibre o Corriente nominal	12 A		32 A
Cantidad	40	8	4
Dispositivo protección 2		Interruptor-seccionador	Diferencial
Marca		ABB	ABB
Modelo		S804PV-S63	F204B-40/0,03
Calibre o Corriente nominal		63 A	40 A
Cantidad		8	4
Dispositivo protección 3		Fusibles	Descargador
Marca		ABB	ABB
Modelo		E9F50 PV	OVR T2 1N 15 275 P
Calibre o Corriente nominal		50 A	
Cantidad		8	4
Dispositivo protección 4			Interruptor general manual
Marca			ABB
Modelo			T1B160 F FC
Calibre o Corriente nominal			32 A
Cantidad			1
Dispositivo protección 5			C. Permanente de Aislamiento
Marca			PROAT
Modelo			NMI
Cantidad			1
	Marca	Modelo	Cantidad
Caja de conexiones de continua (generador)	ABB	Gemini IP66, tamaño 6	4
Caja de conexiones de alterna	ABB	Gemini IP66, tamaño 6	1

4. Estudio Energético

En este apartado se estudiara el diseño de la instalación fotovoltaica comprobando como influyen sobre el rendimiento, la rentabilidad y el medio ambiente los principales parámetros energéticos que se obtienen en el emplazamiento elegido.

Para realizar el estudio energético de la instalación solar fotovoltaica, se utilizará el software PVSYST 5.0 por lo cual se pueden modificar ciertos parámetros como emplazamiento, tipo de paneles utilizados, tipo de instalación, etc. y obtener la producción anual esperada.

Los parámetros principales inseridos en el programa para la estimación de la energía anual producida fueron:

- Coordenadas geográficas del lugar a ser instalado el sistema: para la determinación de la radiación que llega en los módulos es necesario determinar a latitud y la longitud del lugar, siendo en este caso 22° S y 48° O respectivamente.
- Azimut de los módulos: los módulos estarán totalmente orientados hacia el sur para lograr que la captación de radiación solar sea máxima desde el momento que el sol salga por el este hasta que se ponga por el oeste, por tanto el ángulo azimut será 0° .
- Angulo de inclinación de los módulos: se optó por dejar el sistema fijo con un ángulo de inclinación determinado según la altura solar del peor mes. Conocida la latitud del lugar, el ángulo óptimo anual para la inclinación de los módulos será de 25° .
- Características del módulo fotovoltaico: A partir del área, de la potencia y de la eficiencia de captación de la radiación solar, se determina la irradiancia que llega en el módulo y cuanto de la misma podrá ser convertida en energía eléctrica continua.
- Disposición del generador fotovoltaico: la energía continua total generada dependerá de cuántos módulos están conectados.
- Características del Inversor de inversor: la energía inyectada en la red dependerá de la eficiencia de conversión de energía eléctrica continua a alterna.

El informe que nos proporciona el programa después de la simulación está representado en la tabla y diagramas a seguir.

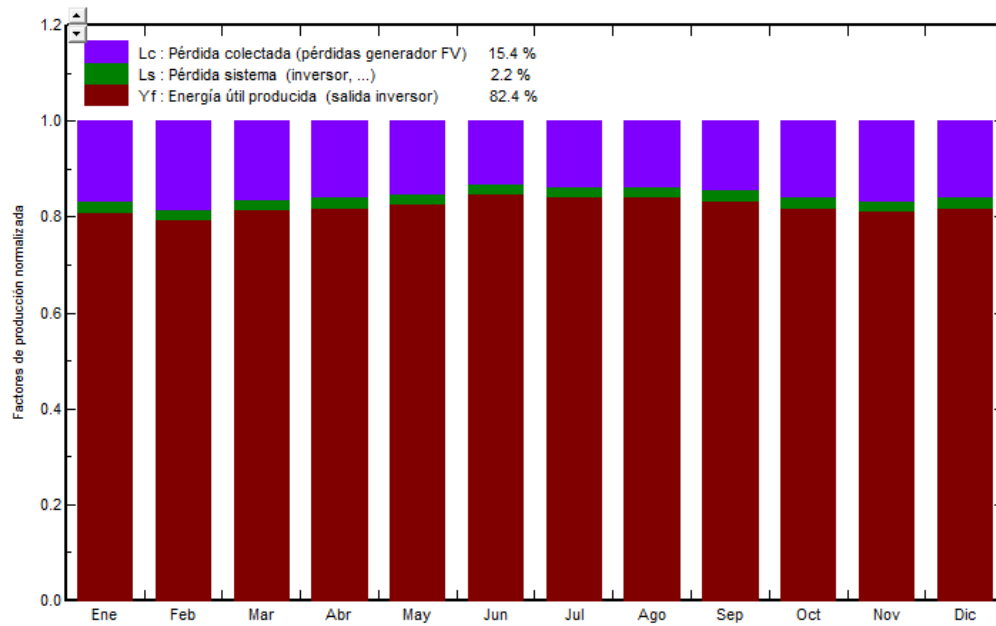


Figura 47. Diagrama de la energía útil producida y de las pérdidas mensuales asociadas al sistema fotovoltaico (PVSYST 5.0).

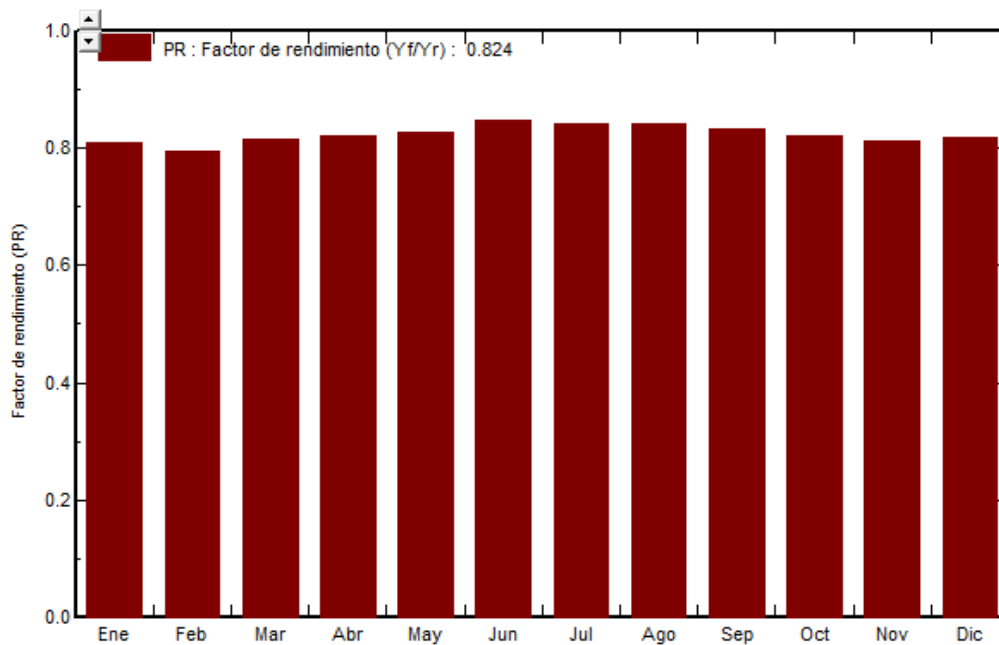


Figura 48. Diagrama del factor de rendimiento (PR) para cada mes (PVSYST 5.0).

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	140.0	22.70	128.6	124.1	5148	5005	12.18	11.84
February	140.0	23.50	134.3	129.9	5258	5121	11.91	11.60
March	126.0	23.10	129.5	125.5	5205	5067	12.23	11.91
April	108.0	20.90	120.5	117.0	4877	4747	12.31	11.98
May	99.0	18.89	121.2	117.8	4942	4818	12.41	12.10
June	89.0	17.89	114.2	111.0	4775	4655	12.72	12.40
July	100.0	17.20	126.8	123.2	5251	5121	12.60	12.29
August	115.0	18.10	135.3	131.5	5603	5464	12.60	12.29
September	112.0	17.90	120.1	116.5	4945	4813	12.52	12.19
October	125.0	20.20	123.4	119.4	4995	4859	12.32	11.98
November	150.0	21.10	138.7	133.7	5557	5412	12.19	11.87
December	141.0	21.49	127.2	122.6	5146	5001	12.31	11.96
Year	1445.1	20.23	1519.6	1472.2	61703	60083	12.35	12.03

Figura 49. Tabla con los balances y resultados principales mensuales y el anual (PVSYST 5.0).

Leyenda:

GlobHor : Irradiación Global Horizontal

T Amb: Temperatura Ambiente

GlobInc: Global incidente en plano receptor

GlobEff: Global efectivo (considerando IAM y sombreados)

EArray: Energia efectiva en la salida del generador

E_Grid: Energia inyectada en la red

EffArrR: Energia Esal campo/superficie bruta

EffSysR: Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

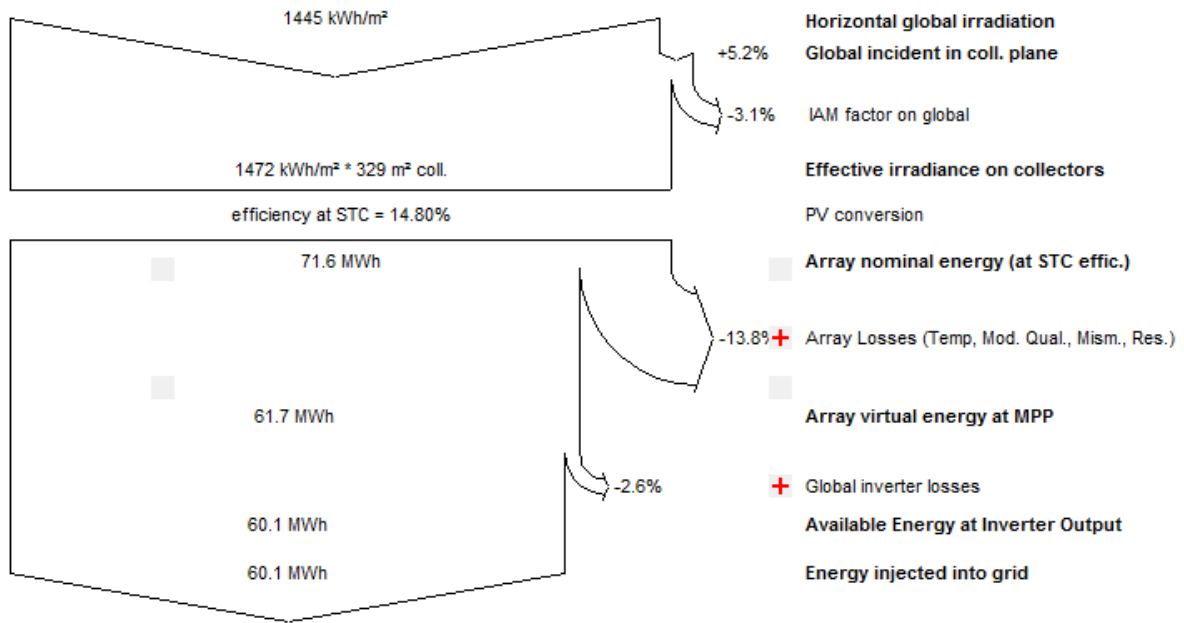


Figura 50. Diagrama discriminativo de las pérdidas de energía anules a largo de la conversión (PVSYS 5.0).

Por la análisis de la tablas y diagramas expuestos se puede decir, que según la producción energética y las pérdidas de conversión, el sistema está bien posicionado, produciendo un total de 60.1 MW/h en el año que será inyectado en la red y con un factor de rendimiento medio igual a 82.4 %.

Es sabido que se optase por el cambio en la inclinación de los módulos según la época del año, la producción energética sería aún mayor, sin embargo los costes también aumentarían, lo que debería ser avaluado y puede ser hecho cómo una extensión de este trabajo.

5. Estudio de la Viabilidad Económica

Este punto se dedicará al estudio de la viabilidad económica del proyecto. Con ello se puede conocer el beneficio anual que produce la instalación, estudiar la inversión inicial necesaria, los gastos en los que se incurre tenerla en funcionamiento, el mantenimiento necesario y obtener los datos necesarios para poder evaluar la viabilidad de la instalación.

Una vez obtenido el presupuesto de la instalación se procederá a realizar el análisis económico de la misma. Dicho análisis se llevará a cabo mediante el software RETScreen¹¹. El software se presenta bajo la forma de una hoja de cálculo Excel en la que se pueden modificar ciertos parámetros y obtener los resultados.

5.1 Presupuesto de la instalación

En la tabla 9 son presentados los precios por separado de los diferentes equipos y materiales que se utilizarán para la construcción de la instalación fotovoltaica.

¹¹ RETScreen Internacional, es una iniciativa del Ministerio de Recursos Naturales de Canadá por la que se pretende poner a disposición de quien lo necesite y de forma gratuita un conjunto de recursos de información y cálculo que faciliten la toma de decisiones sobre la viabilidad económica de proyectos de generación eléctrica con recursos renovables en un amplísimo espectro de situaciones.

Tabla 9. Precios de los materiales y servicios para la implantación de la instalación fotovoltaica.

PRECIOS DE LA INSTALACIÓN							
Material	Marca	Modelo	Precio unidad (€)	Unidades	Total (€)	€/Wp	Repercusión en precio total
Paneles							
Paneles	BOSCH	M240-3BB	149,76	200	29952	0,624	38,36%
Inversor							
Inversor	Fronius	IG PLUS 150 V-3	3144,00	4	12576	0,262	16,10%
Total equipos principales					42528	0,886	54,46%
Protecciones de continua							
Fusibles	ABB	E9F12PV	25,4	40	1016	0,021167	1,30%
Porta fusibles, desconector (para 2 fusibles)	ABB	E92/32	17,2	20	344	0,007167	0,44%
Seccionador en carga de la parte de continua	ABB	S804PV-S63	363,94	4	1455,76	0,030328	1,86%
Controlador permanente de aislamiento	PROAT	NMI	640	4	2560	0,053333	3,28%
Descargadores de sobretensión	ABB	OVR PV 40 1000P	305,4	4	1221,6	0,02545	1,56%
Caja de conexiones del generador (CCG)	ABB	Gemini - tamaño 6	130	4	520	0,010833	0,67%
Total protecciones de continua					7117,36	0,148278	9,11%
Protecciones de alterna							
Magnetotermicos	ABB	S804PV-S32	393,47	4	1573,88	0,032789	2,02%
Interruptor diferencial	ABB	F204B-40/0,03	640	4	2560	0,053333	3,28%
Descargadores de sobretension	ABB	OVR T2 1N 15 275 P	715	4	2860	0,059583	3,66%
Interruptor general manual	ABB	T1B160 F FC	256	4	1024	0,021333	1,31%
Contador bidireccional			125,44	1	125,44	0,002613	0,16%
Caja de protección de alterna	ABB	Gemini - tamaño 6	130	4	520	0,010833	0,67%
Total protecciones de alterna					8663,32	0,180486	11,09%
Cables							
Circuito paneles- CCG (16mm2)- conexión	Prysmian	P-SUN	7,34	600	4404	0,09175	5,64%
Circuito paneles- CCG (16mm2)- proteccion/ 1 cond	Prysmian	P-SUN	7,34	240	1761,6	0,0367	2,26%
Circuito CCG- inversor (35mm2)-conexión	Prysmian	P-SUN	21,74	120	2608,8	0,05435	3,34%
Circuito CCG -inversor (16mm2) - proteccion/ 1 cond	Prysmian	P-SUN	7,34	240	1761,6	0,0367	2,26%
Circuito inversor -red (25mm2) -conexión/ 3 cond	Prysmian	Afumex Flex	16,7	120	2004	0,04175	2,57%
Circuito inversor -red (16mm2) -proteccion/1 cond	Prysmian	Afumex Green	3,25	240	780	0,01625	1,00%
Total cableado					13320	0,2775	17,06%
Estructuras							
Estructura módulos	Soporte Solares	SS-HU-HOR	15	200	3000	0,0625	3,84%
Transporte (€/Wp)			0,02	48.000	960	0,02	1,23%
Hormigón (€/Wp)			0,025	48.000	1200	0,025	1,54%
Total estructura de soporte					5160	0,1075	6,61%
Ingeniería							
Proyecto de ingeniería				48000	1300	0,027	1,66%
Total ingeniería y obra					1300	0,027	1,66%
Importe total (€)					78088,7	1,627	100,00%

5.2 Análisis económico screen

El programa RETscreen 4 es compuesto por dos planillas: *Start* y *Energy Model*. En la primera se introduce los datos de proyecto y la ubicación para que adquiera los datos meteorológicos del lugar. El programa dispone de una base de datos de la NASA con las magnitudes meteorológicas medias de numerosos emplazamientos. Como en la base de datos no hay la ciudad de São Carlos, fue seleccionada la ciudad más cercana a que se disponía de los datos, Araraquara. Los datos obtenidos son presentados en la figura 49.

	Unidad	Ubicación de datos climáticos	Ubicación del Proyecto
Latitud	°N	-21,8	-21,8
Longitud	°E	-48,1	-48,1
Elevación	m	559	559
Temperatura de diseño de la calefacción	°C	13,3	
Temperatura de diseño del aire acondicionado	°C	31,6	
Amplitud de la temperatura del suelo	°C	14,1	

Mes	Temperatura del aire	Humedad relativa	Radiación solar diaria - horizontal	Presión atmosférica	Velocidad del Viento	Temperatura del suelo	Días-grado de calentamiento	Días-grado de enfriamiento
	°C	%	kWh/m²/d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Enero	24,3	73,8%	5,61	94,4	2,4	25,0	0	444
Febrero	24,5	71,0%	5,56	94,5	2,4	25,2	0	405
Marzo	24,1	70,6%	5,26	94,6	2,4	24,8	0	436
Abril	23,3	64,4%	5,04	94,7	2,2	24,0	0	398
Mayo	20,6	59,8%	4,22	94,9	2,2	21,2	0	329
Junio	19,6	52,0%	4,08	95,1	2,1	20,1	0	289
Julio	20,1	48,8%	4,34	95,1	2,1	21,1	0	313
Agosto	22,3	44,7%	4,98	95,0	2,4	24,2	0	382
Setiembre	24,2	49,1%	5,25	94,8	2,6	26,5	0	425
Octubre	24,9	56,6%	5,83	94,6	2,8	27,1	0	462
Noviembre	24,2	66,8%	6,07	94,5	2,9	25,6	0	425
Diciembre	24,2	73,0%	5,83	94,4	2,8	25,1	0	439
Anual	23,0	60,8%	5,17	94,7	2,4	24,2	0	4.745
Medido a	m				10,0	0,0		

Figura 51. Datos meteorológicos obtenidos por la base de datos del programa RETscreen para la ciudad de Araraquara (RETSCREEN 4).

A seguir se completa la hoja *Energy Model* con los datos técnicos y financieros de la instalación. Como en la base de datos no se encuentra exactamente el mismo módulo utilizado en el proyecto fue seleccionado un módulo de características similares y se hizo un ajuste para corregir el pequeño error en la potencia que se podía haber. El ajuste se hace cambiando el valor del “Factor de Utilización” hasta que indique una la cantidad de “Electricidad exportada a la red” igual a la del proyecto, en el caso de 60 MWh al año, calculado por el programa PVsyst y presentado en el apartado anterior.

Se debe introducir la tarifa del KWh establecida por la compañía responsable que en el caso de la ciudad de São Carlos es la Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) que cobra por KWh consumido el equivalente a R\$ 0.27212 (ANEEL, 2013) que convertidos a euros resulta en 0.09719 € y también el coste de la instalación, que se muestra en el presupuesto, equivalente a 78089.00 euros.

Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto		Costos iniciales incrementales	
Tecnología	Fotovoltaico		
Tipo de análisis	<input checked="" type="radio"/> Método 1 <input type="radio"/> Método 2		
Fotovoltaico			
Capacidad de generación eléctrica	kW	48,20	€ 78.089
Fabricante	Samsung		
Modelo	mono-Si - LPC241SM		
Factor de utilización	%	14,2%	200 unidad(es)
Electricidad exportada a la red	MWh	60,0	
Tarifa de exportación de electricidad	€/MWh	97,19	€/kWh 0,097

Figura 52. Primera parte de la hoja Energy Model con las informaciones completadas (RETSCREEN 4).

A continuación se hace el análisis financiero a partir de una serie de datos previos que pide el programa. Estos datos son:

- Tasa de Inflación: la tasa media de inflación que se supone que va haber en el tiempo de vida del proyecto.
- Tiempo de vida del proyecto: el tiempo que la instalación permanecerá con su producción nominal. En este proyecto se utilizó 25 años, una vez que es el tiempo de garantía ofrecido por los proveedores de los componentes utilizados.
- Relación de deuda: el porcentaje del coste de la instalación que será financiada a través de préstamo.
- Tasa de interés de la deuda: el porcentaje que cobra el banco por el préstamo.
- Duración de la deuda: la cantidad de años que será pago el préstamo.
- Costos iniciales: está compuesto por el coste del sistema eléctrico de potencia que es el coste total de la instalación según el presupuesto, ya introducido antes, y el otro que se refiere a costes adicionales que eventualmente puedan existir.

- Costo de O y M: los gastos anuales de operación y mantenimiento de la instalación. Suelen rondar entre el 0.2 % y el 0.7 % del presupuesto.

Con los datos inseridos, el programa hace un análisis de la viabilidad financiera presentando al usuario la tasa de rentabilidad interna (TIR) del proyecto, el tiempo de retorno del capital invertido y el gráfico del flujo en caja acumulado de la instalación. Para el presente proyecto el resultado es el exhibido en la figura 52.

Análisis Financiero				
Parámetros financieros				
Tasa de inflación	%		4,5%	
Tiempo de vida del proyecto	año		25	
Relación de deuda	%		50%	
Tasa de interés de la deuda	%		3,50%	
Duración de deuda	año		10	
Costos iniciales				
Sistema eléctrico de potencia	€		78.089	97,5%
Otro	€		2.000	2,5%
Costos iniciales totales	€		80.089	100,0%
Incentivos y donaciones	€			0,0%
Costos anuales/pagos de deuda				
Costo de O y M (ahorros)	€		400	
Costo de combustible - caso propuesto	€		0	
Pagos de la deuda - 10 años	€		4.815	
Costos anuales totales	€		5.215	
Ahorros y renta anuales				
Costo de combustible - caso base	€		0	
Renta por exportación de electricidad	€		5.827	
Total renta y ahorros anuales	€		5.827	
Viabilidad financiera				
TIR antes de impuestos - capital	%		10,9%	
TIR antes de impuestos - activos	%		5,8%	
Pago simple de retorno del capital	año		14,8	
Repago - capital	año		12,1	

Figura 53. Análisis financiero del proyecto (RETSCREEN 4).

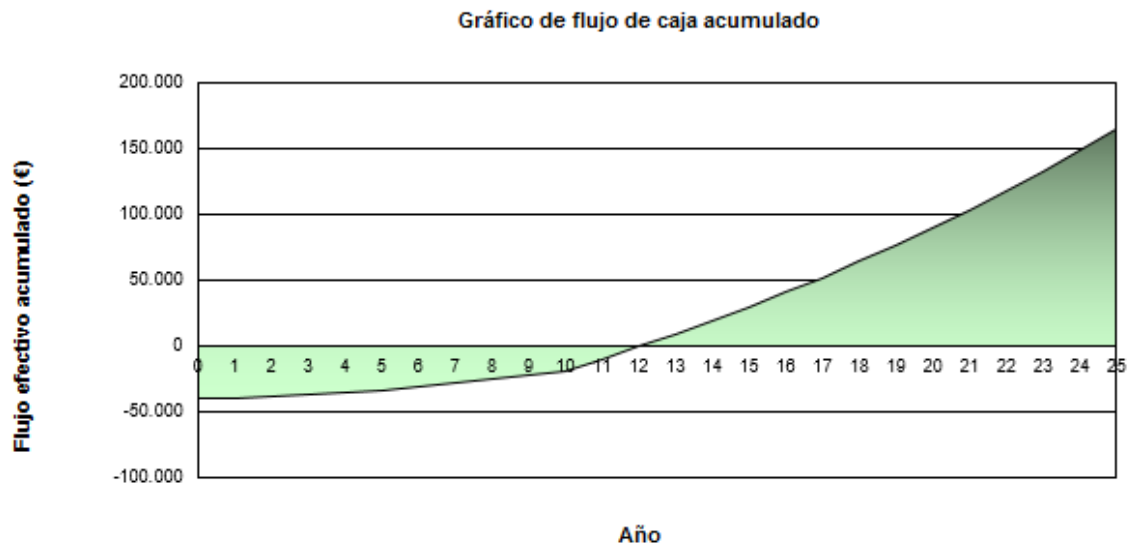


Figura 54. Grafico del flujo de caja acumulado (RETSCREEN 4).

Por el estudio de viabilidad se puede observar que la instalación genera beneficios cada año de funcionamiento, sin embargo, el desembolso inicial y las cuotas del préstamo seguirán provocando un balance negativo hasta, aproximadamente, el décimo segundo año de existencia de la instalación. Se puede decir que el tiempo de retorno del capital invertido será de 12 años y que a partir de ahí el proyecto empieza a generar beneficios acumulando flujos de caja positivos.

Se observa también que el TIR es de 10.9% lo que indica una rentabilidad razonable.

Sólo con esta análisis ya se podría decir que el proyecto es viable una vez que genera una rentabilidad mayor que 10% y que el tiempo de recuperación del importe inicial invertido es menor que la mitad del tiempo de vida del proyecto. Sin embargo, vale comentar que fue hecha una nueva simulación con los precios actuales, un poco después de los buscados para la realización del presupuesto, y ya se encuentran componentes mucho más económicos lo que aportaría una rentabilidad y un tiempo de retorno aún mejores. Ad ejemplo los componentes de protección seleccionados son muy caros una vez la marca es especializada en fabricar componentes de uso industrial. En este caso la instalación se aproxima más de una instalación residencial y podrían ser utilizados componentes con la misma funcionalidad por la mitad del precio.

6. Conclusiones

Con base en este proyecto es posible concluir que es viable según el punto de vista técnico y económico la implantación de un sistema fotovoltaico conectado a la red de baja tensión en el campus de la Universidad de São Paulo en São Carlos, una vez que, se dispone de área, de abundante irradiancia solar, de buen posicionamiento y facilidades técnicas. Sin embargo, el presupuesto fue un poco elevado lo que podría inviabilizar el proyecto. Esto se debe a la ausencia de fabricantes nacionales de material fotovoltaico obligando la importación de los componentes. Todavía es importante resaltar que el mercado fotovoltaico tiende a globalizar e por consecuencia disminuir los precios asociados.

Otro punto que dificulta la proyección de un sistema fotovoltaico en el país es la ausencia de normativas y leyes nacionales que den el soporte para tal, forzando el proyectista buscar referencias en normativas internacionales.

Una actividad importante y que debe ser llevada como continuación de este proyecto es el análisis de diferentes senarios de la instalación FV en los cuales se cambiarían las configuraciones del generador fotovoltaico y del inversor y así se tendría cuál configuración aporta la mejor viabilidad técnica financiera. Aún como sugestión sería interesante analizar la situación para la generación de energía variando ángulo de inclinación de los módulos de acuerdo con el periodo del año.

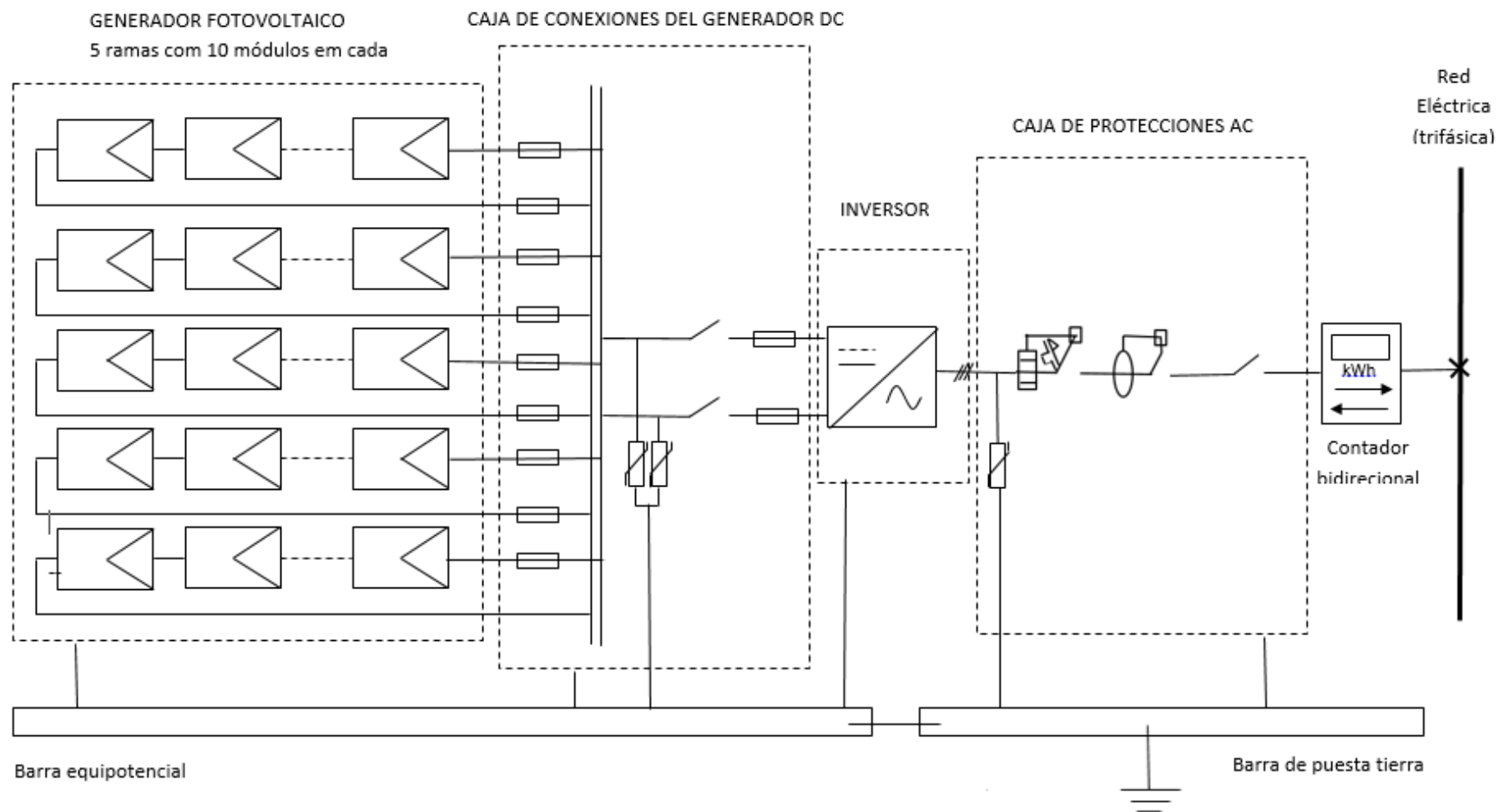
7. Planos

Plano nº1: Diagrama Unifilar - En este plano se representará todo el circuito eléctrico de un subgenerador de la instalación que será igual para los demás subgeneradores, identificándose cada uno de los tramos desde los paneles fotovoltaicos hasta el punto de conexión a la red de baja tensión así como cada una de las protecciones que incorpora la instalación.

Plano nº2: Tejado del Edificio - En este plano se mostrará como se dispondrán los módulos solares del generador fotovoltaico sobre el tejado del edificio (Bloco D, campus I – USP São Carlos).

Plano nº3: Pavimento Superior del Edificio – En este plano se mostrará el sitio dónde estarán alojadas las cajas de conexiones del generador y los inversores, ubicado en el pavimento superior del edificio (Bloco D, campus I – USP São Carlos).

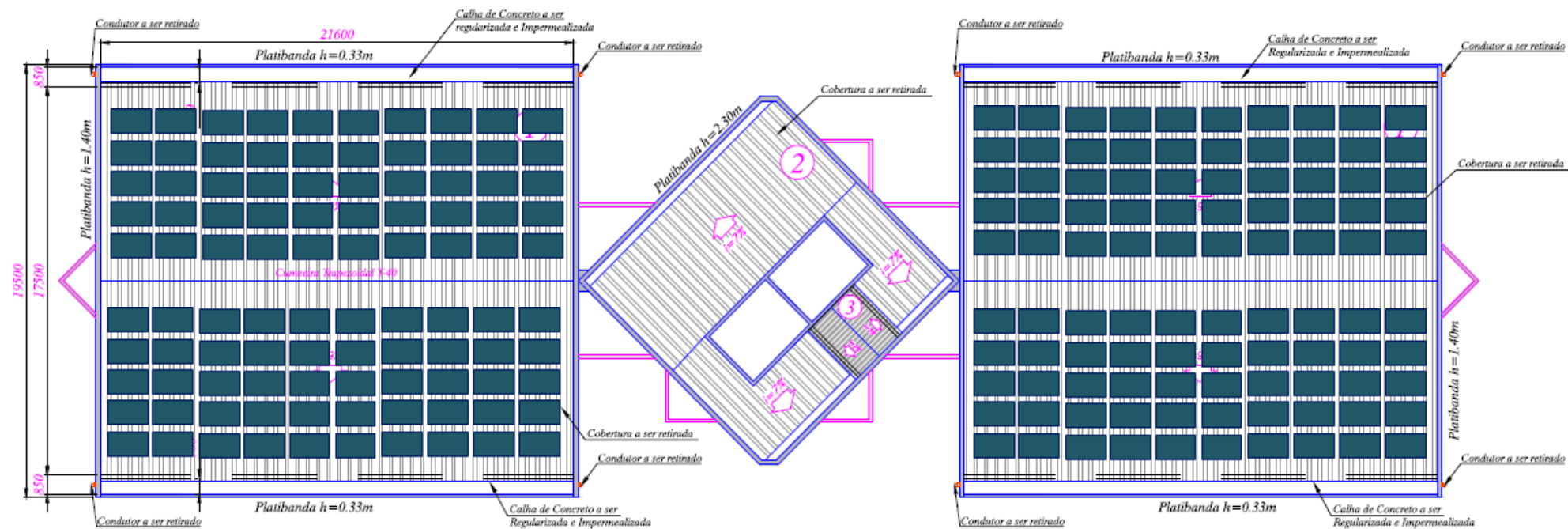
Plano nº4: Detalle de las Protecciones del Inversor – En este plano se representará las protecciones incorporadas al inversor elegido.



Proyecto:
Instalación solar fotovoltaica campus I USP – São Carlos

Plano nº1:
Diagrama Unifilar

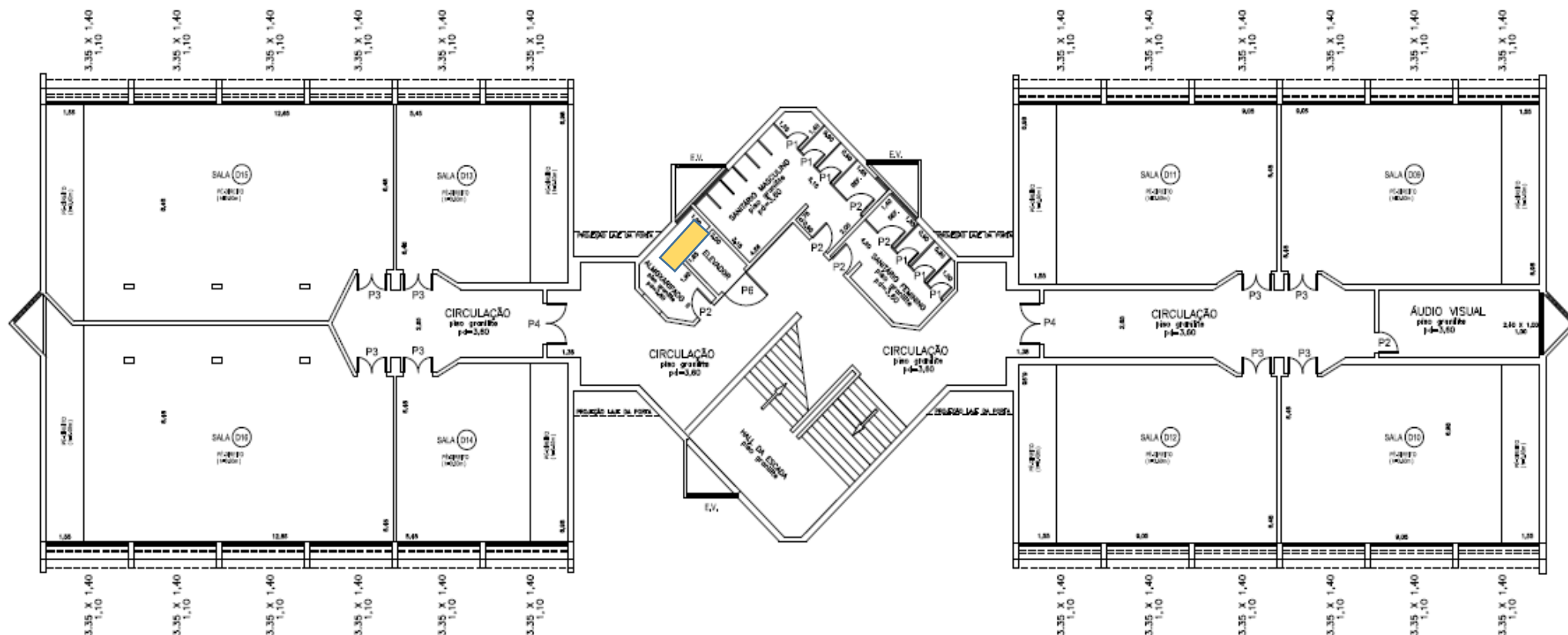
Autor:
Bianca Ventura Brandizzi



Proyecto:
Instalación solar fotovoltaica campus I USP – São Carlos

Plano nº2: Disposición
de los módulos en el
tejado

Autor:
Bianca Ventura Brandizzi



BLOCO "D" - SALAS DE AULA DA EESC

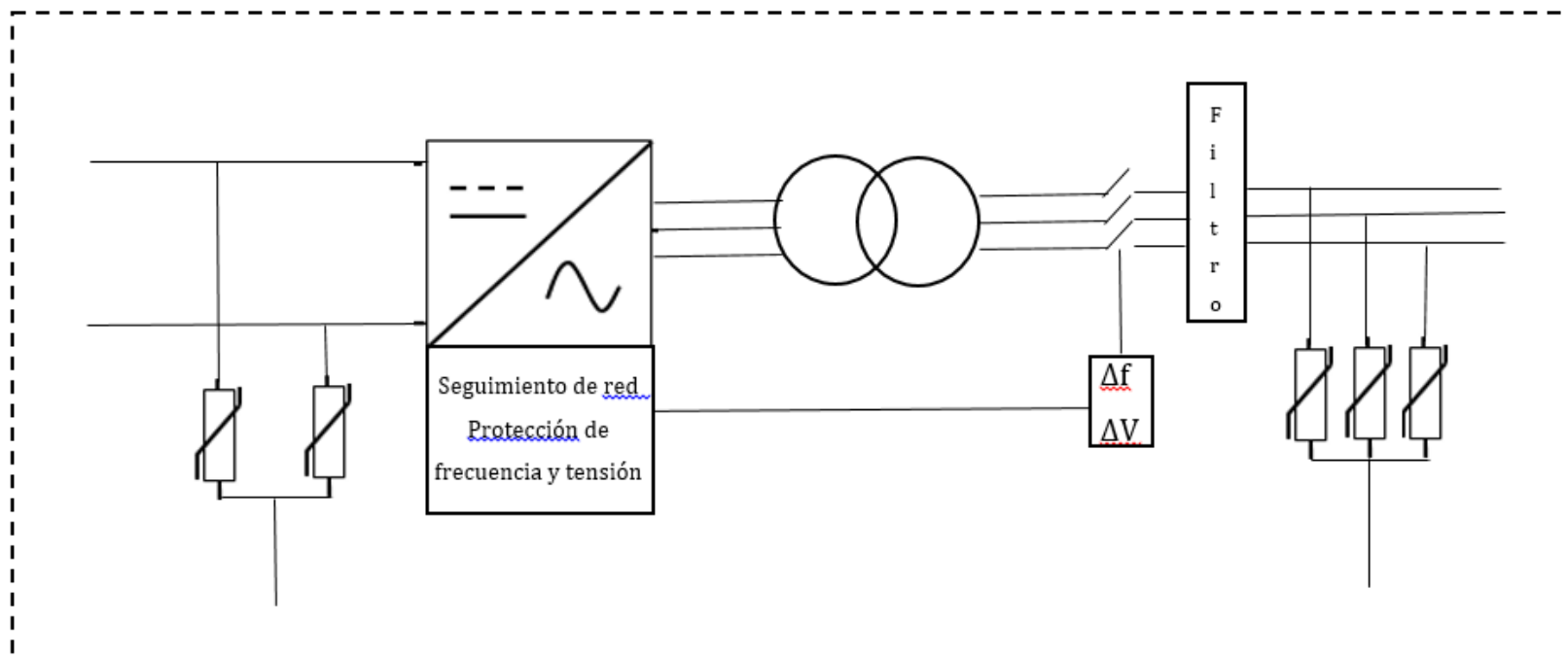
PAV. SUPERIOR

ESQ. 1/250

Proyecto:
Instalación solar fotovoltaica campus I USP – São Carlos

Plano nº3: Disposición de las
cajas de conexiones y
inversores

Autor:
110
Bianca Ventura Brandizzi



Proyecto:
Instalación solar fotovoltaica campus I USP – São Carlos

Plano nº4: Detalle de las
protecciones del inversor

Autor: ¹¹¹
Bianca Ventura Brandizzi

8. Referencias Bibliograficas

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. NBR 5410. **Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. Rio de Janeiro: 2ª edição, 2004.

ABINEE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE. Junho, 2012. Disponible em: < <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acceso em: 18/03/2013.

ABREU, S. L. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: INPE, 2006. Disponible en: <http://www.ccst.inpe.br/wp-content/themes/ccst-2.0/pdf/atlas_solar-reduced.pdf> Acceso en: 14/04/2013.

ALFONSO, N. M.; GONZÁLEZ, R. C. **Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión**. 1ª ed. Thomson Editores. España, Madrid. 2009.

ALMEIDA, M., P. **Qualificação de Sistema Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Programa de Pós Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo. 2012.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil. Energia Solar**. Brasília: ANEEL, 2002. 153p. Disponible en: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf)> Acceso en: 14/04/2013.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifa energia elétrica vigentes. 2013**. Disponible em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493>>. Acceso en: 25/03/2013.

ANEEL/ PRODIST – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. **Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição**. 2008. Disponible en:

<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha_Revisao_3.pdf>. Acceso en: 18/05/2013.

ANEEL/ PRODIST – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. **Acesso ao Sistema de Distribuição – Modulo 3.** 2008. Disponible en: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo3_Revisao_5_Retifica%C3%A7%C3%A3o_1.pdf>. Acceso en: 18/05/2013.

ANEEL/ PRODIST – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. **Informações Requeridas e Obrigações – Modulo 6.** 2008. Disponible en: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo6_Revisao_7.pdf>. Acceso en: 18/05/2013.

ASIF - Asociación de La Industria Fotovoltaica. Solar Generation V – 2008. **Electricidad Solar para Más de Mil Millones de Personas y dos Millones de Puestos de Trabajo para el Año 2020.** 2008a. Disponible en: <<http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/other/solar-generation-v-2008.pdf>> Acceso en: 16/04/2013.

CEPEL/CRETESB - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica/ Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Rio de Janeiro, 2004. Disponible en: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2004.pdf>. Acceso en: 20/03/2013.

CEPEL/CRETESB - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica/ Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Potencial Energética Solar- SunData.** Disponible en: <<http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php#sundata>>. Acceso en: 06/03/2013.

CGEE. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. **Energia solar fotovoltaica no 65 Brasil: subsídios para tomada de decisão.** Série Documentos técnicos 2. Brasília, DF :

Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2010.

CGEE - Centro de Gestão de Estudos Estratégicos. **Relatório do Estudo Prospectivo em Energia Fotovoltaica 2025**. Outubro, 2008.

DUFFIE, J.; BECKMAN, W. **Solar engineering of thermal processes**. 2ª. ed. Estados Unidos: Wiley, 1991.

EMBRAPA - Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária. **Banco de Dados Climáticos do Brasil - São Carlos**. Disponible en: <<http://www.bdclima.cnpm.embrapa.br/resultados/balanco.php?UF=&COD=451>>. Acceso en: 06/03/2013.

EPIA – European Photovoltaic Industry Association. **Annual Report 2011**. Disponible en: < http://www.epia.org/uploads/tx_epiapublications/Annual_Report_2011.pdf>. Acceso en: 18/04/2013.

EPIA – European Photovoltaic Industry Association. **Global Market Outlook for Photovoltaics 2013 - 2017**. Disponible en: <http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/GMO_2013_-_Final_PDF.pdf>. Acceso en: 18/04/2013.

GONZÁLEZ, C., A.; **Instalación fotovoltaica de 20kW conectada a red sobre tejado plano en edificio publico**. 2011. Máster Universitario. Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Eibar. Universidad del País Vasco. España, Eibar. 2011.

GONZÁLEZ, S., A. **Integración solar fotovoltaica de un edificio conectado a la red**. Proyecto de Fin de Carrera. Universidad Carlos III de Madrid. Madrid. 2010.

GREENPRO. **Energia Fotovoltaica – Manual sobre tecnologias, projectos e instalação.2004**. Disponible en: < <http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf>>. Acceso en: 02/03/2013.

IDAE - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. **Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a la Red**. Madrid. 2011. Disponible en:< http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf>. Acceso en: 29/04/2013.

IEC - International Electrotechnical Commission - IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings – Part 7-712: **Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems**. 2002.

IEC - International Electrotechnical Commission – IEC 61215 **Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval**. 2005.

IEC - International Electrotechnical Commission – IEC 61646 **Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval**. 2008.

ITC – Instrucciones Técnicas Complementares. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión - ITC-BT-25 – **Instalaciones Interiores en Viviendas – Numero de Circuitos y Características**. Disponible en:< <http://www.tuveras.com/reglamentos/rebtic/itc-bt-25.htm>>. Acceso en: 17/06/2013.

MARTÍN, E.,C.; AGUILERA, M., A., E. **Edificios Fotovoltaicos Conectados e la Red Eléctrica: Características y Posibilidades Energéticas**. Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid. Madrid. 2011.

MACÊDO, W., N. **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplicado à Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. São Paulo. 2006.

PEREIRA, O., L., S.; GONÇALVES, F., F. Dimensionamento de Inversores para Sstemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica: Estudo de Caso do Sistema Tubarão – SC. **Revista Brasileira de Energia**, Vol. 14, No. 1, 1o Sem. 2008, pp. 25-45.

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos** - Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil. LABSOLAR. Florianópolis. 2004. Disponível em:<<http://www.fotovoltaica.ufsc.br/conteudo/paginas/6/livro-edificios-solares-fotovoltaicos.pdf>>. Acesso em: 28/02/2013.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração de energia fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. 1. ed. Florianópolis: UFSC/LABSOLAR, 2004.

RÜTHER, R. et al.. Programa de Telhados Solares Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica Pública no Brasil. In: **XII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído**. Geração de Valor no Ambiente Construído: Inovação e Sustentabilidade. 7 a 10 outubro de 2008. Fortaleza/CE. 2008.

SARDINERO, I., B. **Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial**. Proyecto de Fin de Carrera. Universidad Carlos III de Madrid. Madrid. 2012.

VARELLA, F. K.O. M.; GOMES, R. D. M. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação**. Relatório Final – International Energy Initiative. Campinas, 2009. Disponível em:<http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/RELATORIO_PROJETO_2_FINAL.pdf>. Acesso em: 26/04/2013.

ZILLES, R.; OLIVEIRA, S. H. F. **6.3 kWp photovoltaic building integration at São Paulo University**. In: 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Munique, Alemanha, 2001.

Programas informáticos utilizados:

- Software RetScreen 4.
- Software PVSYST 5.0.
- Software GOOGLE EARTH.

Páginas Web visitadas:

- www.atersa.com (Material fotovoltaico)
- www.kyocera.com (Material fotovoltaico)
- www.proat.net (Material eléctrico)
- www.abb.es (Material eléctrico)
- www.fronius.com (Material Fotovoltaico)
- www.solarmax.com (Material Fotovoltaico)
- www.prysmian.com.br (Material para cableado)
- www.solarbrasil.com.br (Material Fotovoltaico)
- www.soportessolares.es (Material Fotovoltaico)
- www.evergreensolar.com (Material Fotovoltaico)

9. Anexos

ANEXO I. Ficha Técnica del Módulo Fotovoltaico elegido para la instalación.

Bosch Solar Module c-Si M 60 | EU30117

Fabricante	Comprimento [x]	Largura [y]	Altura [z]	Peso	Tomada de ligação	Tipo de tomada de ligação	Cabo [l]	Superfície do vidro frontal
17	1660,0	990,0	50,0	21	Spelsberg	MC4	- 800 + 1200	Estruturada
x, y, z, l em mm, ±2 mm; peso em kg ±0,5								

Módulo solar cristalino	
Classes de potência	225 Wp, 230 Wp, 235 Wp, 240 Wp, 245 Wp
Gradação de potência	-0/+4,99 Wp
Estrutura	Laminado de vidro-película ► Moldura de alumínio anodizado ► Tomada de ligação (IP 65) com 3 díodos de derivação ► Película posterior resistente às intempéries (branca)
Células	60 células solares monocristalinas no formato de 156 mm x 156 mm
Carga mecânica admissível	5400 Pa de carga à superfície, 2400 Pa de carga do vento, segundo IEC 61215 (ensaio alargado)

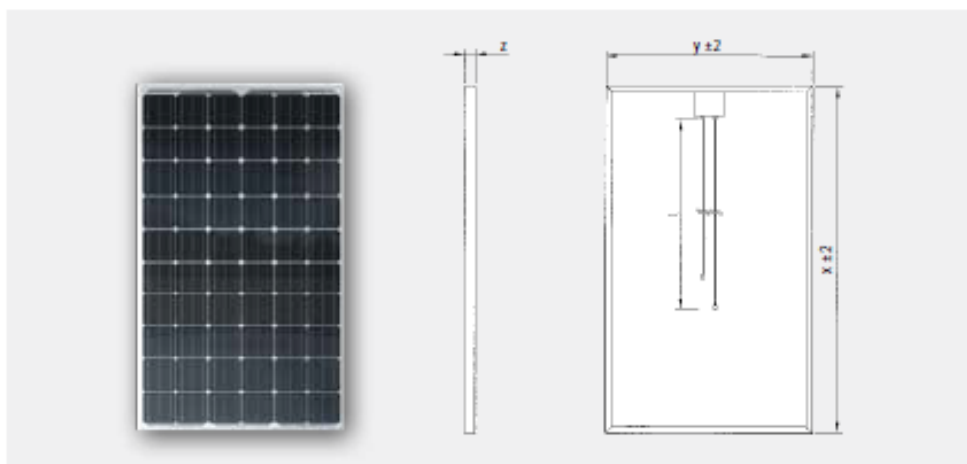
Características eléctricas em STC*:

Designação	P _{mp} [Wp]	V _{mp} [V]	I _{mp} [A]	V _{oc} [V]	I _{sc} [A]	Resistência à corrente inversa I _r [A]
M245 3BB	245	30,10	8,20	37,70	8,70	17
M240 3BB	240	30,00	8,10	37,40	8,60	17
M235 3BB	235	29,90	8,00	37,10	8,50	17
M230 3BB	230	29,70	7,90	37,00	8,40	17
M225 3BB	225	29,40	7,80	36,90	8,30	17
Redução da eficiência do módulo em caso de diminuição da intensidade de radiação de 1000 W/m ² para 200 W/m ² (a 25 °C): -0,33% (absoluta); tolerância de medição P ±3%						

Características eléctricas em NOCT*:

Designação	P _{mp} [W]	V _{mp} [V]	V _{oc} [V]	I _{sc} [A]
M245 3BB	177	27,07	34,09	6,92
M240 3BB	173	26,98	34,00	6,84
M235 3BB	169	26,87	33,89	6,76
M230 3BB	166	26,76	33,79	6,68
M225 3BB	162	26,55	33,49	6,60
NOCT: Normal Operation Cell Temperature 48,4 °C: intensidade de radiação 800 W/m ² , AM 1,5, temperatura 20 °C, velocidade do vento 1m/s, tensão em circuito aberto				

Dimensões**:



* Os parâmetros eléctricos reflectem valores médios típicos obtidos com base em dados de produção históricos. A Bosch Solar Energy AG não garante o rigor destes dados em lotes de produção futuros.

** Os desenhos não são apresentados à escala. Para obter medidas e tolerâncias pormenorizadas, ver acima.

As instruções do manual de montagem e operação devem ser escrupulosamente respeitadas. A Bosch Solar Energy AG declina qualquer responsabilidade por danos em equipamentos utilizados com módulos solares da Bosch Solar Energy AG, nomeadamente nos casos em que não sejam respeitadas as fichas técnicas. Reservado o direito de proceder a modificações técnicas no âmbito da evolução do produto, assim como para correcção de falhas e erros.

Nota relativa à montagem:

- Consultar o manual de montagem e operação em: www.bosch-solarenergy.com.pt/produtos/
- Possibilidade de montagem horizontal e vertical
- Tensão máxima do sistema até 1000 V

Comportamento em condições de luminosidade fraca:

Intensidade [W/m ²]	V _{mpp} [%]	I _{mpp} [%]
800	0,0	-20
600	0,0	-40
400	-0,4	-60
200	-3,2	-80
100	-6,0	-90
Os dados eléctricos são aplicáveis a 25 °C e AM 1,5.		

Características térmicas:

Gama de temperaturas operacionais	-40 bis 85 °C
Coefficiente de temperatura P _{mpp}	-0,46 %/K
Coefficiente de temperatura U _{oc}	-0,32 %/K
Coefficiente de temperatura I _{sc}	0,032 %/K

ANEXO II. Características climatológicas de la ciudad de São Carlos.



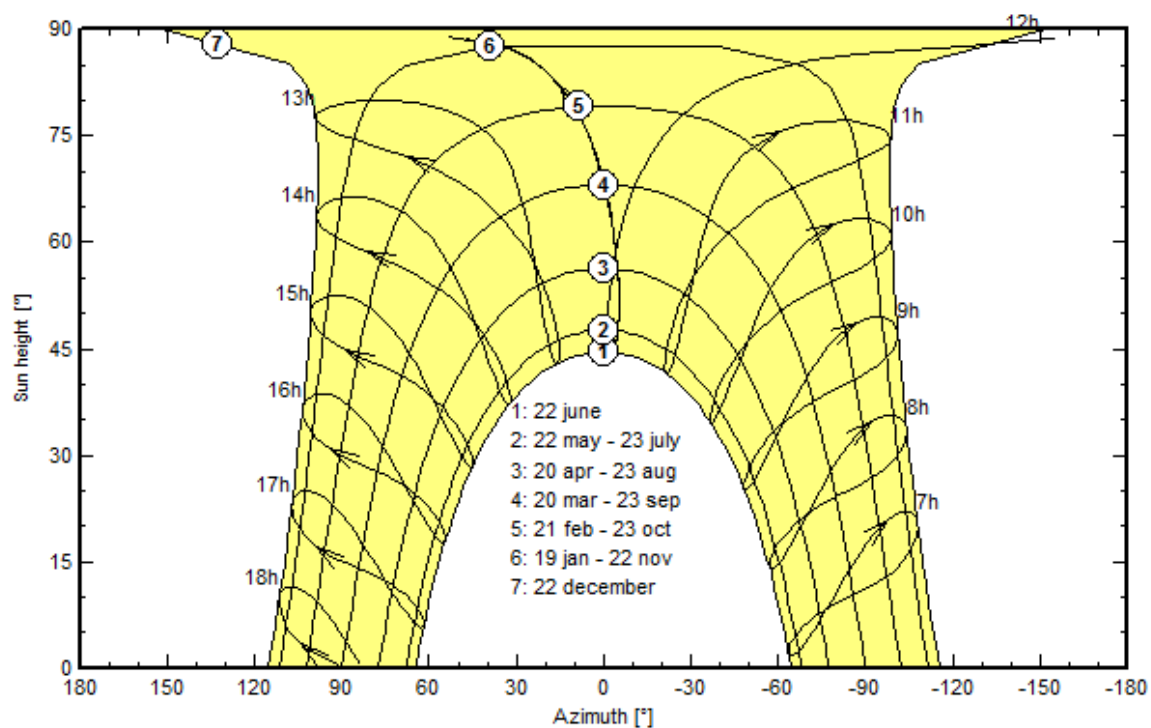
Município: São Carlos - SP

Latitude: 22,05 S Longitude: 47,96 W Altitude: 829 m Período: 1941-1970

Mês	T (°C)	P (mm)	ETP (mm)	ARM (mm)	ETR (mm)	DEF (mm)	EXC (mm)
Jan	22,9	262	109	100	109	0	153
Fev	23,0	205	100	100	100	0	105
Mar	22,5	166	101	100	101	0	65
Abr	20,5	55	75	82	73	2	0
Mai	18,3	47	57	74	55	2	0
Jun	17,0	37	45	68	43	2	0
Jul	16,9	23	46	54	37	9	0
Ago	18,6	23	58	38	39	19	0
Set	20,3	53	72	31	60	13	0
Out	21,3	127	88	71	88	0	0
Nov	21,8	156	94	100	94	0	33
Dez	22,3	238	106	100	106	0	132
TOTAIS	245,4	1.392	952	917	904	47	488
MÉDIAS	20,5	116	79	76	75	4	41

Fonte: DAEE

Solar paths at São Carlos, (Lat. 22.0°S, long. 47.0°W, alt. 559 m)



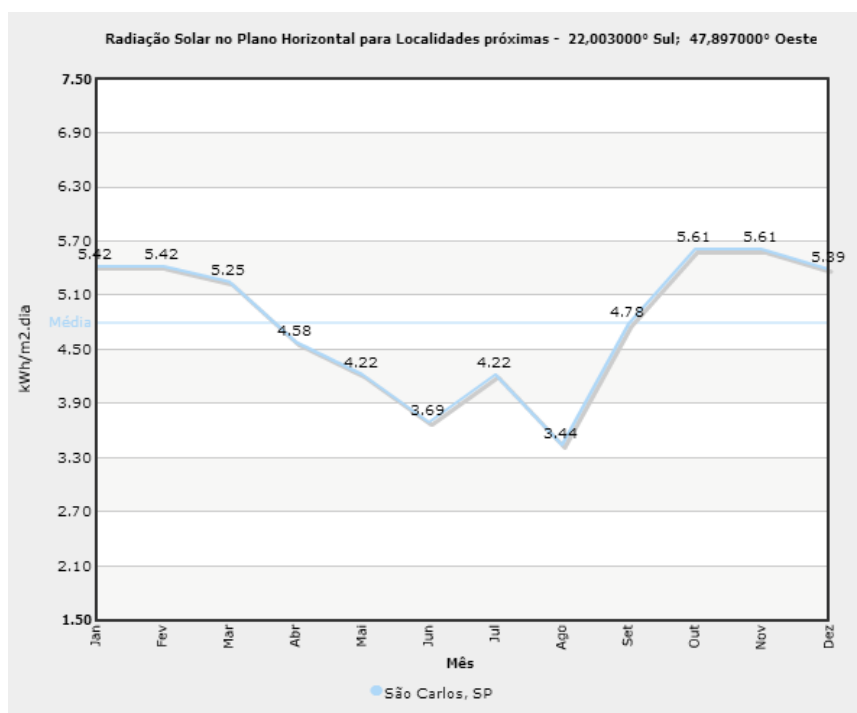
ANEXO III. Potencial Energético Solar para la ciudad de São Carlos obtido por medio del programa SunData.

Localidades próximas

Latitude: 22,003000° Sul
Longitude: 47,897000° Oeste

						Radiação diária média [kwh/m ² .dia]													
#	Município	UF	Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
<input checked="" type="checkbox"/>	São Carlos	SP	22,017500°S	47,890833°O	1,7	5,42	5,42	5,25	4,58	4,22	3,69	4,22	3,44	4,78	5,61	5,61	5,39	4,80	2,17
<input type="checkbox"/>	São Simão	SP	21,479166°S	47,550833°O	68,4	5,39	5,25	5,36	4,78	4,33	3,86	4,33	4,86	4,81	5,50	5,72	5,47	4,97	1,86
<input type="checkbox"/>	Piracicaba	SP	22,725277°S	47,649166°O	84,4	5,42	5,36	5,14	4,56	4,11	3,39	3,89	4,53	4,58	5,17	6,08	5,28	4,79	2,69

Marque as **caixas de seleção** ☒ para atualizar a visualização das curvas de radiação no gráfico.

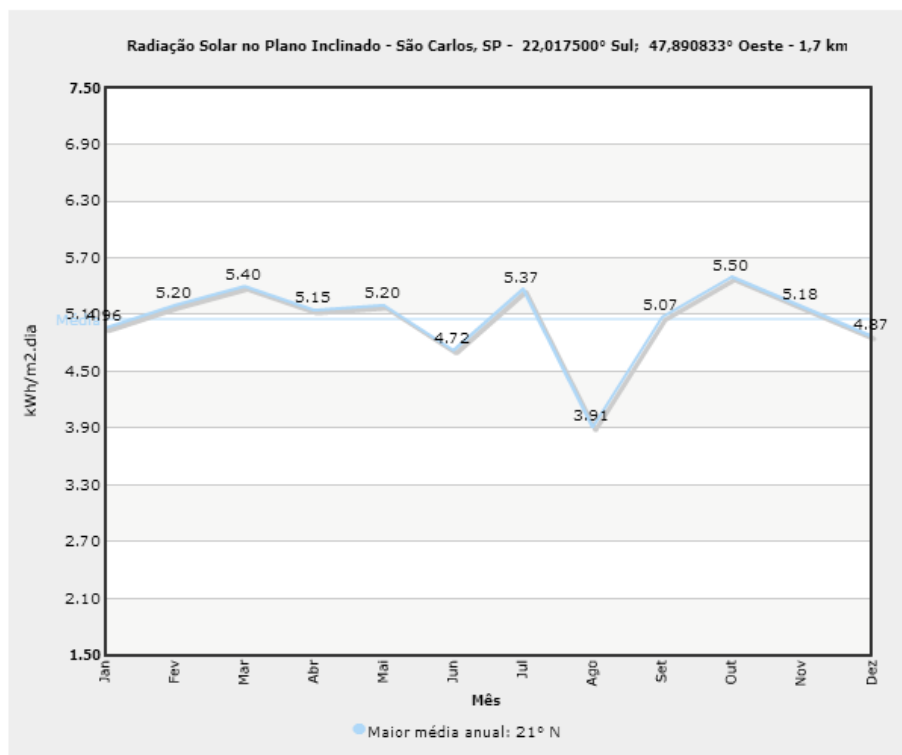
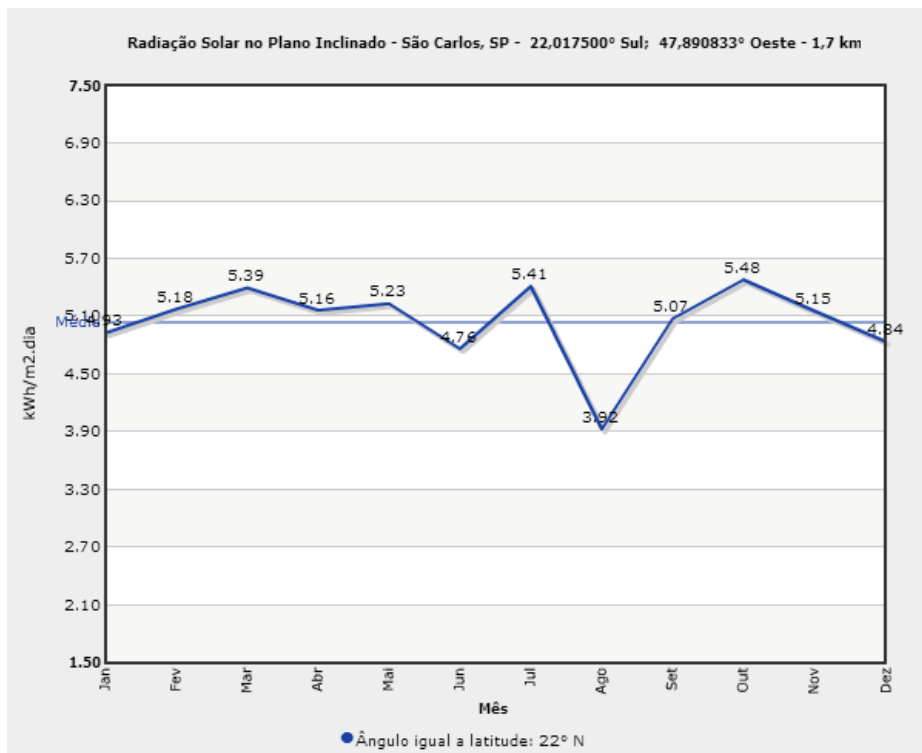


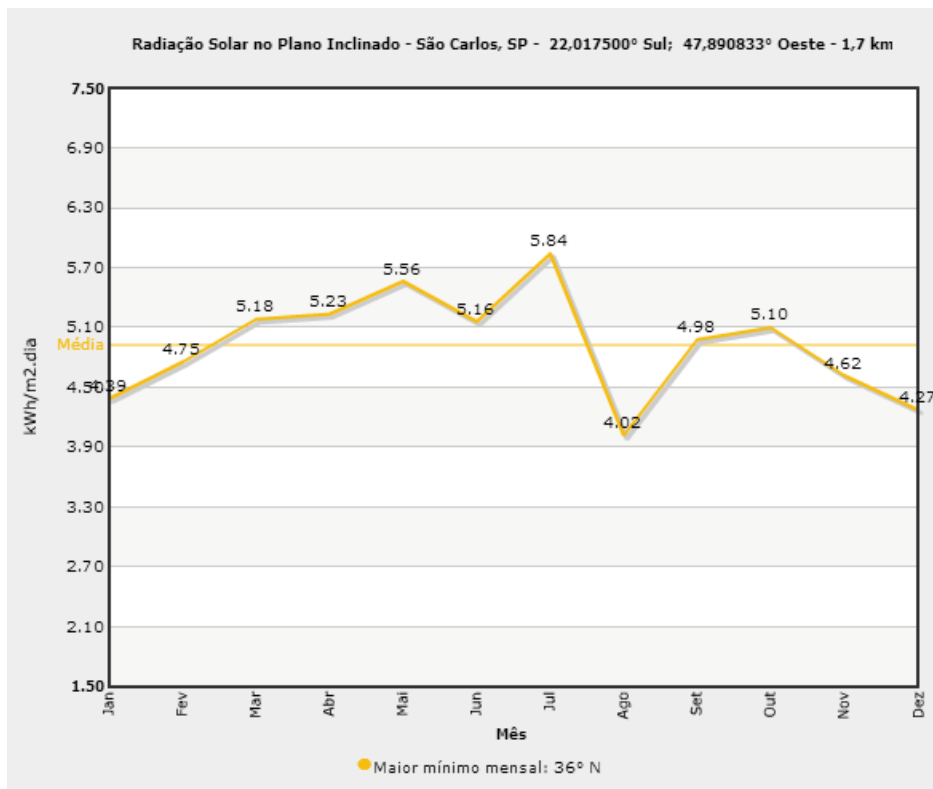
Cálculo no Plano Inclinado

Município: São Carlos - SP
Latitude: 22,017500° Sul
Longitude: 47,890833° Oeste
Distância: 1,7 km

			Radiação diária média mensal [kwh/m ² .dia]													
#	Ângulo	Inclinação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,42	5,42	5,25	4,58	4,22	3,69	4,22	3,44	4,78	5,61	5,61	5,39	4,80	2,17
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	22° N	4,93	5,18	5,39	5,16	5,23	4,76	5,41	3,92	5,07	5,48	5,15	4,84	5,04	1,55
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	4,96	5,20	5,40	5,15	5,20	4,72	5,37	3,91	5,07	5,50	5,18	4,87	5,04	1,59
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	36° N	4,39	4,75	5,18	5,23	5,56	5,16	5,84	4,02	4,98	5,10	4,62	4,27	4,92	1,82

Marque as **caixas de seleção** ☒ para atualizar a visualização das curvas de radiação no gráfico.





**O programa SunData é baseado no banco de dados CENSOLAR (1993) contendo valores de irradiação diária média mensal no plano horizontal para cerca de 350 pontos no Brasil e em países limítrofes.*

**Os três conjuntos de valores mostram as radiações diárias médias mensais para as três inclinações: igual à latitude, para ângulo que fornece o maior valor médio diário anual de irradiação solar e para o ângulo que fornece o maior valor mínimo diário anual de irradiação solar.*

ANEXO IV. Características del Inversor elegido.



SHIFTING THE LIMITS

FRONIUS IG PLUS TRANSFORMER INVERTER

/ The allrounder with maximum yield.



/ Fronius MEXTM concept



/ HF transformer switchover



/ Fronius Module Manager



/ PC board replacement concept



/ Mounting system



/ Ventilation concept



/ The Fronius IG Plus generation of inverters represents an evolution of the proven Fronius IG product family. Power categories from 2.6 to 12 kW promise suitability for every possible system size. With a maximum efficiency of 95.9 %, the Fronius IG Plus range achieves one of the highest values for transformer inverters.

TECHNICAL DATA: FRONIUS IG PLUS (55 V-3 / 60 V-3 / 80 V-3 / 100 V-3 / 120 V-3 / 150 V-3)

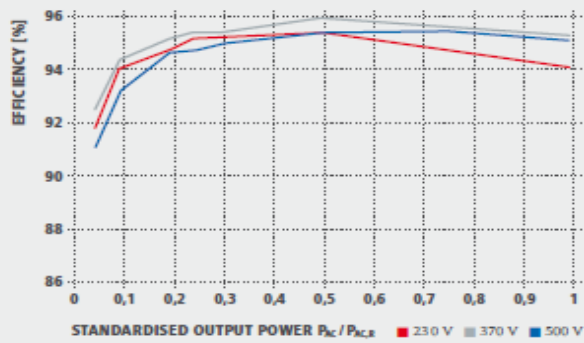
INPUT DATA	55 V-3	60 V-3	80 V-3	100 V-3	120 V-3	150 V-3
DC maximum power at $\cos \varphi = 1$	5,250 W	6,300 W	7,360 W	8,430 W	10,590 W	12,770 W
Max. input current ($I_{dc \max}$)	22.8 A	27.5 A	32.0 A	36.7 A	46.2 A	55.6 A
Max. array short circuit current	34.2 A	41.3 A	48.0 A	55.1 A	69.3 A	83.4 A
Min. input voltage ($U_{dc \min}$)	230 V					
Feed-in start voltage ($U_{dc \text{ start}}$)	260 V					
Nominal input voltage ($U_{dc \text{ N}}$)	370 V					
Max. input voltage ($U_{dc \text{ max}}$)	600 V					
MPP voltage range ($U_{mp \text{ min}} - U_{mp \text{ max}}$)	230 - 500 V					
Number of DC inputs	6					
OUTPUT DATA	55 V-3	60 V-3	80 V-3	100 V-3	120 V-3	150 V-3
AC nominal output ($P_{ac \text{ N}}$)	5,000 W	6,000 W	7,000 W	8,000 W	10,000 W	12,000 W
Max. output power	5,000 VA	6,000 VA	7,000 VA	8,000 VA	10,000 VA	12,000 VA
Max. output current ($I_{ac \text{ max}}$)	7.3 A	8.7 A	10.2 A	11.6 A	14.5 A	17.4 A
Grid connection ($U_{ac \text{ N}}$)	3-NPE 400 V / 230 V					
Min. output voltage ($U_{ac \text{ min}}$)	180 V					
Max. output voltage ($U_{ac \text{ max}}$)	270 V					
Frequency (f_0)	50 Hz / 60 Hz					
Frequency range ($f_{\text{min}} - f_{\text{max}}$)	46 - 65 Hz					
Distortion factor	< 3 %					
Power factor ($\cos \varphi_{ac \text{ N}}$)	0.75 - 1 ind. / cap. ¹⁾					
GENERAL DATA	55 V-3	60 V-3	80 V-3	100 V-3	120 V-3	150 V-3
Dimensions (height x width x depth)	1,263 x 434 x 250 mm					
Weight	49.2 kg					
Degree of protection	IP 54 ²⁾					
Protection class	1					
Overvoltage category (DC / AC)	2 / 3					
Night-time consumption	ca. 1 W					
Inverter concept	HF transformer					
Cooling	Regulated air cooling					
Installation	Indoor and outdoor installation					
Ambient temperature range	-20 - +55 °C					
Permitted humidity	0 % to 95 %					
DC connection technology	Screw terminal connection, 1.5 - 16 mm ²					
AC connection technology	Screw terminal connection, 2.5 - 35 mm ²					
Certificates and compliance with standards	DIN V VDE V 0126-1-1, ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, UTE C15-712-1, EN 50438, G83, G59, C 10 / 11, CER 06-190, CEI 0-21, AS 4777-1, AS 4777-2, AS 4777-3, VDE AR N 4105, Generating systems on the medium-voltage network (BDEW)					

Fronius IG Plus 55 V-3, Fronius IG Plus 60 V-3 and Fronius IG Plus 80 V-3 devices do not comply with German medium-voltage directive. Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

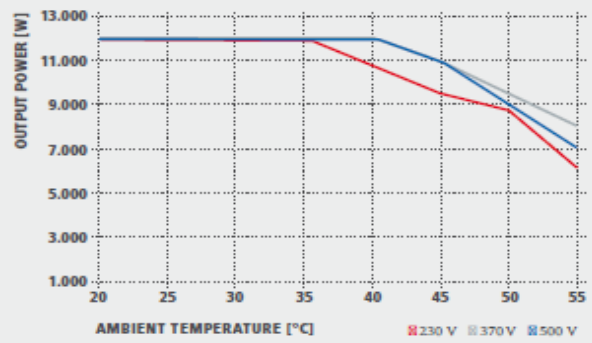
¹⁾ country-specific

²⁾ Please refer to the information in the operating instructions regarding correct installation of the inverts (e.g. IP 44 applies to Australia).

FRONIUS IG PLUS 150 V-3 EFFICIENCY CURVE



FRONIUS IG PLUS 150 V-3 TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA: FRONIUS IG PLUS (55 V-3 / 60 V-3 / 80 V-3 / 100 V-3 / 120 V-3 / 150 V-3)

EFFICIENCY	55 V-3	60 V-3	80 V-3	100 V-3	120 V-3	150 V-3
Max. efficiency	95.9 %	95.9 %	95.9 %	95.9 %	95.9 %	95.9 %
European efficiency (η_{EU})	94.9 %	95.0 %	95.1 %	95.3 %	95.4 %	95.4 %
η at 5% $P_{ac,n}^{1)}$	90.5 / 91.6 / 89.9 %	90.7 / 91.6 / 90.1 %	90.8 / 91.8 / 90.2 %	91.7 / 91.9 / 90.3 %	91.5 / 92.2 / 90.7 %	91.8 / 92.5 / 91.1 %
η at 10% $P_{ac,n}^{1)}$	91.5 / 92.2 / 90.8 %	91.8 / 92.5 / 91.1 %	92.1 / 92.8 / 91.5 %	93.1 / 93.1 / 92.0 %	93.4 / 93.7 / 92.6 %	94.0 / 94.3 / 93.2 %
η at 20% $P_{ac,n}^{1)}$	93.4 / 93.6 / 93.3 %	94.1 / 94.3 / 93.2 %	94.2 / 94.5 / 93.6 %	94.3 / 94.9 / 94.2 %	94.6 / 95.2 / 94.5 %	94.7 / 95.1 / 94.6 %
η at 25% $P_{ac,n}^{1)}$	94.1 / 94.2 / 93.3 %	94.4 / 94.7 / 93.8 %	94.6 / 94.9 / 94.3 %	94.6 / 95.2 / 94.5 %	94.7 / 95.3 / 94.7 %	95.1 / 95.3 / 94.7 %
η at 30% $P_{ac,n}^{1)}$	94.4 / 94.5 / 93.8 %	94.5 / 95.0 / 94.4 %	94.6 / 95.2 / 94.6 %	94.7 / 95.2 / 94.5 %	95.0 / 95.4 / 94.7 %	95.1 / 95.3 / 94.9 %
η at 50% $P_{ac,n}^{1)}$	94.7 / 95.4 / 94.7 %	95.1 / 95.4 / 94.6 %	95.1 / 95.5 / 94.9 %	95.3 / 95.8 / 95.0 %	95.3 / 95.9 / 95.1 %	95.3 / 95.9 / 95.3 %
η at 75% $P_{ac,n}^{1)}$	95.2 / 95.7 / 95.0 %	95.3 / 95.7 / 95.0 %	95.3 / 95.9 / 95.1 %	95.3 / 95.9 / 95.3 %	95.0 / 95.5 / 95.4 %	94.7 / 95.6 / 95.4 %
η at 100% $P_{ac,n}^{1)}$	95.3 / 95.9 / 95.2 %	95.3 / 95.9 / 95.3 %	95.1 / 95.7 / 95.4 %	94.9 / 95.7 / 95.4 %	94.6 / 95.5 / 95.3 %	94.0 / 95.2 / 95.1 %
MPP adaptation efficiency	≥ 99.9 %					
PROTECTIVE EQUIPMENT	55 V-3	60 V-3	80 V-3	100 V-3	120 V-3	150 V-3
DC insulation measurement	Warning/shutdown (depending on country setup) at $R_{ISO} \leq 600 \text{ k}\Omega$					
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation					
DC circuit breaker	Integrated					

Fronius IG Plus 55 V-3, Fronius IG Plus 60 V-3 and Fronius IG Plus 80 V-3 devices do not comply with German medium-voltage directive.
Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.
¹⁾ and at $U_{mpv \text{ min}} / U_{dc,1} / U_{mpv \text{ max}}$.

Anexo V. Tablas extraídas de la ABNT NBR 5410:2004, usadas en el dimensionado del cableado.



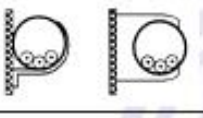
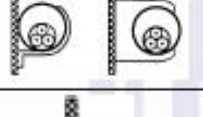
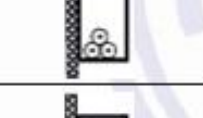
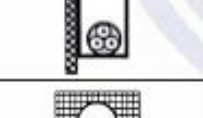
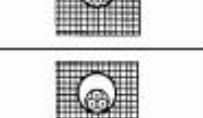
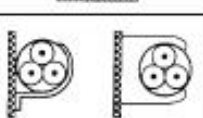


Método de instalação número	Esquema ilustrativo	Descrição	Método de referência ¹⁾
1	 Face interna	Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante ²⁾	A1
2	 Face interna	Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante ²⁾	A2
3		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto	B1
4		Cabo multipolar em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto	B2
5		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção não-circular sobre parede	B1
6		Cabo multipolar em eletroduto aparente de seção não-circular sobre parede	B2
7		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria	B1
8		Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria	B2
11		Cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do cabo	C
11A		Cabos unipolares ou cabo multipolar fixado diretamente no teto	C

Tabela 35 — Temperaturas características dos condutores

Tipo de isolamento	Temperatura máxima para serviço contínuo (condutor) °C	Temperatura limite de sobrecarga (condutor) °C	Temperatura limite de curto-circuito (condutor) °C
Policloreto de vinila (PVC) até 300 mm ²	70	100	160
Policloreto de vinila (PVC) maior que 300 mm ²	70	100	140
Borracha etileno-propileno (EPR)	90	130	250
Polietileno reticulado (XLPE)	90	130	250

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211
120	278	249	253	227	354	312	305	268	382	322	287	240
150	318	285	290	259	407	358	349	307	441	371	324	271
185	362	324	329	295	464	408	395	348	506	424	363	304
240	424	380	386	346	546	481	462	407	599	500	419	351
300	486	435	442	396	628	553	529	465	693	576	474	396
400	579	519	527	472	751	661	628	552	835	692	555	464
500	664	595	604	541	864	760	718	631	966	797	627	525
630	765	685	696	623	998	879	825	725	1 122	923	711	596
800	885	792	805	721	1 158	1 020	952	837	1 311	1 074	811	679
1 000	1014	908	923	826	1332	1 173	1 088	957	1 515	1 237	916	767

Tabela 40 — Fatores de correção para temperaturas ambientes diferentes de 30°C para linhas não-subterrâneas e de 20°C (temperatura do solo) para linhas subterrâneas

Temperatura °C	Isolação	
	PVC	EPR ou XLPE
Ambiente		
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	—	0,65
70	—	0,58
75	—	0,50
80	—	0,41

Tabela 58 — Seção mínima do condutor de proteção

Seção dos condutores de fase S mm^2	Seção mínima do condutor de proteção correspondente mm^2
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	$S/2$

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				
NOTAS														
1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.														
2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.														
3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se														
– à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou														
– à quantidade de cabos multipolares que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).														
4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:														
– na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e														
– na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.														
5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.														
6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.														

Anexo VI. Informaciones adicionales de los equipos de protección elegidos para la instalación.

Fusibles cilíndricos



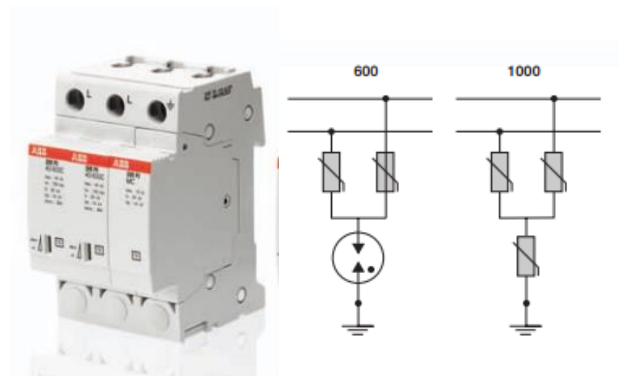
Especificaciones técnicas principales		E 9F PV
Tensión nominal	V	1000 CC
Intensidad nominal	A	1...30
Poder de corte	kA	50
Poder mínimo de corte		de 1 A a 7 A = 1,3 x In de 8 A a 30 A = 2,0 x In
Dimensiones	mm	10,3 x 38
Normas		ROHS 2002/98/CE
Peso	g	7

Base portafusibles seccionadoras



Especificaciones técnicas principales		E 90/32 PV
Normas de referencia		IEC EN 60947-3
Tensión asignada de servicio	V	1000
Categoría de uso		DC-20B
Fusible	mm	10 x 38
Tipo de corriente		CC
Intensidad nominal	A	32
Consumo máx.	W	3
Valores de par de apriete	N·m	PZ2 2-2,5
Sección de los terminales	mm ²	25
Grado de protección		IP20
Bloqueable (en posición abierta)		sí
Precintable (en posición cerrada)		sí

Descargador OVR PV

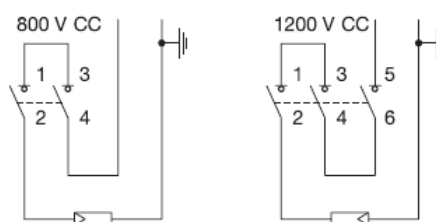


Especificaciones técnicas principales		OVR PV
Especificaciones eléctricas		
Tipo de red		sistemas fotovoltaicos
Tipo		2
Intensidad de descarga máxima I_{max}	kA	40
Tiempo de respuesta	ns	25
Corriente residual	mA	< 1
Grado de protección		IP20
Resistencia a corriente de cortocircuito de CC I_{scwpv}	A	100 A
Protección de seguridad		no requerida
Intensidad $I_{ce} < 100$ A		Fusible E 90 PV 10 A
Intensidad $I_{ce} > 100$ A		o S802PV-S10 (OVR PV 600) y S804PV-S10 (OVR PV 1000)
Especificaciones mecánicas		
Terminales L/PE		
rígido	mm ²	2,5...25
flexible	mm ²	2,5...16
Par de apriete L	N-m	2,80
Indicador de estado		si
Contacto de señalización remota		Versiones TS
Tipo		1 NA/NC
Especificación mínima		12 V CC - 10 mA
Especificación máxima		250 V CA - 1 A
Sección del cable	mm ²	1,5
Temperatura de funcionamiento	°C	-40...+80
Temperatura de almacenamiento	°C	- 40...+80
Altura máxima	m	2000
Material de la carcasa		PC RAL 7035
Resistencia al fuego UL94		V0
Normas de referencia		IEC 61643-1 / EN 61643-11 UTE 61 740-51

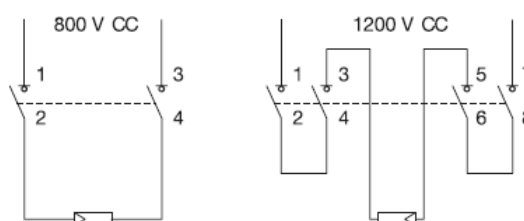
Interrupor Seccionador



Red puesta a tierra



Red sin puesta a tierra



Especificaciones técnicas principales		S800PV-M
Normas de referencia		IEC EN 60947-3
Intensidad nominal	A	32, 63, 125
Número de polos		2, 3, 4
Tensión nominal Ue		
(CC) 2 polos*	V	800
(CC) 3 polos*	V	1200
(CC) 4 polos*	V	1200
Poder asignado de corte último en cortocircuito Icu		
(CC) 2 polos * 800 V	kA	1.5
(CC) 3 polos * 1200 V	kA	1.5
(CC) 4 polos * 1200 V	kA	1.5
Tensión asignada de aislamiento	V	1500
Categoría de utilización		DC-21 A
Temperatura de funcionamiento	°C	-25...+60
Montaje		en carril DIN EN 60715 (35 mm) mediante dispositivo a presión
Accesorios		bobinas de emisión, bobinas de mínima tensión, contactos de señalización/auxiliares, adaptador de maniobra giratorio y unidad de maniobra remota de mando giratorio

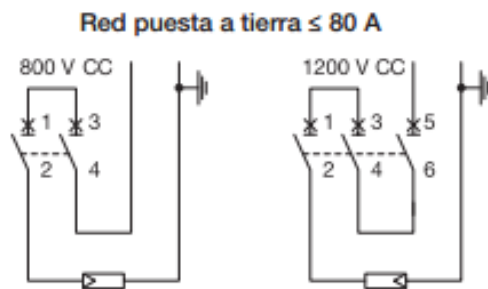
* Véanse los diagramas de conexiones

Caja de conexiones aislante



Especificaciones técnicas principales Gemini IP 66	
Protección	
Grado de protección	IP 66 (IEC EN 60529)
Aislamiento	clase II
Resistencia	
Material	termoplástico moldeado de inyección mixta
Resistencia al calor y al fuego	hasta 750 °C (IEC EN 60695-2-11)
Resistencia a golpes	IK10 (IEC EN 50102)
Protección contra productos químicos y los elementos	agua, soluciones salinas, ácidos, bases, aceites minerales, rayos UV
Temperatura de funcionamiento	-25 °C...+100 °C
Funcionamiento	
Tensión asignada de aislamiento	1000 V CA – 1500 V CC
Flexibilidad AnxAIxP, dimensiones externas	6 tamaños de 335 x 400 x 210 mm a 840 x 1005 x 360 mm, módulos DIN de 24 a 216
Instalación	Montaje a presión de todos los componentes
Normas, calidad, entorno	IEC EN 50298, IEC 23-48, IEC 23-49, IEC 60670, IEC EN 60439-1 Marca IMQ según la norma IEC EN 50298. Completamente reciclable

Interruptor magnetotérmico



Especificaciones técnicas principales		S800PV-S	
Normas de referencia		IEC EN 60947-2	
Intensidad nominal	A	10...80	100, 125
Número de polos		2, 3, 4	
Tensión nominal Ue			
(CC) 2 polos*	V	800	600
(CC) 3 polos*	V	1200	1000
(CC) 4 polos*	V	1200	1200
Poder asignado de corte último Icu			
(CC) 2 polos * 800 V	kA	5	5
(CC) 3 polos * 1200 V	kA	5	5
(CC) 4 polos * 1200 V	kA	5	5
Tensión asignada de aislamiento	V	1500	
Características de disparo magnetotérmico		4 In ≤ Im ≤ 7 In	
Categoría de utilización		A	
Temperatura de funcionamiento	°C	-25...+60	
Montaje		en carril DIN EN 60715 (35 mm) mediante dispositivo a presión	
Accesorios		bobinas de emisión, bobinas de mínima tensión, contactos de señalización/auxiliares, adaptador de maniobra giratorio y unidad de maniobra remota de mando giratorio	

* Véanse los diagramas de conexiones

Dispositivo de protección diferencial para CA



Especificaciones técnicas principales		F202 PV B, F204 B
Intensidad asignada de empleo		25, 40, 63, 125 A
Tensión asignada de empleo		230 ... 400 V CA
Intensidad asignada de sensibilidad		30, 300, 500 mA
Número de polos		2, 4
Tipo		B, B S (versión selectiva)
Norma		IEC EN 61 008 IEC 62423 (para versión instantánea) DIN VDE 0664 Pt.100 (para versión selectiva)

Descargadores OVR T2



Especificaciones técnicas principales		OVR T2
Normas de referencia		IEC 61643-11
Tipo		2
Intensidad de descarga máxima I _{max}	kA	40
Tensión de funcionamiento máxima U _c	V	275
Contacto de señalización remota		Versiónes "TS"

Interrupor seccionador manual

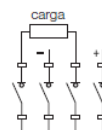


Diagrama de circuitos
Válido para T1D PV, T3D PV,
T6D PV y T7D PV

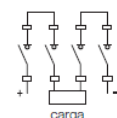


Diagrama de circuitos
Válido para T4D PV y T5D PV

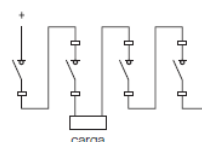
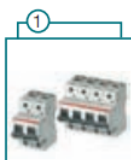


Diagrama de circuitos
Válido para todos los tamaños Tmax PV

Especificaciones técnicas principales		Tmax PV
Normas de referencia		IEC EN 60947-3
Intensidad de funcionamiento (DC 22B)	A	160 – 1600
Número de polos		4
Tensión nominal Ue	V CC	1100
Tensión asignada de aislamiento Ui	V CC	1150
Intensidad de corta duración Icw	kA	1,5 – 19,2
Categoría de utilización		DC-22B

Orientaciones de protecciones para sistemas fotovoltaicos de baja tensión por el fabricante ABB.

Protección de los paneles solares



Protección en corriente continua de los paneles

- **Interruptor automático magnetotérmico con capacidad de seccionamiento:** Gammas S280 UCB-UCK. Rango de tensión hasta 440 V.
- **Interruptor automático fotovoltaico S800PV** Rango de tensión 800 V-1200 V DC. Poder de corte 1,5-5 kA.
- **Interruptores seccionadores** Series OT y OS. Rango de tensión 750V-1000 V DC, IP65. Serie OTM. Rango de tensión 440 V-500 V DC, IP20.
- **Seccionadores-fusibles** Serie OES. Tensión hasta 1000 V DC.
- **Bases portafusibles** E930 hasta 1000 V DC.



- **Protectores de sobretensión OVR PV** Umax Inversor: 500 V-1000 V DC. Corriente max de descarga: 40-70 kA.
- **Convertidor de corriente CC-E.**
- **Contactores de barrote** Serie IOR para cargas hasta 1500 V DC, 2000 A DC-1.
- **Bornas de conexión** Mordaza, Resorte y ADO system.
- **Envolvente de metal o plástico** Serie Gemini, Ue hasta 1500 V DC. Protección IP66 Doble aislamiento.

Protección de los inversores



Protección de los inversores

Lado Continua:

- **Contactores con retención magnética** Serie IOR hasta 1000 V DC-1
- **Relé detector de aislamiento** Serie CM-IWN-DC. Rango de medida ajustable 10-110 kOhm. Tensión de alimentación 24-220 V sin tierra.

Lado Alterna:

- **Contactores compactos** Gammas A y AF para cargas hasta 2050 A AC-1 ó 1050 A AC-3.
- **Guardamotor** MS116 para motores hasta 16 A con disparo térmico y magnético.
- **Protectores contra sobretensiones por rayos** Serie OVR T1 y T2.
- **Relés de control trifásico** CM-MPS.

Protección en alterna



Protección en corriente alterna aguas abajo del inversor

- **Interruptor automático Tmax** Con relé diferencial adaptado y mando motor. Rango de tensión 400 V-690 V AC.
- **Protectores contra sobretensión por rayos** Series OVR T1 y T2. Sistemas de distribución TT, F+N.
- **Interruptores automáticos magnetotérmicos** Series S200, S200 K16, Ubrmax 440 V AC.
- **Interruptores diferenciales** Serie F200 y DDA200.
- **Conmutador de protección**
- **Bornas de conexión** Mordaza, Resorte y ADO system.
- **Bases portafusibles** E930 hasta 690 V AC.

- **Contadores de energía** monofásico ODIN single, trifásicos ODIN plus y Delta plus.
- **Filtros y condensadores de compensación**
- **Envolvente de metal** Serie Gemini. Protección IP66 Doble aislamiento.