

FCEFYN – UNC -
2019

CÁLCULO Y DISEÑO PARA LA INSTALACIÓN DE GENERADORES FOTOVOLTAICOS EN LA PLAYA DE ESTACIONAMIENTO DE LA F.C.E.F. Y N.

Autor: Franco Piukeyen Tappa
DIRECTOR: ING. CARLOS FERRARI

Contenido

1	Introducción	8
1.1	Definición del Proyecto	8
1.2	Contextualización del problema	10
2	Objetivos de la investigación.....	13
2.1	Objetivo General	13
2.2	Objetivo Particular	13
2.3	Metodología de la investigación	13
3	Leyes y Normativas Vigentes.....	16
4	Principios de la generación con PFV.....	18
4.1	La celda Fotovoltaica.....	19
4.2	Tecnologías de fabricación.....	20
4.3	De los problemas ambientales.....	21
4.4	De las fuentes de Gases de Efecto Invernadero.....	23
5	Estructura portante.....	26
6	Equipamiento eléctrico	34
6.1	Inversores.....	34
6.2	Selección de Conductores	37
6.2.1	Conductor Inversor – Barras Colectoras	37
6.2.2	Conductor TGBT – Barras colectoras.....	39
6.2.3	Conductor entre barras colectoras	41
6.2.4	Barras Colectoras Solares.....	42
6.3	Cálculo de Corrientes de Cortocircuito	43
6.3.1	Zona Sur:.....	43
6.3.2	Zona Norte:	49
6.4	Protecciones eléctricas.....	53
7	Análisis Económico.....	58
8	Proyecto fotovoltaico – Ala Norte.....	64
8.1	Proyecto Fotovoltaico 75 kWp – 2100 U\$D/kWp	65
8.2	Proyecto Fotovoltaico 100 kWp – 1800 U\$D/kWp	69
8.3	Proyecto Fotovoltaico 125 kWp – 1400 U\$D/kWp	73
8.4	Proyecto Fotovoltaico 150 kWp – 1100 U\$D/kWp	77
8.5	Proyecto Fotovoltaico Ala Norte.....	81
9	Proyecto fotovoltaico – Ala Sur.....	83

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

9.1	Proyecto Fotovoltaico 50 kWp – 1000 U\$D/kWp	84
9.2	Proyecto Fotovoltaico 75 kWp – 1.200 U\$D/kWp	88
9.3	Proyecto Fotovoltaico 100 kWp – 1.500 U\$D/kWp	92
9.4	Proyecto Fotovoltaico 125 kWp – 900 U\$D/kWp	96
9.5	Proyecto Fotovoltaico – Ala Sur	100
10	CONCLUSIONES	102
11	BIBLIOGRAFÍA	104

Índice de figuras:

Figura 1: Distribución de la energía solar. Fuente: (1).....	18
Figura 2: efecto fotovoltaico. Fuente: (2).....	19
Figura 3: Vista de celdas poli y monocristalinas.....	20
Figura 4: Nivel global del mar. Fuente: (3)	22
Figura 5: Temperatura global. Fuente: (3).....	22
Figura 6: Concentración global de gases de efecto invernadero. Fuente: (3).....	22
Figura 7: Generación de CO2 por sector. Fuente: (3)	23
Figura 8: Tabla de propiedades del perfil seleccionado. Fuente: (4)	28
Figura 9: Tabla de propiedades del perfil seleccionado. Fuente: (4)	29
Figura 10: Tabla de propiedades del perfil seleccionado. Fuente: (4)	31
Figura 11: Tabla de propiedades del perfil seleccionado. Fuente: (4)	32
Figura 12: Datos característicos del inversor utilizado.	34
Figura 13: Datos característicos del panel solar utilizado.....	36
Figura 14: Corriente admisible en conductores Sintenax: Cu-PVC.	37
Figura 15: Factor de desclasificación por agrupamiento.	38
Figura 16: Resistencia y reactancia del conductor seleccionado.	38
Figura 17: Corriente admisible en conductores Retenax Cu.XLPE	39
Figura 18: Resistencia y reactancia del conductor seleccionado.	40
Figura 19: Resistencia y reactancia del conductor seleccionado.	41
Figura 20: Corriente admisible de las barras de cobre.....	42
Figura 21: Resistencia y reactancia del conductor preexistente: RETENAX Cu-XLPE.	44
Figura 22: Factor de corriente pico de cortocircuito.	45
Figura 23: Datos característicos del interruptor seleccionado.	46
Figura 24: Curvas de limitación de energía pasante de cortocircuito.	46
Figura 25: Resistencia y reactancia del conductor preexistente: RETENAX Cu-XLPE	49
Figura 26: Factor de corriente pico de cortocircuito.	50
Figura 27: Datos característicos del interruptor seleccionado.	51
Figura 28: Curva de limitación de energía pasante de cortocircuito.	51
Figura 29: Datos característicos del fusible del lado de CC.	54
Figura 30: Datos característicos del Protector de Sobretensiones SPD del lado de CC.	54
Figura 31: Datos característicos del Protector de Sobretensiones SPD del lado de CA.	55
Figura 32: Datos característicos del interruptor diferencial seleccionado.	56

Figura 33: Datos característicos del Pequeño Interruptor Automático seleccionado. .. 56

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Carlos Ferrari, por el tiempo dedicado y la colaboración desinteresada para que pudiera completar este Proyecto.

A mi familia, por tantos años de paciencia y apoyo a pesar de las distancias geográficas.

A mis compañeros y amigos, por todas las horas de estudio y de risas compartidas, pero especialmente por motivarme a seguir cuando los ánimos flaquearon.

Al Ingeniero Daniel Robino, por enseñarme la importancia de formar un criterio, a defenderlo, y a replantearlo cuando fuera necesario.

Al Ingeniero Horacio Alaniz, por su forma simple de enseñar temas complejos, y más aún por incentivar me a mantener el espíritu crítico.

A la Ingeniera Mariana Belloti, por su constancia que admiro y me inspira a seguir, por las listas y el compañerismo.

A mis profesores, por su vocación a la enseñanza.

Al Ingeniero Eloy Villafañe por su paciencia y buena disposición.

Al Estado y Pueblo Argentino que, con yerros y aciertos, me permitió estudiar lo que elegí.

.

RESÚMEN

Desde la primera Revolución Industrial, el aumento masivo en la generación de diferentes formas de energía ha acelerado la producción de gases que son el resultado inevitable de la combustión. Estos gases favorecen la retención de energía proveniente del Astro Sol provocando un aumento notable en la temperatura de la Tierra.

De cara a este problema, es crucial que busquemos formas alternativas de obtener la energía que necesitamos. Una posible solución es emplear generadores fotovoltaicos a distintas escalas para obtener energía eléctrica en corriente continua, e inversores de alta eficiencia para poder inyectar esta energía en nuestra red eléctrica habitual.

Estudiaremos primero la capacidad disponible en las instalaciones de la facultad, aprovechando el estacionamiento de la misma. En el mismo acto, esta propuesta ofrece protección a los autos que quedan largas horas expuestos a los elementos. Calcularemos la estructura portante y los conductores y protecciones eléctricas para poder canalizar la electricidad generada a los diversos circuitos existentes en la facultad.

La última etapa será un análisis económico y financiero para determinar la opción más rentable en términos de potencia a fin de lograr que la inversión sea mínima y se acorten los plazos de amortización de los capitales.

CAPÍTULO 1

1 Introducción

1.1 Definición del Proyecto

En el presente trabajo se plantea un proyecto de generación fotovoltaica distribuida. La ubicación propuesta de la planta generadora es el estacionamiento de la Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales de esta casa de altos estudios, para combinar las ventajas de la generación y la creación de sombra y protección a los casi 200 automóviles que se estacionan a diario en este lugar. Se plantea el uso de módulos fotovoltaicos policristalinos de fabricación nacional con eficiencia de más del 15%, en conjunto con inversores y protecciones de empresas líderes en el sector.

Esta idea surge de dos situaciones que necesitan una solución: por un lado, los vehículos que quedan estacionados largas horas en la playa de nuestra facultad necesitan reparo del sol, principalmente en la época estival (que, además, suele coincidir con la mayor ocurrencia de tormentas con precipitación tanto de agua como de granizo). Al mismo tiempo, se propone colaborar en la disminución de la producción de gases de efecto invernadero (GEI) a través de la captación de la energía solar y su utilización para la generación eléctrica.

De acuerdo con el **Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático**, los GEI son los principales responsables del calentamiento global y todas las consecuencias que esto acarrea. De frente a las expectativas de que los combustibles fósiles se acaben en las próximas décadas, resulta conveniente empezar a plantearnos conseguir energía eléctrica de fuentes sustentables.

El Concilio Mundial de Energía propone tres pilares fundamentales en la resolución de la problemática energética:

- La sostenibilidad, que hace referencia al desarrollo de fuentes energéticas renovables y un consumo y generación eficientes.
- La seguridad, en lo que hace a la gestión de las fuentes primarias de energía (ya sean extranjeras o nacionales) y el desarrollo de una infraestructura para, en conjunto, lograr satisfacer las demandas actuales y futuras.
- La igualdad, para lograr abastecer a la población con energías cuyos costos sean accesibles para todos.

En vista de estos objetivos, resulta evidente la necesidad de modificar la matriz energética actual de nuestro país. Actualmente, casi el 90% de nuestra energía proviene de hidrocarburos (no renovables, contaminantes, producen GEI). Una de las opciones que se ofrecen para cambiar este panorama es la energía solar, recurso abundante en nuestras latitudes, permitiendo comenzar progresivamente a reformar la manera en que generamos energía eléctrica.

Cuando hablamos de energía solar, existen diversas formas de aprovecharla:

- En primera instancia, las alternativas pasivas donde se usan escasos o ningún componente mecánico o eléctrico, como los patios de invierno y los calentadores de agua sanitaria solares.
- Dentro de las opciones activas, quizá la más conocida a nivel mundial sean los paneles fotovoltaicos de silicio dopado, con eficiencias que no llegan al 20%.
- Otras opciones activas son los captadores de energía solar termo-eléctrica, donde la radiación solar se concentra para calentar más eficientemente un fluido térmico, con el cual posteriormente se produce vapor y se turbinan el mismo para mover un generador rotativo. En estos sistemas, la eficiencia puede ser entre un 40% y hasta un 60% dependiendo de la máxima temperatura del fluido.

En el marco de este proyecto integrador, y en vista de las posibilidades físicas para el emplazamiento de la planta generadora, se utilizará la producción de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos e inversores electrónicos, sin almacenamiento. La energía eléctrica producida se puede inyectar en la red interconectada, disponiendo la potencia instantánea tanto para el edificio de la misma facultad como para otras instalaciones cercanas, si la demanda interna fuera menor a la generación. Esto es posible con las nuevas tecnologías en inversores electrónicos con y sin transformador, que toman la energía en corriente continua (proveniente de los módulos fotovoltaicos) y la convierte en corriente alterna, en concordancia de tensión y fase respecto a la red donde se inyecta.

Entre las ventajas que posee la generación con paneles fotovoltaicos podemos contar:

- La flexibilidad: puede ser montado sobre soportes ad hoc o bien sobre una estructura preexistente, como los techos de casas, aún sobre estructuras dispersas aportando a un inversor central.

- La modularidad: se pueden seguir agregando paneles e inversores luego de la obra inicial, mientras se mantenga la compatibilidad de los componentes y se tenga capacidad para transportar la energía producida.
- El bajo costo de operación: Una vez que la planta esté instalada, solo debe mantenerse limpios los paneles más alguna reparación eventual en la parte electrónica, sin costos variables asociados a la energía generada/consumida.
- La durabilidad: Este tipo de equipamientos se diseñan y ensayan con una expectativa de vida de al menos 20 años. No poseen partes móviles que puedan averiarse (excepto los paneles FV con seguimiento).
- La practicidad: en comparación con instalaciones como las de generación eólica o de calderas solares, el transporte de los componentes hasta el emplazamiento final, y la instalación en sí, requiere de menos recursos de transporte e izaje, y menores tiempos de obra.
- La disponibilidad: Donde brille el sol, podremos obtener energía fotovoltaica, solamente limitados por la potencia obtenible (disponemos cantidad ilimitada, pero caudal/tasa limitado). Esto permite la posibilidad de generar distribuídamente y/o en lugares sin acceso a la red interconectada.
- La ecología: no producen ruidos ni desechos de ningún tipo, no consume recursos no renovables, no produce GEI durante su funcionamiento.

En contrapartida, las desventajas son pocas:

- Elevado costo inicial, en relación con otros tipos de generaciones, para una potencia dada. Este punto se está revirtiendo con la modularidad y la baja en los costos de fabricación de los PFV.
- Generación no controlada: la potencia instantánea, y la energía total, dependen de las condiciones climáticas, por lo que no se produce a demanda.

1.2 Contextualización del problema

Desde los inicios de la revolución industrial, el nivel de gases productos de la combustión del carbón y los derivados del petróleo ha sufrido un incremento importante. Si a esto sumamos la deforestación que se presenta a nivel mundial, con lo cual cada vez existen menos plantas que captan el CO₂ para alimentarse y liberar O₂, lo que se obtiene es un desbalance en la composición de la atmósfera terrestre. Los Gases de Efecto Invernadero (GEI), entre los cuales podemos nombrar al Dióxido

de Carbono (CO₂), Metano (CH₄), Óxido Nitroso (N₂O), Clorofluorcarbonos (CFC) y Ozono (O₃), tienen la particularidad de dificultar la salida de la radiación infrarroja emitida por la Tierra cuando se calienta con la radiación visible del Sol. El resultado final es un aumento paulatino de la temperatura media en la Tierra - lo que todos conocemos como Calentamiento Global, debido al Efecto Invernadero; el derretimiento de los polos; y el aumento del nivel de nuestros mares.

Con esta problemática en vista, es importante que cada actor de nuestra sociedad aporte desde su posición, ya sea ahorrando energía eléctrica, plantando árboles, usando medios de transporte no contaminantes. A nivel Estado, tanto nacional, como provincial y municipal, es importante generar conciencia en los ciudadanos, y coordinar medidas a gran escala, por ejemplo, permitiendo que proyectos privados de generación eléctrica con fuentes renovables sean más redituables, y dando el ejemplo al invertir en la generación ecológica y distribuida. Algunos ejemplos de esto son los parques solares en San Juan (Las Lomitas de 1,7 MW; Cañada Honda de 5 MW; Cordillera I de 80 MW), Cauchari en Jujuy, Caldenes del Oeste y La Cumbre en San Luis, Nonogasta en La Rioja; la Ley de Fomento a las Energías Renovables 26.190 con su modificación 27.191, la ley de Generación Distribuida 27.424 a la cual Córdoba adhirió en ley provincial N° 10.604

Nuestra provincia ya tiene dos proyectos privados que están comenzando su construcción en Villa Cura Brochero y Villa de María departamento Río Seco por un total de 50 MW y otro de 40MW de la Empresa Provincial de Energía de la Provincia de Córdoba colindante con la estación de Extra Alta Tensión "Arroyo Cabral".

El autor de este Proyecto Integrador propone este tema por estar dentro de los alcances e incumbencias del título de Ingeniero Mecánico Electricista.

Entre los temas de mayor relación con la especialidad, podemos nombrar el proyecto, dirección y ejecución de máquinas, equipos, instrumentos y mecanismos cuyo principio de funcionamiento sea eléctrico, mecánico, térmico, hidráulico, neumático, o una combinación de ellos; proyección, dirección, ejecución, explotación y mantenimiento en sistemas de instalaciones de generación, transporte, y distribución de energía eléctrica.

2 Objetivos de la investigación

2.1 Objetivo General

Como futuro Ingeniero Mecánico Electricista de esta Casa de Altos Estudios, el autor de este Proyecto Integrador propone la construcción de techos fotovoltaicos en el estacionamiento de la Sede de Ciudad Universitaria de la Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. Por un lado, brindará sombra y protección a las inclemencias a los vehículos que se estacionan diariamente, y por otro lado permitirá inyectar a la red eléctrica energía verde, disminuyendo en parte la emisión de GEI y al mismo tiempo disminuyendo pérdidas de distribución por efecto Joule en los conductores gracias a la generación distribuida.

2.2 Objetivo Particular

Con este Proyecto Integrador me propongo buscar una solución de compromiso específica a las problemáticas planteadas, que presente un balance aceptable entre la energía que se pueda captar para la generación eléctrica, y la inversión a realizar por la UNC, que es quien administra la playa de estacionamiento.

Los pasos a seguir para la determinación del equipamiento son: en primera instancia definimos la potencia máxima que se puede generar en función de la superficie disponible, buscando dividirla en sub-partes “módulos” que permitan discretizar la potencia para analizar el balance óptimo. Con esto determinamos la cantidad de paneles solares que serán necesarios y la cantidad y potencia de los inversores DC-AC. A continuación, seleccionamos las protecciones para las instalaciones (fusibles, protectores contra descargas atmosféricas, etc) y la estructura portante de los paneles. Posteriormente definimos la ubicación óptima de los inversores y los puntos de conexión a la red eléctrica preexistente, para calcular las cantidades y secciones de los conductores eléctricos. La última etapa consiste en analizar las inversiones y los retornos esperables en los años posteriores a la realización del proyecto para analizar la potencia óptima a instalar de modo que, de la energía generada, sea consumida por la misma facultad la mayor fracción posible.

2.3 Metodología de la investigación

Inicialmente se consultó al Ing. Piumetto, director del Laboratorio de Baja Tensión, sobre los consumos de energía eléctrica de la FCEFyN. Finalmente, se obtuvieron los datos de tensiones, corrientes, FP y energía en cada una de las dos SET (Sur y Norte) en períodos de 15 minutos entre marzo de 2018 y febrero de 2019.

De acuerdo con lo conversado con el Ing. Ferrari, se utilizarán paneles de la firma Solartec de 260W e inversores de la firma SMA. Se eligió un modelo de 25kW que permitirá modularizar el proyecto (con todos los beneficios propios de un sistema modular, en términos financieros – por la fuerte inversión - y técnicos - por la eventual salida de servicio de algún equipo). Se definirá entonces la cantidad de módulos que pueden instalarse en el espacio disponible, y la cantidad de paneles solares asociados a cada módulo.

Conociendo la cantidad de paneles por módulo, el peso unitario, el largo del brazo en voladizo, y los vientos típicos en la zona, se dimensionará la estructura portante. Previo a la ejecución de este proyecto, será necesario ajustar los cálculos de acuerdo con los reglamentos existentes para resistir no solo el peso de los paneles y la presión del viento, sino además las cargas por otros factores naturales (cambios de temperatura, movimientos sísmicos y eventual nevada).

Posteriormente se podrá analizar la forma óptima de conectar los paneles en serie formando “strings”, que luego deberán combinarse en paralelo para conectarse a la entrada de los inversores. En esta etapa se conocerán las corrientes y tensiones en cada conductor, por lo que podrán seleccionarse aislaciones y secciones, junto al calibre de las protecciones. Conociendo la ubicación de los tableros Norte y Sur de la Facultad, se podrá analizar la ubicación ideal para los inversores de corriente, y luego determinar la longitud de los conductores de CC y CA.

Entonces, podremos estimar la cantidad óptima de módulos panel-inversor a instalar de forma tal que la inversión y el ahorro se equilibren para brindar un flujo de fondos menor y que la inversión se amortice en el menor tiempo posible.

CAPÍTULO 3

3 Leyes y Normativas Vigentes

A nivel nacional contamos con las siguientes leyes:

- Ley de Fomento a las Energías Renovables 26.190.
- Ley 27.191, que modifica a la 26.190.
- Ley de Generación Distribuida 27.424.

A nivel provincial Córdoba se encuentra adherida mediante

- Ley de Generación Distribuida 10.604.

CAPÍTULO 4

4 Principios de la generación con PFV

Del total de la energía irradiada por el Sol, llegan hasta el exterior de la atmósfera terrestre unos 1360 W/m² en promedio (la principal variación se da con las estaciones del año) (la NASA, la Organización Mundial de Meteorología y el Centro Mundial de Referencia de Radiación proponen valores con menos de 1% de diferencia).

Del total de energía que llega a la superficie exterior de la atmósfera, sólo una porción cercana al 50% alcanza efectivamente la superficie terrestre. Cerca del 19% del total es absorbido por las nubes y los gases de la atmósfera. Otro 20% es reflejado al espacio por las nubes, un 6% por la atmósfera, y un 4% por la superficie terrestre (estas tres componentes sumadas se denominan “albedo”). Finalmente, cerca del 25% del total de la luz que llega a la atmósfera alcanza la superficie terrestre de manera directa, y otro 26% lo hace de manera dispersa (al difractar en las gotas de vapor de agua y otras partículas en suspensión).



Figura 1: Distribución de la energía solar. Fuente: (1)

4.1 La celda Fotovoltaica

La celda fotovoltaica es la unidad básica a partir de la cual se producen paneles fotovoltaicos, uniendo las celdas en serie y en paralelo para obtener mayor tensión y corriente respectivamente.

El efecto fotovoltaico fue demostrado experimentalmente en 1839 por Edmond Bequerel (padre de Henri Bequerel, quien años más tarde estudiaría la radiación con la pareja Curie) con una celda de Selenio semiconductor y Oro. Numerosos científicos siguieron investigando esta propiedad, al punto que en 1958 la tecnología se empezó a utilizar para alimentar los satélites artificiales lanzados al espacio y ha llegado al día de hoy con mejoras tecnológicas substanciales en términos de eficiencia y procesos de fabricación.

Una celda fotovoltaica actual se compone principalmente de una unión P-N de material semiconductor (típicamente silicio mono o policristalino) y los colectores de metal conductor. El silicio, con 4 electrones de valencia en su última capa, se combina con otros materiales para obtener zonas con déficit de electrones (usando átomos de materiales con 3 electrones de valencia como el Boro) o con exceso de electrones (usando átomos con 5 electrones de valencia como el Fósforo). Cuando se crea la unión P-N, los electrones libres de la capa N se recombinan con los huecos de la capa P, formando un campo eléctrico. Hasta este momento, tenemos un diodo rectificador de Silicio. Al iluminar la zona de unión, los fotones chocan a los electrones del material P de forma tal que adquieren suficiente energía para difundirse hasta la zona N. Al acumularse en la zona N, producen un campo eléctrico que, de cerrarse el circuito, producirá la circulación de corriente.

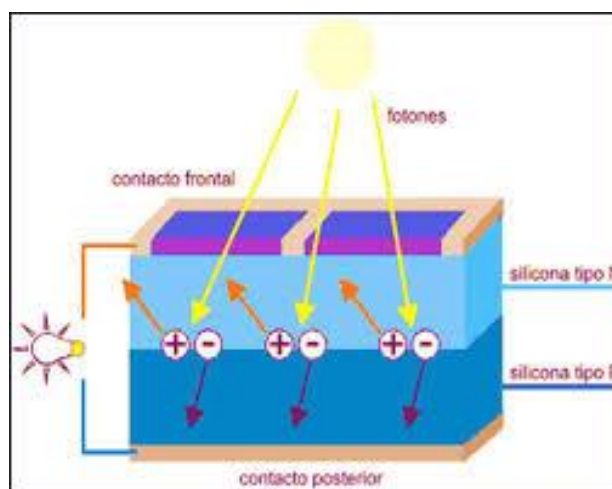


Figura 2: efecto fotovoltaico. Fuente: (2)

4.2 Tecnologías de fabricación

En un principio, las celdas FV fabricadas a nivel industrial fueron las policristalinas, donde la oblea de silicio se formaba a partir de varias semillas de cristalización. El producto final es una celda color azul con distintas tonalidades al cambiar de un cristal al próximo. Más adelante se desarrollaron las celdas FV de Silicio amorfo, que brinda la ventaja de ser más flexible y menos contaminante (por los metales utilizados en su manufactura) al costo de ser menos eficientes. Actualmente la fabricación de celdas FV monocristalinas está ganando relevancia al desarrollarse sistemas más económicos para la manufactura de obleas monocristalinas y la ventaja en términos de eficiencia que produce esta tecnología (~16% para las poli, ~6% para las amorfas y ~20% para las monocristalinas, con expectativas de lograr ~35%)

Para lograr un panel solar, se combinan celdas solares en serie (para aumentar la tensión total) y en paralelo (para lograr corrientes de circuito más interesantes para cargas mayores). Finalmente se agregan capas de vidrio, sustrato reflector y marco de Aluminio o Acero Galvanizado para brindar protección de los elementos y rigidez mecánica.

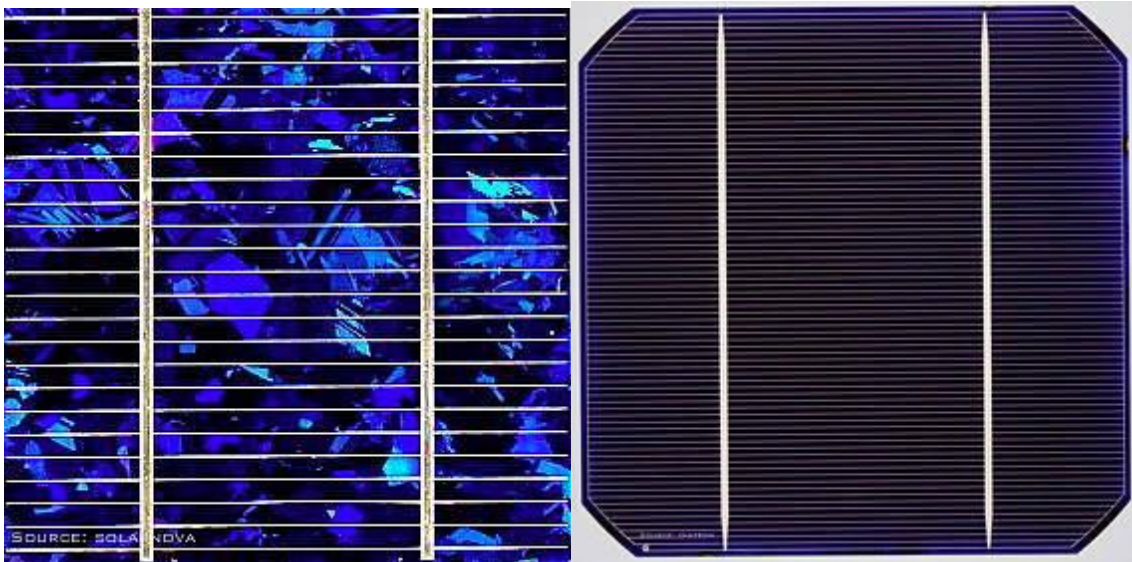


Figura 3: Vista de celdas poli y monocristalinas.

4.3 De los problemas ambientales

El aumento de temperatura global promedio en los últimos años es un hecho de público conocimiento. Los gases de efecto invernadero (vapor de agua, dióxido de carbono (CO₂) metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), clorofluorcarbonos (CFC) y ozono (O₃)) existen naturalmente en la atmósfera terrestre y son en parte responsables de la vida en este planeta. Sin su presencia, la temperatura media en la superficie terrestre descendería de 15 °C a unos -18 °C. Como en tantas otras cuestiones de la naturaleza, ni el defecto ni el exceso son buenos. Desde que el hombre comenzó la revolución industrial, con la invención de las máquinas de vapor, los niveles de GEI en la atmósfera sufrieron un incremento sin precedentes, tanto por la producción de CO₂ y N₂O (ambos productos de la combustión de materiales como el carbón o derivados del petróleo) como por la tala de bosques captadores de CO₂. Esto ha derivado en un aumento paulatino e incesante de la temperatura media, y por tanto en el derretimiento de glaciares y el aumento del nivel del mar. Frente a estas problemáticas, como profesionales debemos tomar medidas para revertir la situación, o al menos disminuir los efectos nocivos.

En el gráfico de concentración de GEI podemos ver que el CO₂ alcanzó las 285ppm en 1850, 315ppm en 1950, 365ppm en 2000 y 385 en 2010. Si bien el aumento total porcentual es del 35% en 110 años, es notorio el cambio en las tasas. En los primeros 50 años de revolución industrial, el incremento fue de 30ppm en 50 años, luego cambió a 50ppm en 50 años, y entre 2000 y 2010 la tasa cambió a 100ppm cada 50 años, por lo que podemos decir que la tasa de aumento de concentración de CO₂ creció más del 200%. Estas observaciones son también válidas para el óxido nitroso y el metano, también gases de efecto invernadero.

Todo lo anterior fue acompañado de un aumento de 20cm en el nivel del mar a nivel global, lo cual considerando una superficie oceánica de aproximadamente 361 millones de km² supone un volumen total de 7e13 m³ de agua que se derritió en los polos para unirse a los océanos. Del último gráfico podemos observar un aumento de cerca de 1 °C en el promedio combinado de tierra y agua.

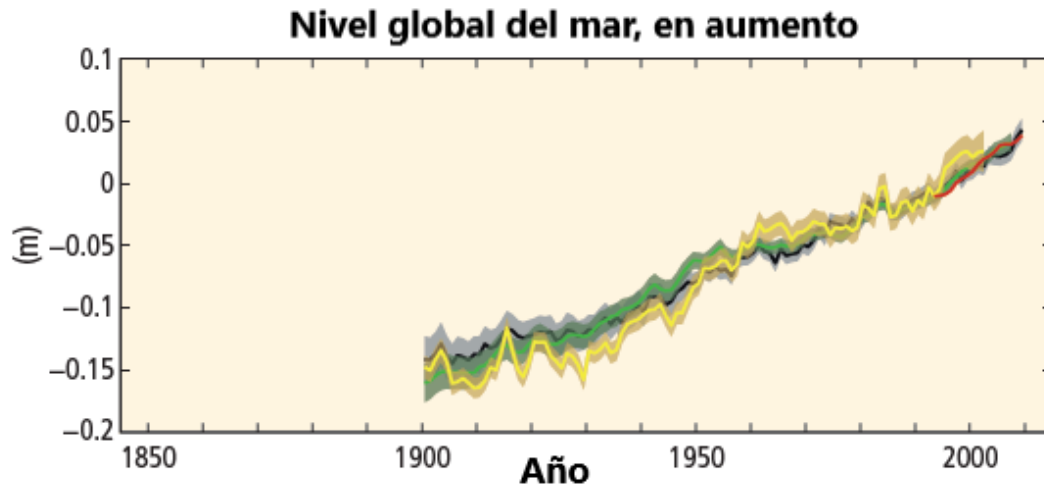


Figura 4: Nivel global del mar. Fuente: (3)

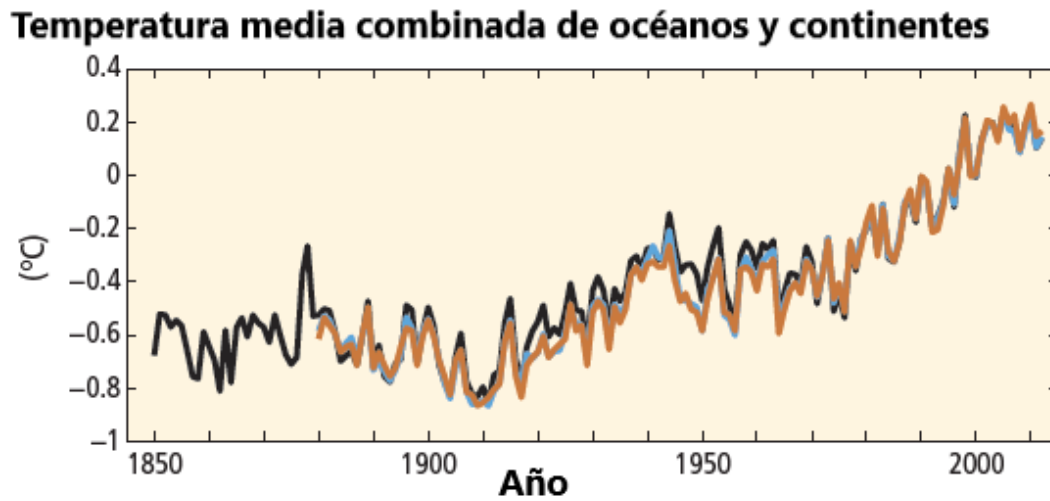


Figura 5: Temperatura global. Fuente: (3)

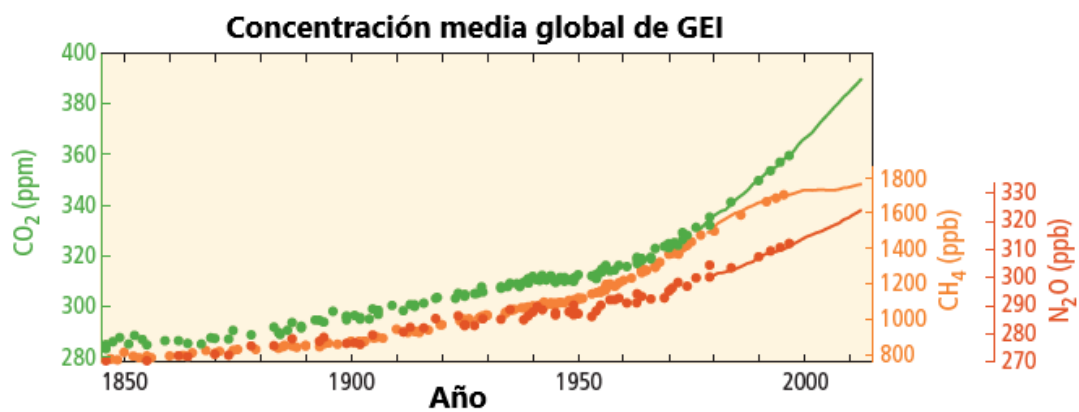


Figura 6: Concentración global de gases de efecto invernadero. Fuente: (3)

4.4 De las fuentes de Gases de Efecto Invernadero

Las estadísticas de la Agencia Internacional de Energías son contundentes.

Emisiones de CO2 por combustión, discriminado en sectores (2014)

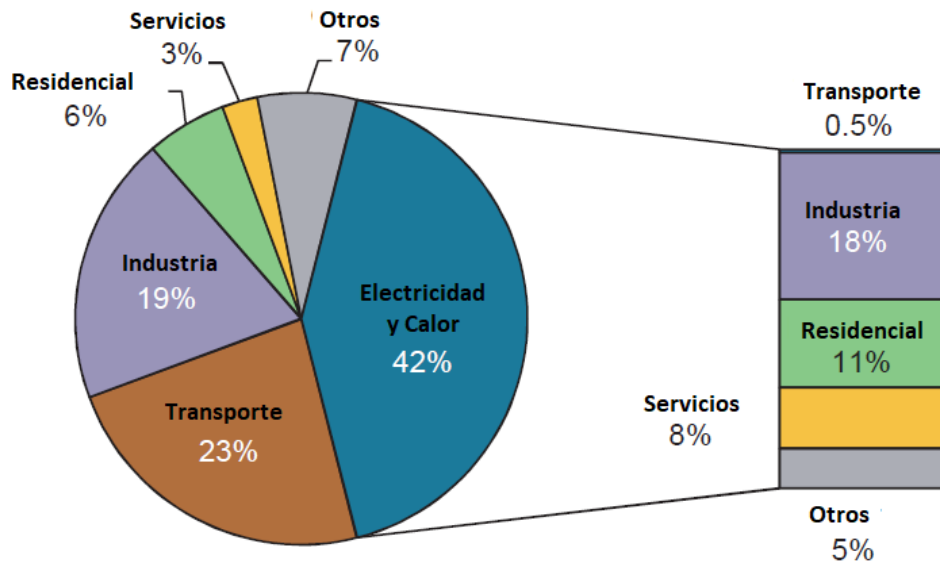


Figura 7: Generación de CO2 por sector. Fuente: (3)

Con solo dos categorías cubrimos dos tercios de las emisiones totales de GEI. En primer lugar, la generación de electricidad y calor (incluyendo usos domiciliarios) con el 42% del total de emisión de CO2. Esta rama se basa a nivel mundial en la combustión de carbón mineral, con un incremento del 66% al 73% dentro de la matriz eléctrica entre 1990 y 2014. Sin embargo, en algunos países (Estados Unidos, Inglaterra e Italia entre otros) se logró reducir las emisiones totales por generación de electricidad con combustibles fósiles con algunas estrategias simples como:

1. Mejoras en la eficiencia térmica en el proceso de generación
2. Cambio de la matriz hacia otras fuentes que no producen CO2 (PV, hidro, eólica)
3. Cambio de la matriz hacia fuentes que producen menos CO2 (gas natural)
4. Cambios de la matriz hacia fuentes que no queman hidrocarburos (residuos, biomasa)

Por otro lado, tras el incidente en Fukushima (con una potencia nominal de 4,7 GW) en 2011, Japón se vio obligado a volcar su matriz energética hacia plantas con combustibles fósiles, aumentando las emisiones.

En el período mencionado (1990-2014) la gran mayoría de los países aumentaron las emisiones de GEI, principalmente por el aumento en la demanda energética, y a pesar de las mejoras en términos de eficiencia en la generación eléctrica.

La segunda categoría responsable de las emisiones es el transporte, con un 23% del total para 2014. Para el período en estudio, los aumentos fueron muy notorios: 71% para el transporte terrestre, 69% para el transporte naval y 95% para el transporte aéreo.

CAPÍTULO 5

5 Estructura portante

Para definir las medidas exteriores de la estructura se buscó diferentes formas de organizar los paneles, cuyas medidas ya están definidas, para que se amolden en todo lo posible a las medidas establecidas para cada espacio. Cada panel mide 1653mm x 992mm y cada espacio mide 2,5m x 5m. Finalmente se eligió la disposición indicada en el plano "Layout Paneles FV".

Para simplificar los cálculos y la estructura, se analizó la posibilidad de instalar los paneles a ambos lados del cantero verde central del estacionamiento. Esto posibilita que las cargas, y por tanto la estructura, tengan cierta simetría, abaratando costos en materiales e instalación. Se llegó a la conclusión de que, considerando los 46 espacios y la senda peatonal, se dispone de suficientes paneles para lograr una potencia de 200 KW en corriente alterna. Con esta premisa, se prosiguió a proponer una topología y analizar los esfuerzos en cada barra. La estructura propuesta se detalla en el plano "Estructura Portante A"

El cálculo de los esfuerzos en cada barra se detalla a continuación:

$$F_1 = F_A \cdot \frac{1640,68}{165,42}$$

$$F_2 = F_A \cdot \frac{1640,68}{166,63}$$

$$F_3 = \frac{F_B \cdot 1640,68 + F_A \cdot 3281,36}{330,85}$$

$$F_4 = \frac{F_A \cdot 1640,68}{166,65}$$

$$F_5 = F_B \cdot \frac{1640,68}{332,5}$$

$$F_6 = F_B + (F_1 - F_3) \cdot \sin(7^\circ) - F_5 \cdot \sin(4.6^\circ)$$

$$F_7 = \frac{F_C \cdot 1640,68 + F_B \cdot 3281,36 + F_A \cdot 4922,04}{496,27}$$

$$F_8 = \frac{F_B \cdot 1640,68 + F_A \cdot 3281,36}{333,26}$$

$$F_9 = \frac{F_B \cdot 1640,68 + F_C \cdot 3281,36}{983,67}$$

$$F_{10} = F_C + (F_3 - F_7) \cdot \sin(7^\circ) - F_9 \cdot \sin(10,31^\circ)$$

$$F_{11} = F_G \cdot \frac{1640,68}{165,42}$$

$$F_{12} = F_G \cdot \frac{1640,68}{162,63}$$

$$F_{13} = \frac{F_F \cdot 1640,68 + F_G \cdot 3281,36}{330,85}$$

$$F_{14} = \frac{F_G \cdot 1640,68}{162,51}$$

$$F_{15} = F_B \cdot \frac{1640,68}{316,82}$$

$$F_{16} = F_F + (F_{13} - F_{11}) \cdot \sin(7^\circ) - F_{15} \cdot \sin(18,05^\circ)$$

$$F_{17} = \frac{F_E \cdot 1640,68 + F_F \cdot 3281,36 + F_G \cdot 4922,04}{496,27}$$

$$F_{18} = \frac{F_F \cdot 1640,68 + F_G \cdot 3281,36}{325,13}$$

$$F_{19} = \frac{F_F \cdot 1640,68 + F_E \cdot 3281,36}{919,57}$$

$$F_{20} = F_E + (F_{17} - F_{13}) \cdot \sin(7^\circ) - F_{19} \cdot \sin(23,15^\circ)$$

$$M_{BASE} = (F_A - F_G) \cdot 4,92204 + (F_B - F_F) \cdot 3,28136 + (F_C - F_E) \cdot 1,64068$$

Con estas ecuaciones se acudió al Ing. Rosso, docente de la cátedra de Estructuras metálicas de la Escuela de Ingeniería Civil, quien sugirió analizar la estructura bajo cuatro hipótesis:

- 1) Peso propio + succión por viento de 80 kg/m² en toda la cubierta.
- 2) Peso propio + succión por viento de 80 kg/m² en la mitad Este de la cubierta
- 3) Peso propio + succión por viento de 80 kg/m² en la mitad Oeste de la cubierta
- 4) Peso propio sin viento.

Con las ecuaciones planteadas y estas cuatro hipótesis de carga, se confeccionó una planilla de cálculo para sistematizar el cálculo y se llegó a la conclusión de que las barras más solicitadas son F7 y F17. El momento flector en la base de la columna es máximo cuando se considera viento en una sola mitad de la cubierta (situación que se da cuando hay un auto estacionado de un solo lado del cantero central, con lo cual el viento no actúa de forma simétrica sobre la cubierta)

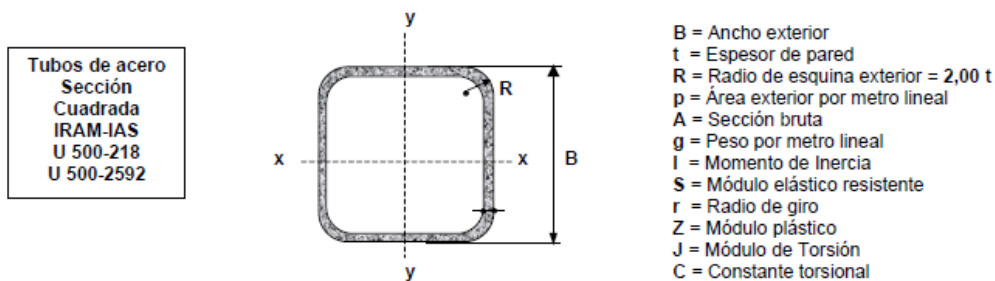
El mayor esfuerzo en las barras F7 y F17 es de 8500 KG Fuerza en compresión. Debemos verificar la premisa:

$$R_{req} \leq R_{diseño} = CR \cdot R_{nominal}$$

Esto significa que la resistencia requerida para soportar las solicitaciones debe ser menor que la resistencia de diseño de la estructura propuesta, que a su vez se calcula como la resistencia nominal del perfil elegido multiplicado por un Coeficiente de Resistencia que refleja las incertidumbres sobre la calidad de fabricación de los perfiles.

Finalmente, podemos calcular la sección mínima requerida como el esfuerzo a soportar dividido entre la resistencia del material, minorado por el Coeficiente de Resistencia (que para esfuerzos axiales es de 0,85) y considerando que los perfiles metálicos estándar son fabricados con F-24 cuya tensión de fluencia es de 2400 KGF/cm^2 :

$$A_{neta} \geq \frac{8500 \text{ KGF}}{2400 \text{ KGF}/cm^2 \cdot 0,85} = 4,16 \text{ cm}^2$$



B	t	p	Ag	g	lx=ly	Sx=Sy	rx=ry	Zx=Zy	J	C
[mm]	[mm]	[m ² /m]	[cm ²]	[Kg/m]	[cm ⁴]	[cm ³]	[cm]	[cm ³]	[cm ⁴]	[cm ³]
50	1.60	0.195	3.032	2.380	11.698	4.679	1.964	5.462	18.064	7.480
	2.00	0.193	3.737	2.934	14.137	5.655	1.945	6.664	21.970	9.185
	2.50	0.191	4.589	3.602	16.931	6.773	1.921	8.078	26.507	11.221
	3.20	0.189	5.727	4.495	20.387	8.155	1.887	9.895	32.211	13.891

Figura 8: Tabla de propiedades del perfil seleccionado. Fuente: (4)

Revisando las tablas de perfiles de acero estructural recopiladas por los Ing. Troglia padre e hijo, surge que el perfil cuadrado 50x50x2,5 verifica esta condición:

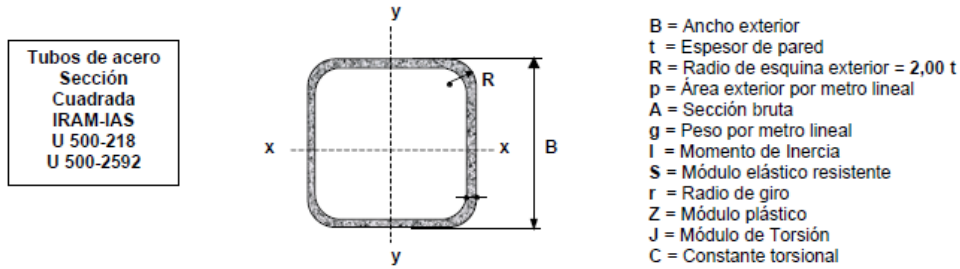
Para el caso de la columna central, el valor de tensión normal (compresión) será de 1750 KGF y el momento flector máximo (al nivel del suelo) será de 496000 KGF.cm por lo que la tensión compuesta y el criterio de selección será:

$$\sigma = \frac{F_{21}}{A_{neta} \cdot CR_{compr}} + \frac{M_{base} \cdot y}{Z \cdot CR_{flex}} \leq 2400 \text{ KGF}/cm^2$$

Donde σ es la tensión que soporta la columna, F_{21} la fuerza de compresión en la columna, A_{neta} es la sección total de la columna, M_{base} el momento flector máximo, y la separación entre el eje neutro de la columna y la fibra más alejada, y Z la rigidez a la flexión. En este caso, al tratarse de flexo-compresión, cada término incluye un Coeficiente de Resistencia diferente.

Tras varias iteraciones con distintos perfiles y separaciones, se llegó a la solución de utilizar dos perfiles cuadrado 90x90x4. Se presentan las propiedades del

perfil y el cálculo de la sección e inercia totales, de acuerdo con el teorema del transporte:



B	t	p	Ag	g	Ix=Iy	Sx=Sy	rx=ry	Zx=Zy	J	C
[mm]	[mm]	[m ² /m]	[cm ²]	[Kg/m]	[cm ⁴]	[cm ³]	[cm]	[cm ³]	[cm ⁴]	[cm ³]
90	2.50	0.35	8.59	6.74	108.50	24.11	3.55	28.01	166.95	38.22
	3.20	0.35	10.85	8.51	134.42	29.87	3.52	35.02	208.17	48.09
	4.00	0.35	13.35	10.48	161.80	35.96	3.48	42.60	252.30	58.92
	4.76	0.34	15.65	12.28	185.67	41.26	3.44	49.39	291.27	68.75
	6.35	0.34	20.21	15.86	229.17	50.93	3.37	62.30	363.45	87.88

Figura 9: Tabla de propiedades del perfil seleccionado. Fuente: (4)

$$A_{Total} = 2 \cdot A_{Propia} = 2 \cdot 13,35 \text{ cm}^2 = 26,7 \text{ cm}^2$$

$$I_{Total} = 2 \cdot I_{Propia} + 2 \cdot A_{Propia} \cdot d^2$$

$$I_{Total} = 2 \cdot 161,8 \text{ cm}^4 + 2 \cdot 13,35 \text{ cm}^2 \cdot (11,5 \text{ cm})^2 = 3854,6 \text{ cm}^4$$

Donde d es la distancia del eje neutro de la columna armada hasta el centro del perfil que la compone.

Verificamos que:

$$\sigma = \frac{1750 \text{ KGF}}{0,85 \cdot 26,7 \text{ cm}^2} + \frac{496000 \text{ KGF} \cdot \text{cm}^2}{0,9 \cdot 3854,4 \text{ cm}^2} = 2364,7 \text{ KGF/cm}^2 \leq \sigma_{0,2} = 2400 \text{ KGF/cm}^2$$

El detalle constructivo de la columna armada se detalla en el plano “Columnas Armadas”.

A continuación, analizaremos el esfuerzo que produciría un viento en dirección Norte-Sur, principalmente por fricción sobre la cubierta. Para los vientos típicos de la Provincia de Córdoba se considera una fricción de 5 KGF/m². Planteamos la separación mecánica de la estructura cada 15m (lo cual abarcaría 6 autos a cada lado del cantero y soportaría 90 paneles). El ancho total, en sentido normal al cantero es de casi 10m, con lo cual la fuerza total de fricción sobre un módulo de estructura sería

$$F_{Fricción} = 5 \text{ KGF/m}^2 \cdot (1,653 \text{ m} \cdot 9) \cdot (0,992 \text{ m} \cdot 10) = 737,9 \text{ KGF}$$

$$M_{Flector} = 737,9 \text{ KGF} \cdot 2 \text{ 400 cm} = 1 \text{ 770 960 KGF} \cdot \text{cm}$$

Ahora verificamos las columnas seleccionadas a corte y momento, considerando los esfuerzos repartidos equitativamente:

$$\tau = \frac{F_{Fr}}{A_{Tot}} \leq \sigma_f \cdot CR$$

$$\frac{1/4 \cdot 737,9 \text{ KGF}}{2 \cdot 13,35 \text{ cm}^2} = 6,91 \text{ KGF/cm}^2 \leq 2400 \text{ KGF/cm}^2 \cdot 0,9 = 2160 \text{ KGF/cm}^2$$

$$\sigma = \frac{M_{Flec} \cdot Y_{max}}{I_{Tot}} = \frac{1/4 \cdot 1770960 \text{ KGF} \cdot \text{cm} \cdot 4,5 \text{ cm}}{2 \cdot 161,8 \text{ cm}^4} \gg \sigma_f \cdot CR = 2160 \text{ KGF/cm}^2$$

Como los perfiles seleccionados no verifican al momento flector, agregamos una Cruz de San Andrés entre las dos columnas centrales, considerando los nudos como articulados (Ver plano "Cruz de San Andrés").

Calculamos la fuerza que deberá soportar cada tensor diagonal, y seguidamente la sección mínima que deberá tener cada tensor:

$$\sum F_x = F_{diag} \cdot \cos(25,64^\circ) - 737,9 \cdot 1/3 = 0$$

$$\therefore F_{diag} = \frac{737,9 \cdot 1/3}{\cos(25,64^\circ)} = 272,83 \text{ KGF}$$

$$\sum F_y = F_y - F_{diag} \cdot \sin(25,64^\circ) = 0$$

$$\therefore F_y = F_{diag} \cdot \sin(25,64^\circ) = 118,06 \text{ KGF}$$

$$A_{min} \geq \frac{\sigma_f \cdot CR}{F_{diag}} = \frac{2400 \text{ KGF/cm}^2 \cdot 0,85}{272,83 \text{ KGF}} = 7,84 \text{ cm}^2$$

Como este elemento trabajará a la tracción, podemos elegir un perfil cuadrado 60 x 60 x 4 mm, un perfil L 51 x 51 x 7,9 o una barra circular maciza de 16mm.

Finalmente, calculamos las vigas de 5m de largo que unen las columnas, donde se apoyan los paneles. De acuerdo con CIRSOC 301, la flecha máxima en cubiertas elásticas es la luz entre columnas, dividida entre 150:

$$f_{max} = \frac{L}{150}$$

Considerando que las vigas estarán separadas entre sí 1,653m, la carga distribuida linealmente sería el peso propio, menos la succión del viento, en una sección con 165,3 cm de profundidad:

$$q_{lineal} = \frac{80 \text{ KGF/cm}^2 - 12 \text{ KGF/cm}^2}{100 \text{ cm} \cdot 100 \text{ cm}} \cdot 165,3 \text{ cm} = 1,124 \text{ KGF/cm}$$

El momento flector máximo se dará a la mitad de cada viga y su valor será

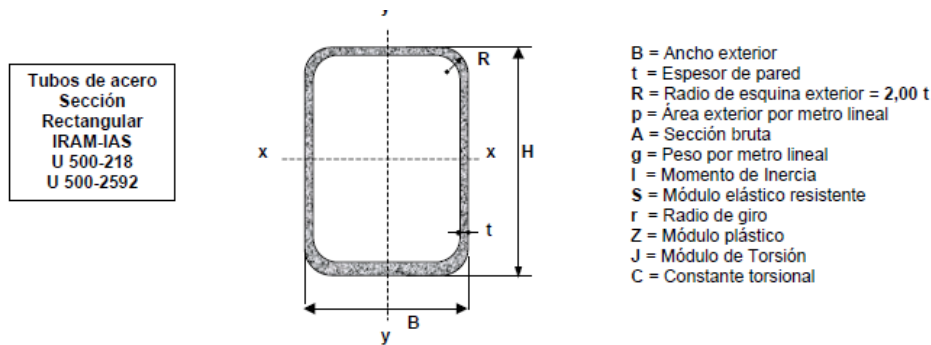
$$M_{f-max} = q \cdot \frac{l^2}{8} = 1,124 \text{ KGF/cm} \cdot \frac{(496 \text{ cm})^2}{8} = 34565 \text{ KGF} \cdot \text{cm}$$

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

$$f_{max} = \frac{5}{384} \cdot \frac{q \cdot l^4}{E \cdot I} \leq \frac{L}{150} = \frac{496cm}{150} = 3,3cm$$

$$\therefore I \geq \frac{5}{384} \cdot \frac{1,124 \text{ KGF/cm} \cdot (496cm)^4}{2\,100\,000 \text{ KGF/cm}^2 \cdot 3,3cm} = 127,82 \text{ cm}^4$$

Una solución sería utilizar un perfil rectangular 40 x 120 x 3,2 mm:



B	H	t	p	Ag	g	Ix	Sx	rx	Zx	Iy	Sy	ry	Zy	J	C
[mm]	[mm]	[mm]	[m ² /m]	[cm ²]	[Kg/m]	[cm ⁴]	[cm ³]	[cm]	[cm ³]	[cm ⁴]	[cm ³]	[cm]	[cm ³]	[cm ⁴]	[cm ³]
40	120	2.00	0.313	6.137	4.818	104.003	17.334	4.117	22.283	18.487	9.244	1.736	10.216	51.377	17.905
		2.50	0.311	7.589	5.957	126.615	21.102	4.085	27.326	22.271	11.136	1.713	12.471	62.286	21.971
		3.20	0.309	9.567	7.510	156.088	26.015	4.039	34.039	27.051	13.525	1.682	15.435	76.272	27.382
		4.00	0.306	11.748	9.222	186.733	31.122	3.987	41.222	31.809	15.905	1.645	18.553	90.430	33.161

Figura 10: Tabla de propiedades del perfil seleccionado. Fuente: (4)

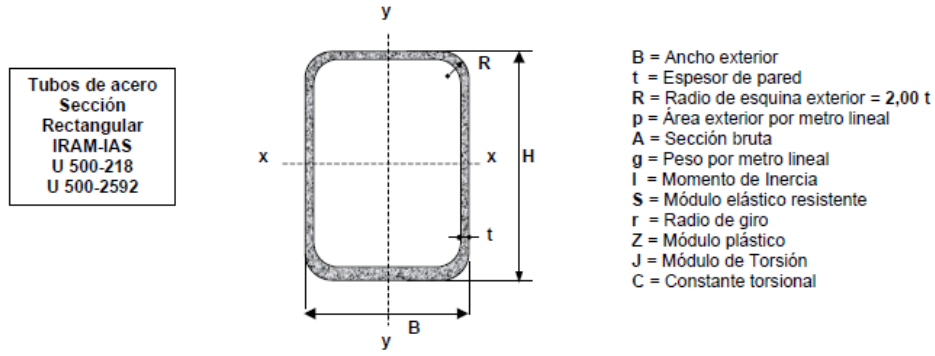
Debemos verificar la tensión máxima:

$$\sigma_{max} = M_{f-max} \cdot \frac{y_{max}}{I} \leq \sigma_f \cdot CR = 2\,400 \text{ KGF/cm}^2 \cdot 0,85 = 2\,040 \text{ KGF/cm}^2$$

$$34\,565 \text{ KGF} \cdot \text{cm} \cdot \frac{6\text{cm}}{156,088 \text{ cm}^4} = 1\,328,7 \text{ KGF/cm}^2 \leq 2\,040 \text{ KGF/cm}^2$$

Otra opción es formar una viga armada, con menor peso por metro, formada por dos perfiles 40x50x2 como se detalla en el plano "Viga Armada"

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO



B	H	t	p	Ag	g	Ix	Sx	rx	Zx	Iy	Sy	ry	Zy	J	C
[mm]	[mm]	[mm]	[m ² /m]	[cm ²]	[Kg/m]	[cm ⁴]	[cm ³]	[cm]	[cm ³]	[cm ⁴]	[cm ³]	[cm]	[cm ³]	[cm ⁴]	[cm ³]
40	50	1.60	0.175	2.712	2.129	9.824	3.930	1.903	4.688	6.970	3.485	1.603	4.027	12.667	5.932
		2.00	0.173	3.337	2.620	11.833	4.733	1.883	5.704	8.379	4.190	1.585	4.896	15.343	7.265
		2.50	0.171	4.089	3.210	14.111	5.644	1.858	6.890	9.967	4.983	1.561	5.909	18.412	8.846

Figura 11: Tabla de propiedades del perfil seleccionado. Fuente: (4)

$$I_{total} = 2 \cdot I_x + 2 \cdot A_g \cdot d^2 = 130,45 \text{ cm}^4$$

$$\sigma_{max} = M_{f-max} \cdot \frac{y_{max}}{I} \leq \sigma_f \cdot CR = 2\,400 \text{ KGF/cm}^2 \cdot 0,85 = 2\,040 \text{ KGF/cm}^2$$

$$34\,565 \text{ KGF} \cdot \text{cm} \cdot \frac{6 \text{ cm}}{130,45 \text{ cm}^4} = 1\,589,8 \text{ KGF/cm}^2 \leq 2\,040 \text{ KGF/cm}^2$$

Ambas opciones verifican a tensión y deformación, pero la viga compuesta pesa 5,24 KGF/m contra 7,51 KGF/m del perfil 40x120x3,2.

CAPÍTULO 6

6 Equipamiento eléctrico

6.1 Inversores

Technical Data	Sunny Tripower 25000TL
Input (DC)	
Max. generator power	45000 W _p
DC rated power	25550 W
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:3; B:3
Output (AC)	
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	25000 W
Max. AC apparent power	25000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
AC voltage range	180 V to 280 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V
Max. output current / Rated output current	36.2 A / 36.2 A
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0 overexcited to 0 underexcited
THD	≤ 3%
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European Efficiency	98.3% / 98.1%

Figura 12: Datos característicos del inversor utilizado.

Para la conversión de la energía eléctrica continua en alterna, optamos por la modularidad por dos motivos. Por un lado, permite que la inversión sea gradual (la instalación se puede dividir en bloques de 90 paneles más un inversor y sus respectivas protecciones). Por otro lado, en caso de desperfectos, se podría desconectar el equipo afectado, perdiendo sólo un porcentaje menor de la potencia de la instalación (por ejemplo, en caso de usar 3 inversores en la SE Norte y 2 en la SE Sur, cada inversor representa el 20% del total). Si optáramos por dos inversores (uno conectado a cada Sub Estación) en caso de desperfecto perderíamos el 50% de la potencia disponible.

El modelo elegido para este Proyecto Integrador es el Sunny Tripower 25000 TL, de la firma alemana SMA. Se optó por esta marca debido a que es una de las homologadas por Empresa Provincial de Energía de Córdoba para proyectos de

generación distribuida. El modelo fue elegido en función de la tensión CC que acepta en sus entradas y la potencia CA que puede entregar, características que nos permiten realizar una construcción modular, como se mencionó anteriormente. Una de las ventajas del modelo elegido reside en los MPP (Punto de Máxima Potencia) que son circuitos internos que acondicionan la impedancia que ven los paneles para poder obtener en todo momento la máxima transferencia de potencia entre los paneles y el inversor. También ofrece la posibilidad de inyectar energía reactiva para compensar el coseno de phi entre 0 capacitivo y 0 inductivo, además posee comunicación con protocolo RS-485 para controlar y monitorear el dispositivo, así como generar automáticamente tablas y gráficos de potencia y energía generada. Estos equipos son clasificados IP65, por lo que pueden instalarse en el mismo estacionamiento, debajo de los paneles, para desde allí llevar la energía hacia las Sub Estaciones en alterna. El estacionamiento de la Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales posee un cantero central. A cada lado de este pueden estacionarse 47 vehículos, y lo atraviesa una senda peatonal. El espacio para cada vehículo es de 2,5m x 5m y el ancho de la senda es de otros 2,5m, con lo cual el área total a cubrir es de 1200 m². Adoptando la disposición indicada en plano "Layout Paneles" logramos ubicar 720 paneles (a un promedio de 7,5 paneles por auto). Es importante resaltar que por las dimensiones de cada panel (1,652 m x 0,992 m) este es el mejor aprovechamiento que se puede hacer, que es inferior al teórico:

$$n_{\text{paneles}} = \frac{A_{\text{total}}}{A_{\text{panel}}} = \frac{1200 \text{ m}^2}{1,652 \text{ m} \cdot 0,992 \text{ m}} = 731,81 \text{ paneles}$$

Los paneles SOLARTEC modelo SOL-6P-60-260-4BB producen hasta 260 W con una tensión a circuito abierto de 38,28 V. Los inversores están diseñados para una tensión de hasta 1000 VCC en sus entradas, por lo que el límite sería de hasta 26 paneles en serie por string.

$$n_{\text{paneles/inversor}} = \frac{P_{\text{inversor}}}{P_{\text{panel}}} = \frac{25\,000 \text{ W}}{260 \text{ W}} = 96,15 \text{ paneles/inversor}$$

$$n_{\text{inversores}} = \frac{n_{\text{paneles}}}{\frac{\text{paneles}}{\text{inversor}}} = \frac{720 \text{ paneles}}{96 \frac{\text{paneles}}{\text{inversor}}} = 7,5 \text{ inversores}$$

Módulos Fotovoltaicos Policristalinos SOL-6P-60-XXX-4BB (XXX=260-285)

SOLARTEC®

Características eléctricas @ STC

Potencia Máxima [Pmax]	260W	265W	270W	275W	280W	285W
Tolerancia	0%~+3%	0%~+3%	0%~+3%	0%~+3%	0%~+3%	0%~+3%
Tensión en Pmax [Vmp]	30.99	31.25	31.30	31.50	31.68	31.92
Corriente en Pmax [Ipm]	8.39	8.48	8.63	8.73	8.84	8.93
Tensión en circuito abierto [Voc]	38.28	38.40	38.60	38.80	39.10	39.25
Corriente de cortocircuito [Isc]	8.70	8.73	8.95	9.15	9.31	9.44
Eficiencia del módulo	15.86	16.16	16.47	16.77	17.08	17.38

STC : 1000 W/m² Irradiancia, 25°C Temperatura módulo, AM1,5 distribución espectral según EN 60904-3.
La tolerancia de potencia puede ajustarse.
Las características pueden estar sujetas a cambios sin previo aviso.

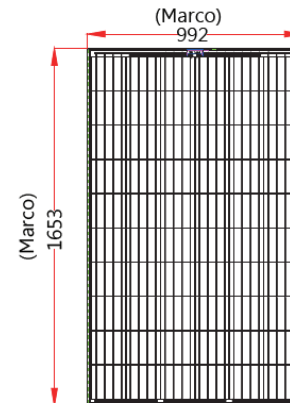


Figura 13: Datos característicos del panel solar utilizado.

Optamos entonces por agrupar los paneles en 8 inversores, y debemos recalcular la cantidad de paneles/inversor:

$$n_{\frac{\text{paneles}}{\text{inversor}}} = \frac{n_{\text{paneles}}}{n_{\text{inversores}}} = \frac{720 \text{ paneles}}{8 \text{ inversores}} = 90 \frac{\text{paneles}}{\text{inversor}}$$

Estos 90 paneles de cada inversor deben agruparse en strings de no más de 26 paneles en serie. Podemos aprovechar que el modelo de inversor seleccionado posee dos MPP independientes para separar los 90 paneles en dos strings de 22 en un MPP y dos strings de 23 en el otro MPP. La conexión de los paneles se muestra en el plano "Strings" distinguiendo los conductores que forman parte de los PFV y los que deben ser tendidos para la conexión hasta el inversor. En la parte inferior de los paneles que constituyen el techo de las cocheras se montarán perfiles "U" galvanizados de 50mm x 40mm por donde se tenderán los conductores de corriente continua.

Debajo de cada inversor se instalará un tablero IP65 con las protecciones de CC (descargadores y fusibles) y de CA (descargadores, PIA y Diferencial). Al lado de los inversores de cada extremo (Norte y Sur) se instalarán sendos gabinetes centralizadores de cada grupo de inversores con un juego de barras tetrapolar donde cada equipo aportará potencia en CA, desde este punto se llevará con un conductor apropiado la energía hasta la Sub Estación correspondiente, con sus debidas protecciones eléctricas. Las conexiones se detallan en el plano "Conexión Paneles".

6.2 Selección de Conductores

Los conductores serán calculados considerando la máxima potencia que se puede instalar para la superficie disponible (8 inversores con 720 paneles).

6.2.1 Conductor Inversor – Barras Colectoras

Para la conexión de cada inversor a las barras colectoras se seleccionó del catálogo de Prysmian el modelo Sintenax Valio de Cu-PVC 4x16mm². La máxima distancia entre un inversor y su barra colectoras es de 45m. Sus características son:

Datos Eléctricos

PRYSMIAN SINTENAX VALIO IRAM 2178

Intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre.

Sección nominal	Método D1 Caño enterrado	Método D1 Caño enterrado	Método D2 Directamente enterrado
mm ²	(12)	(13)	(14)
1,5	25	20	28
2,5	33	27	37
4	43	35	47
6	53	44	59
10	71	58	80
16	91	75	104
25	117	96	134
35	140	115	162
50	-	137	198
70	-	169	240
95	-	201	280
120	-	228	324
150	-	258	363

Figura 14: Corriente admisible en conductores Sintenax: Cu-PVC.

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

Circuitos en un mismo caño	ó N° de conductores cargados	Factor
2 monofásicos	Hasta 4	0,80
3 monofásicos	Hasta 6	0,70
2 trifásicos	Hasta 6	0,80
3 trifásicos	Hasta 9	0,70

Figura 15: Factor de desclasificación por agrupamiento.

Características técnicas- Cables con conductores de cobre					PRYSMIAN	SINTENAX	VALIO	IRAM 2178
Sección nominal	Diámetro del conductor	Espesor nominal de aislación	Espesor nominal de envoltura	Diámetro exterior aprox.	Masa aprox.	Resistencia eléctrica máx. a 70°C y 50 Hz.	Reactancia a 50 Hz.	
mm ²	mm	mm	mm mm		Kg/km	ohm/km	ohm/km	
Tetrapolares (almas de color marrón, negro, rojo y azul claro)								
1,5	1,5	0,8	1,8	11	180	15,9	0,108	
2,5	2 0,	8	1,8	12	233	9,55	0,0995	
4	2,5	1,0	1,8	15	337	5,92	0,0991	
6	3	1,0	1,8	16	433	3,95	0,0901	
10	3,9	1,0	1,8	18	627	2,29	0,0860	
16	5,0	1,0	1,8	22	992	1,45	0,0813	
25/16	-	1,2/1,0	1,8	27	1430	0,933	0,0780	
35/16	-	1,2/1,0	1,8	29	1780	0,663	0,0760	
50/25	-	1,4/1,2	1,9	31	2355	0,464	0,0777	

Figura 16: Resistencia y reactancia del conductor seleccionado.

Resistencia: 1,45 Ω/km @ 70°C

Reactancia: 0,0813 Ω/km

Intensidad admisible: 75 A (conductor tri/tetrapolar en caño enterrado)

Factor de corrección por agrupamiento (3 tri/tetrapolares en caño enterrado): 0,7

Intensidad corregida: 75 A x 0,7 = 52,5 A > 36,2 A = I_{inversor}

Si bien los inversores tienen la capacidad de inyectar energía reactiva y corregir el coseno de phi a cualquier valor que se le configure, asumiremos un caso menos que ideal con coseno de phi 0,95 (seno de phi 0,3). De acuerdo con AEA 90364 la caída de tensión en el conductor será:

$$\Delta U = k \cdot I \cdot l \cdot (R \cdot \cos\Phi + X \cdot \sen\Phi)$$

Donde k es un factor que vale 2 en circuitos monofásicos o $\sqrt{3}$ en trifásicos; I es la corriente RMS que circula por el conductor en Amper, l es la longitud del conductor en metro, R es la resistencia del conductor en ohm/km y X es la impedancia del conductor en ohm/km, Φ es el ángulo que se forma entre la tensión y la corriente en el conductor. Entonces:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 36,2 \text{ A} \cdot 0,045 \text{ km} (1,45 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 0,95 + 0,0813 \cdot 0,31)$$

$$\Delta U = 2,285 \text{ V}$$

6.2.2 Conductor TGBT – Barras colectoras

De acuerdo con mediciones de campo, el conductor que una las barras colectoras con el respectivo TGBT será de aproximadamente 125m. La corriente a transportar es ocho veces la de cada inversor (considerando la posibilidad de acoplar ambas barras en un mismo TGBT de acuerdo con el plano “Unifilar Potencia y Comando”). El conductor elegido en este caso será también Prysmian Retenax 4x1x185mm² Cu-XLPE con las siguientes características:

Datos Eléctricos

PRYSMIAN RETENAX VALIO IRAM 2178

Intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre




Sección nominal	Método D1 Caño enterrado	Método D1 Caño enterrado	Método D2 Directamente enterrado
			
mm ²	(12)	(13)	(14)
1,5	29	35	-
2,5	39	33	-
4	50	42	56
6	63	52	70
10	83	69	94
16	108	89	121
25	137	114	157
35	165	138	189
50	-	163	231
70	-	202	280
95	-	239	327
120	-	272	379
150	-	307	424
185	-	344	473
240	-	398	555
300	-	449	624

Figura 17: Corriente admisible en conductores Retenax Cu.XLPE

Características técnicas- Cables con conductores de cobre					PRYSMIAN RETENAX VALIO IRAM 2178		
Sección nominal	Diámetro Conductor	Espesor aislante nominal	Espesor de envoltura nominal	Diámetro Exterior aprox.	Masa aprox.	Resistencia eléctrica máx. a 90°C y 50 Hz.	Reactancia a 50 Hz.
mm ²	mm	mm	mm	mm	Kg/km	ohm/km	ohm/km
Unipolares (almas de color marrón)							
4	2,5	0,7	1,4	7	80	6,3	0,187
6	3,0	0,7	1,4	7,6	100	4,2	0,176
10	3,9	0,7	1,4	8,5	145	2,44	0,166
16	4,9	0,7	1,4	9,5	205	1,54	0,159
25	7,1	0,9	1,4	12	315	0,995	0,151
35	8,3	0,9	1,4	13,5	410	0,707	0,147
50	9,9	1,0	1,4	15	560	0,493	0,144
70	11,7	1,1	1,4	17	755	0,347	0,141
95	13,5	1,1	1,5	19	955	0,264	0,139
120	16,4	1,2	1,5	22,5	1245	0,207	0,136
150	17,2	1,4	1,6	24	1535	0,166	0,137
185	19,2	1,6	1,6	26,5	1855	0,137	0,137
240	23,6	1,7	1,7	31	2440	0,105	0,134
300	20,7	1,8	1,8	28,5	3015	0,0802	0,137
400	22,9	2,0	1,9	31,5	3805	0,0643	0,137

Figura 18: Resistencia y reactancia del conductor seleccionado.

Resistencia: 0,137 Ω/km

Reactancia: 0,137 Ω/km

Intensidad admisible: 473A (conductor unipolar directamente enterrado)

Factor de corrección por agrupamiento: 1

Intensidad corregida: 473 A x 1 > 290 A = 8 * 36,2 A

$$\Delta U = k \cdot I \cdot l \cdot (R \cdot \cos\Phi + X \cdot \sen\Phi)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 290 \text{ A} \cdot 0,125 \text{ km} (0,137 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 0,95 + 0,137 \cdot 0,31)$$

$$\Delta U = 10,86 \text{ V}$$

$$S^2 \cdot K^2 = (185 \text{ mm}^2)^2 \cdot \left(143 \frac{\text{A} \cdot \sqrt{\text{s}}}{\text{mm}^2}\right)^2 \cong 7 \cdot 10^8 \text{ A}^2 \cdot \text{s}$$

Donde S es la sección del conductor en mm², K es un factor que para el caso de conductores de Cu-XLPE vale 143. Este producto lo usaremos para verificar que las protecciones seleccionadas efectivamente actúen antes de que los conductores se dañen durante un cortocircuito.

6.2.3 Conductor entre barras colectoras

Tal como se indica en el diagrama unifilar adjunto, se tenderá un conductor que permita acoplar ambas barras colectoras, de forma que toda la energía generada se pueda inyectar a un mismo TGBT. A tal fin, se seleccionó un conductor Prysmian Sintenax Valio 4x1x70mm² cuyos datos son:

Características técnicas- Cables con conductores de cobre PRYSMIAN SINTENAX VALIO IRAM 2178

Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor mm	Espesor nominal de aislación mm	Espesor nominal de envoltura mm mm	Diámetro exterior aprox.	Masa aprox. Kg/km	Resistencia eléctrica máx. a 70°C y 50 Hz. ohm/km	Reactancia a 50 Hz. ohm/km
Unipolares (almas de color marrón)							
4	2,5	1,0	1,4	7,6	91	5,92	0,189
6	3,0	1,0	1,4	8,1	114	3,95	0,180
10	3,9	1,0	1,4	9,1	160	2,29	0,170
16	4,9	1,0	1,4	10,0	227	1,45	0,162
25	7,1	1,2	1,4	12,7	346	0,933	0,154
35	8,3	1,2	1,4	13,8	447	0,663	0,150
50	9,9	1,4	1,4	15,9	612	0,462	0,147
70	12,0	1,4	1,4	17,6	811	0,326	0,143
95	13,5	1,6	1,5	20,0	1037	0,248	0,142
120	16,5	1,6	1,5	22,9	1334	0,194	0,139
150	17,5	1,8	1,6	24,0	1634	0,156	0,139

Figura 19: Resistencia y reactancia del conductor seleccionado.

Resistencia: 0,326 Ω/km @ 70°C

Reactancia: 0,143 Ω/km

Intensidad admisible: 240 A (conductor unipolar enterrado)

Factor de corrección por agrupamiento (3 tri/tetrapolares en caño enterrado): 0,7

Intensidad corregida: 240 A > 145 A = 4* 36,2 A

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 145 \text{ A} \cdot 0,062 \text{ km} (0,326 \text{ } \Omega/\text{km} \cdot 0,95 + 0,143 \cdot 0,31)$$

$$\Delta U = 5,52 \text{ V}$$

Con lo cual la caída de tensión acumulada entre el inversor más alejado y el TGBT sería:

$$\Delta U = 2,285 \text{ V} + 10,86 \text{ V} + 5,52 \text{ V} = 18,665 \text{ V} < 380 \text{ V} \cdot 5\%$$

6.2.4 Barras Colectoras Solares

Como ya se explicó, en cada extremo del estacionamiento se dispondrán barras colectoras de cobre, a cada una de las cuales llegarán los conductores desde 4 inversores (Cu-PVC 4x16mm²) y de las cuales saldrán los respectivos conductores hacia los TGBT (Cu-XLPE 4x(1x185mm²)) y los conductores que interconectan ambas barras (Cu-PVC 4x(1x70mm²)) mediante el interruptor de acople NSX160. Conociendo que la corriente nominal que circulará por estas barras será 290A (el total de los 8 inversores) y que la temperatura ambiente será de 40°C, calculamos:

$$I_{barra} = \frac{I_{nom}}{FCT^{\circ}} = \frac{290A}{0,9} = 322A$$

Con lo que la selección final será una sola barra por polo activo, de 30mm x 3mm.

PLETINAS de COBRE

para APLICACIONES ELÉCTRICAS SEGÚN EN 13601

INTENSIDAD ADMISIBLE. DIN 43671																														
Temperatura ambiente 35°C • Temperatura final barras 65°C • Conductividad 56 M/Ωmm ² (ρ= 0,0178Ωmm ² /m)																														
Ancho x Espesor	Corriente alterna hasta 60 Hz								Corriente continua y alterna 16 2/3 Hz								CARACTERÍSTICAS ESTÁTICAS													
	Pintado				Brillante				Pintado				Brillante				$x - \frac{x}{F}$ $y - \frac{y}{F}$		J_x cm ⁴		W_x cm ³		I_x cm		J_y cm ⁴		W_y cm ³		I_y cm	
	Número de Barras		Número de Barras		Número de Barras		Número de Barras		Número de Barras		Número de Barras																			
1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4											
12 x 2	123	202	228		108	182	216		123	202	233		108	182	220		0,0288	0,0480	0,346	0,000800	0,00800	0,0577								
15 x 2	148	240	261		128	212	247		148	240	267		128	212	252		0,0563	0,0750	0,433	0,00100	0,0100	0,0577								
15 x 3	187	316	381		162	282	361		187	316	387		162	282	365		0,0844	0,113		0,00338	0,0225	0,0866								
20 x 2	189	302	313		162	264	298		189	302	321		162	266	303		0,133	0,133	0,577	0,00133	0,0133	0,0577								
20 x 3	237	394	454		204	348	431		237	394	463		204	348	437		0,200	0,200		0,00450	0,0300	0,0866								
20 x 5	319	560	728		274	500	690		320	562	729		274	502	687		0,333	0,333		0,02080	0,0833	0,1440								
20 x 10	497	924	1320		427	825	1180		499	932	1300		428	832	1210		0,667	0,667		0,16700	0,3330	0,2890								
25 x 3	287	470	525		245	412	498		287	470	536		245	414	506		0,391	0,313	0,722	0,00563	0,0375	0,0866								
25 x 5	384	662	869		327	586	795		384	664	841		327	590	794		0,651	0,521		0,02600	0,1040	0,1440								
30 x 3	337	544	593		285	476	564		337	546	608		286	478	575		0,675	0,450	0,866	0,00675	0,0450	0,0866								
30 x 5	447	760	944		379	672	896		448	766	950		380	676	897		1,130	0,750		0,03130	0,1250	0,1440								
30 x 10	676	1200	1670		573	1060	1480		683	1230	1630		579	1080	1520		2,250	1,500		0,25000	0,5000	0,2890								
40 x 3	435	692	725		366	600	690		436	696	748		367	604	708		1,60	0,800		0,00900	0,0600	0,0866								
40 x 5	573	952	1140		482	836	1090		576	966	1160		484	848	1100		2,67	1,330	1,15	0,04170	0,1670	0,1440								
40 x 10	850	1470	2000	2580	715	1290	1770	2280	865	1530	2000		728	1350	1880		5,33	2,670		0,33300	0,6670	0,2890								
50 x 5	697	1140	1330	2010	583	994	1260	1920	703	1170	1370		588	1020	1300		5,21	2,08	1,44	0,0521	0,208	0,144								
50 x 10	1020	1720	2320	2950	852	1510	2040	2600	1050	1830	2360		875	1610	2220		10,40	4,17		0,4170	0,833	0,289								
60 x 5	826	1330	1510	2310	688	1150	1440	2210	836	1370	1580	2060	696	1190	1500	1970	9,00	3,00	1,73	0,0625	0,250	0,144								
60 x 10	1180	1960	2610	3290	985	1720	2300	2900	1230	2130	2720	3580	1020	1870	2570	3390	18,00	6,00		0,5000	1,000	0,289								
80 x 5	1070	1680	1830	2830	885	1450	1750	2720	1090	1770	1990	2570	902	1530	1890	2460	21,30	5,33	2,31	0,0833	0,333	0,144								
80 x 10	1500	2410	3170	3930	1240	2110	2790	3450	1590	2730	3420	4490	1310	2380	3240	4280	42,70	10,70		0,6670	1,330	0,289								
100 x 5	1300	2010	2150	3300	1080	1730	2050	3190	1340	2160	2380	3080	1110	1810	2270	2960	41,70	8,33	2,89	0,1040	0,417	0,144								
100 x 10	1810	2850	3720	4530	1490	2480	3260	3980	1940	3310	4100	5310	1600	2890	3900	5150	83,30	16,70		0,8330	1,670	0,289								
120 x 10	2110	3280	4270	5130	1740	2860	3740	4500	2300	3900	4780	6260	1890	3390	4560	6010	144,00	24,00	3,46	1,0000	2,000									
160 x 10	2700	4130	5360	6320	2220	3590	4680	5530	3010	5060	6130	8010	2470	4400	5860	7110	341,00	42,70	4,62	1,3300	2,670	0,2890								
200 x 10	3290	4970	6430	7490	2690	4310	5610	6540	3720	6220	7460	9730	3040	5390	7150	9390	667,00	66,70	5,77	1,6700	3,330									

Figura 20: Corriente admisible de las barras de cobre.

6.3 Cálculo de Corrientes de Cortocircuito

De acuerdo con los datos brindados por el Laboratorio de Baja Tensión de nuestra facultad, calcularemos para cada Sub Estación las corrientes de cortocircuito en barras del TGBT y en barras de cada colector solar.

6.3.1 Zona Sur:

Transformador: Potencia Nominal 500 KVA

Tensión Nominal 380 V

Tensión de Cortocircuito 4%

Pérdidas en bobinados: 6KW

Componente resistiva de la caída de tensión de CC, en % es:

$$u_{Rr} = \frac{P_{KrT1}}{10 \cdot S_{rT}} = \frac{2000W}{10 \cdot 500KVA} = 0,4\%$$

Donde P_{KrT1} es la potencia de pérdida por cada fase del transformador, y S_{rT} es la potencia total del transformador.

La resistencia de bobinado de cada fase del transformador es:

$$R_{Tr} = \frac{P_{KrT1} \cdot U_{rT}^2}{S_{rT}^2} = \frac{2000W \cdot (380V)^2}{500 KVA^2} = 1,1552 m\Omega$$

Donde U_{rT} es la tensión nominal del transformador

La componente inductiva de la caída de tensión en CC, en % es:

$$u_{Xr} = \sqrt{u_{cc}^2 - u_{Rr}^2} = \sqrt{4\%^2 - 0,4\%^2} = 3,98\%$$

Donde u_{cc} es la tensión relativa de Cortocircuito.

La impedancia inductiva del bobinado de cada fase del transformador es:

$$X_{Tr} = \frac{10 \cdot u_{Xr} \cdot U_{rT}^2}{S_{rT}} = \frac{10 \cdot 3,98\% \cdot (380V)^2}{500KVA} = 11,494m\Omega$$

La impedancia total del transformador es entonces:

$$Z_{trafo} = \frac{U_{CC} \cdot U_{nom}^2}{100 \cdot S_{trafo}} = \frac{4 \cdot (380V)^2}{100 \cdot 500MVA} = 11,552 m\Omega$$

Verificamos el resultado con las componentes:

$$Z_{trafo} = \sqrt{X_{Tr}^2 + R_{Tr}^2} = 11,552 m\Omega$$

Despreciando la impedancia del sistema y de las líneas de MT, calculamos la corriente de CC en bornes del transformador:

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

$$I_K'' = \frac{U_{BTmax}}{\sqrt{3} \cdot Z_{ccBT}} = \frac{1,05 \cdot 380 V}{\sqrt{3} \cdot 11,552 m\Omega} = 20 KA$$

Donde U_{BTmax} es la tensión máxima en el secundario, equivalente a un 5% sobre la nominal.

Para la conexión del transformador a las barras del TGBT se encuentran tendidos dos conductores unipolares Prysmian Retenax Valio de Cu - XLPE de 185mm² de sección y 75m de largo para cada polo activo. De los catálogos obtenemos:

Características técnicas- Cables con conductores de cobre					PRYSMIAN RETENAX VALIO IRAM 2178		
Sección nominal	Diámetro Conductor	Espesor aislante nominal	Espesor de envoltura nominal	Diámetro Exterior aprox.	Masa aprox.	Resistencia eléctrica máx. a 90°C y 50 Hz.	Reactancia a 50 Hz.
mm ²	mm	mm	mm	mm	Kg/km	ohm/km	ohm/km
Unipolares (almas de color marrón)							
4	2,5	0,7	1,4	7	80	6,3	0,187
6	3,0	0,7	1,4	7,6	100	4,2	0,176
10	3,9	0,7	1,4	8,5	145	2,44	0,166
16	4,9	0,7	1,4	9,5	205	1,54	0,159
25	7,1	0,9	1,4	12	315	0,995	0,151
35	8,3	0,9	1,4	13,5	410	0,707	0,147
50	9,9	1,0	1,4	15	560	0,493	0,144
70	11,7	1,1	1,4	17	755	0,347	0,141
95	13,5	1,1	1,5	19	955	0,264	0,139
120	16,4	1,2	1,5	22,5	1245	0,207	0,136
150	17,2	1,4	1,6	24	1535	0,166	0,137
185	19,2	1,6	1,6	26,5	1855	0,137	0,137
240	23,6	1,7	1,7	31	2440	0,105	0,134
300	20,7	1,8	1,8	28,5	3015	0,0802	0,137
400	22,9	2,0	1,9	31,5	3805	0,0643	0,137

Figura 21: Resistencia y reactancia del conductor preexistente: RETENAX Cu-XLPE.

$$R_{90^{\circ}C} = 0,137 \Omega/Km$$

$$R_{20^{\circ}C} = 0,137 \Omega/Km (1 + 4 \cdot 10^{-3} 1/^{\circ}C \cdot (20^{\circ}C - 90^{\circ}C)) = 0,09864 \Omega/Km$$

$$X_{50Hz} = 0,137 \Omega/Km$$

Por lo que la resistencia y reactancia que sumaremos al circuito será:

$$R_{Cable} = \frac{0,09864 \Omega/Km \cdot 0,075Km}{2} = 3,699 m\Omega$$

$$X_{Cable} = \frac{0,137 \Omega/Km \cdot 0,075Km}{2} = 5,1375 m\Omega$$

Con lo cual las componentes de la impedancia en barras del TGBT son:

$$R_{barras} = R_{trafo} + R_{conductores} = 1,1552 m\Omega + 3,699 m\Omega = 4,8242 m\Omega$$

$$X_{barras} = X_{trafo} + X_{conductores} = 11,494 \text{ m}\Omega + 5,1375 \text{ m}\Omega = 16,6315 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{barras} = \sqrt{X_{barras}^2 + R_{barras}^2} = 17,317 \text{ m}\Omega$$

La corriente simétrica inicial de cortocircuito será:

$$I_k'' = \frac{1,05 \cdot 380V}{\sqrt{3} \cdot 17,317 \text{ m}\Omega} = 13\,336 \text{ A}$$

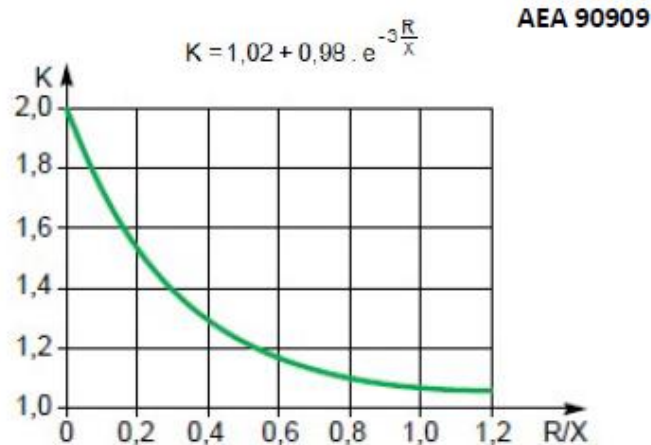


Figura 22: Factor de corriente pico de cortocircuito.

El factor de corriente pico de cortocircuito será:

$$R/X = 0,29 \rightarrow k = 1,4305$$

Con lo cual la corriente pico en barras del TGBT es:

$$I_p = \sqrt{2} \cdot k \cdot I_k'' = 26\,970 \text{ A}$$

Seleccionamos para la salida del TGBT hacia cada barra colectora el interruptor compacto de la firma Schneider modelo NSX400-F:

$$I_n = 400 \text{ A} > I_{inversores} = 290 \text{ A}$$

$$I_{cu} = I_{cs} = 36 \text{ kA} > I_k'' = 13\,336 \text{ A}$$

Este mismo modelo se puede emplear para unir ambas SE de manera que, si un transformador o línea MT queda fuera de servicio, se pueda alimentar las cargas prioritarias de una SE desde la otra y principalmente brindar el sincronismo necesario para que los inversores funcionen (recordemos que tienen protección anti-isla).

Common characteristics				Schneider Electric						
Rated voltages	Insulation voltage (V)	Ui	800							
	Insulation voltage for ELCB [4]		500							
	Impulse withstand voltage (kV)	Uimp	8							
	Operational voltage (V)	Ue	AC 50/60 Hz	690						
	Operation voltage for ELCB [4]	Ue	AC 50/60 Hz	440						
Suitability for isolation		IEC/EN 60947-2	yes							
Utilisation category			A							
Pollution degree		IEC 60664-1	3							
Circuit breakers				NSX400						
Breaking capacity levels				F	N	H	S	L		
Electrical characteristics as per IEC/EN 60947-2										
Rated current (A)	In	40 °C		400						
Number of poles				3, 4						
Breaking capacity (kA rms)										
	Icu	AC 50/60 Hz	220/240 V	40	85	100	120	150		
			380/415 V	36	50	70	100	150		
			440 V	30	42	65	90	130		
			500 V	25	30	50	65	70		
			525 V	20	22	35	40	50		
			660/690 V	10	10	20	25	35		
Service breaking capacity (kA rms)										
	Ics	AC 50/60 Hz	220/240 V	40	85	100	120	150		
			380/415 V	36	50	70	100	150		
			440 V	30	42	65	90	130		
			500 V	25	30	50	65	70		
			525 V	10	11	11	12	12		
			660/690 V	10	10	10	12	12		
Durability (C-O cycles)										
		Mechanical		15000						
		Electrical	440 V	In/2	12000					
				In	6000					
			690 V	In/2	6000					
				In	3000					
Characteristics as per UL 508										
Breaking capacity (kA rms)		AC 50/60 Hz	240 V	85	85	85	-	-		
			480 V	35	50	65	-	-		
			600 V	20	10	20	-	-		

Figura 23: Datos característicos del interruptor seleccionado.

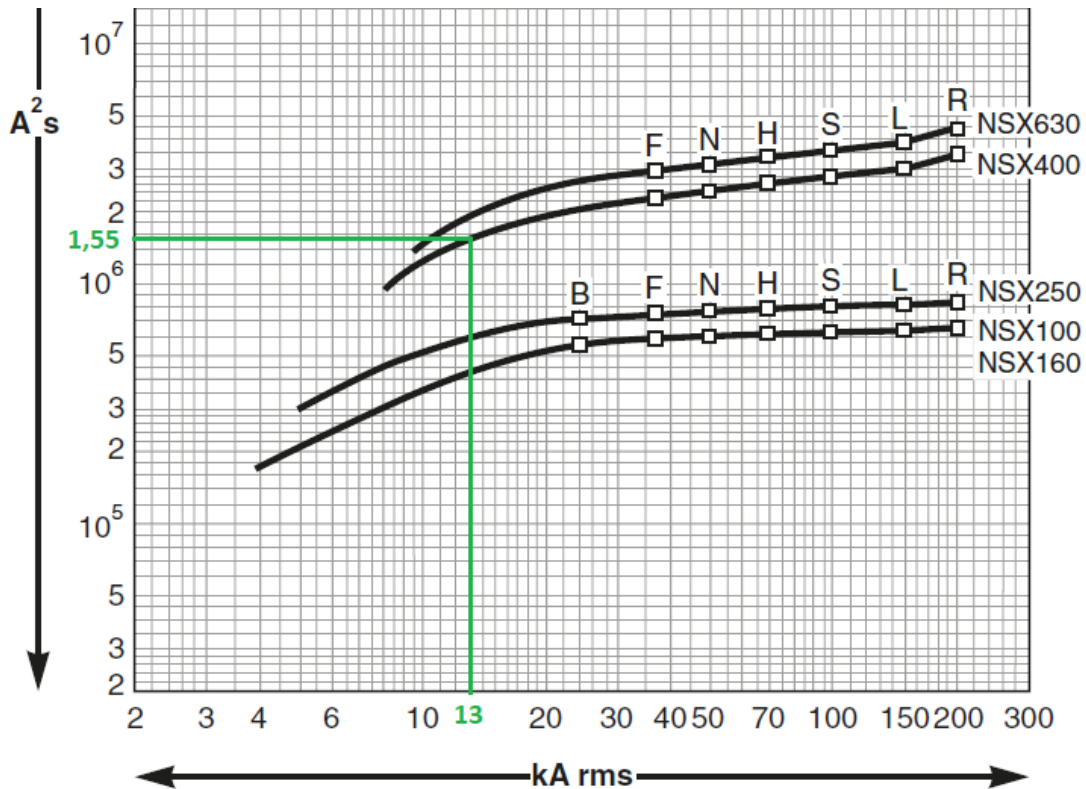


Figura 24: Curvas de limitación de energía pasante de cortocircuito.

Debemos verificar que la energía pasante del interruptor seleccionado sea menor que el producto S^2K^2 del conductor aguas abajo:

$$i_{CC}^2 \cdot t(14kA) = 1,55 \cdot 10^6 A^2 \cdot s < S^2k^2 = (185mm^2)^2 \cdot \left(143 \frac{A \cdot \sqrt{s}}{mm^2}\right)^2 \cong 7 \cdot 10^8 A^2 \cdot s$$

Con lo cual el interruptor seleccionado soporta la corriente nominal, la corriente simétrica inicial de cortocircuito, y protege efectivamente el conductor aguas abajo (que conecta el TGBT hasta las barras colectoras de los inversores).

Ahora calcularemos la impedancia mínima del conductor que une el TGBT con la barra colectora, a fin de determinar el cortocircuito máximo en la misma.

$$\begin{aligned} R_{90^\circ C} &= 0,137 \Omega/Km \\ R_{20^\circ C} &= 0,137 \Omega/Km (1 + 4 \cdot 10^{-3} 1/^\circ C \cdot (20^\circ C - 90^\circ C)) = 0,09864 \Omega/Km \\ X_{50Hz} &= 0,137 \Omega/Km \end{aligned}$$

Por lo que la resistencia y reactancia que sumaremos al circuito será:

$$\begin{aligned} R_{cable} &= 0,09864 \Omega/Km \cdot 0,125Km = 12,33m\Omega \\ X_{cable} &= 0,137 \Omega/Km \cdot 0,125Km = 17,125 m\Omega \end{aligned}$$

Con lo cual las componentes de la impedancia en las barras colectoras son:

$$\begin{aligned} R_{colector} &= R_{trafo} + R_{conductores1} + R_{conductores2} \\ R_{colector} &= 1,1552 m\Omega + 3,699 m\Omega + 12,33 m\Omega = 17,1842 m\Omega \\ X_{barras} &= X_{trafo} + X_{conductores1} + X_{conductores2} \\ X_{barras} &= 11,494 m\Omega + 5,1375 m\Omega + 17,125 m\Omega = 33,7565m\Omega \\ Z_{barras} &= \sqrt{X_{barras}^2 + R_{barras}^2} = 37,879 m\Omega \end{aligned}$$

La corriente simétrica inicial de cortocircuito será:

$$I_k'' = \frac{1,05 \cdot 380V}{\sqrt{3} \cdot 37,879 m\Omega} = 6\,081 A$$

Con esta cifra podemos determinar que un Pequeño Interruptor Automático bajo la norma IEC 60947-2 será capaz de soportar un cortocircuito en bornes de los inversores, y que el interruptor compacto de cabecera podrá ser seleccionado por corriente nominal. Por esto, elegimos un Schneider NSX160

Common characteristics			
Rated voltages	Insulation voltage (V)	Ui	800
	Insulation voltage for ELCB [9] Ui		500
	Impulse withstand voltage (kV) Uimp		8
	Operational voltage (V) Ue	AC 50/60 Hz	690
	Operation voltage for ELCB [9] Ue	AC 50/60 Hz	440
Suitability for isolation	IEC/EN 60947-2		yes
Utilisation category			A
Pollution degree	IEC 60664-1		3



Circuit breakers				NSX160 [4]					
Breaking capacity levels				B F N H S L					
Electrical characteristics as per IEC/EN 60947-2									
Rated current (A)	In	40 °C		160					
Number of poles				2 [9], 3, 4					
Breaking capacity (kA rms)									
Icu	AC 50/60 Hz	220/240 V	40 85 90 100 120 150						
		380/415 V	25 36 50 70 100 150						
		440 V	20 35 50 65 90 130						
		500 V	15 30 36 50 65 70						
		525 V	- 22 35 35 40 50						
		660/690 V	- 8 10 10 15 20						
Service breaking capacity (kA rms)									
Ics	AC 50/60 Hz	220/240 V	40 85 90 100 120 150						
		380/415 V	25 36 50 70 100 150						
		440 V	20 35 50 65 90 130						
		500 V	15 30 36 50 65 70						
		525 V	- 22 35 35 40 50						
		660/690 V	- 8 10 10 15 20						
Durability (C-O cycles)	Mechanical			40000					
		Electrical	440 V	In/2	40000				
				In	20000				
			690 V	In/2	15000				
		In	7500						
Characteristics as per UL 508									
Breaking capacity (kA rms)	AC 50/60 Hz	240 V	- 85 85 85 - -						
		480 V	- 35 50 65 - -						
		600 V	- 10 10 10 - -						

6.3.2 Zona Norte:

Transformador: Potencia Nominal 500 KVA
 Tensión Nominal 380 V
 Tensión de Cortocircuito 4%
 Pérdidas en bobinados: 6KW

$$u_{Rr} = \frac{P_{KrT1}}{10 \cdot S_{rT}} = \frac{2000W}{10 \cdot 500KVA} = 0,4\%$$

$$R_{Tr} = \frac{P_{KrT1} \cdot U_{rT}^2}{S_{rT}^2} = \frac{2000W \cdot (380V)^2}{500 KVA^2} = 1,1552 m\Omega$$

$$u_{Xr} = \sqrt{u_{cc}^2 - u_{Rr}^2} = \sqrt{4\%^2 - 0,4\%^2} = 3,98\%$$

$$X_{Tr} = \frac{10 \cdot u_{Xr} \cdot U_{rT}^2}{S_{rT}} = \frac{10 \cdot 3,98\% \cdot (380V)^2}{500KVA} = 11,494m\Omega$$

$$X_{trafo} \cong Z_{trafo} = \frac{U_{CC} \cdot U_{nom}^2}{100 \cdot S_{trafo}} = \frac{4 \cdot (380V)^2}{100 \cdot 500MVA} = 11,552 m\Omega$$

Despreciando la impedancia del sistema y de las líneas de MT, calculamos la corriente de CC en bornes del transformador:

$$I_{ccBT} = \frac{U_{BTmax}}{\sqrt{3} \cdot Z_{ccBT}} = \frac{1,05 \cdot 380 V}{\sqrt{3} \cdot 11,552 m\Omega} = 20 KA$$

Para la conexión del transformador a las barras del TGBT se han definido dos conductores unipolares de Cu - XLPE de 240mm² de sección y 43m de largo para cada polo activo. De catálogo obtenemos:

Características técnicas- Cables con conductores de cobre					PRYSMIAN RETENAX VALIO IRAM 2178		
Sección nominal	Diámetro Conductor	Espesor aislante nominal	Espesor de envoltura nominal	Diámetro Exterior aprox.	Masa aprox.	Resistencia eléctrica máx. a 90°C y 50 Hz.	Reactancia a 50 Hz.
mm ²	mm	mm	mm	mm	Kg/km	ohm/km	ohm/km
Unipolares (almas de color marrón)							
4	2,5	0,7	1,4	7	80	6,3	0,187
6	3,0	0,7	1,4	7,6	100	4,2	0,176
10	3,9	0,7	1,4	8,5	145	2,44	0,166
16	4,9	0,7	1,4	9,5	205	1,54	0,159
25	7,1	0,9	1,4	12	315	0,995	0,151
35	8,3	0,9	1,4	13,5	410	0,707	0,147
50	9,9	1,0	1,4	15	560	0,493	0,144
70	11,7	1,1	1,4	17	755	0,347	0,141
95	13,5	1,1	1,5	19	955	0,264	0,139
120	16,4	1,2	1,5	22,5	1245	0,207	0,136
150	17,2	1,4	1,6	24	1535	0,166	0,137
185	19,2	1,6	1,6	26,5	1855	0,137	0,137
240	23,6	1,7	1,7	31	2440	0,105	0,134
300	20,7	1,8	1,8	28,5	3015	0,0802	0,137
400	22,9	2,0	1,9	31,5	3805	0,0643	0,137

Figura 25: Resistencia y reactancia del conductor preexistente: RETENAX Cu-XLPE

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

$$R_{90^{\circ}\text{C}} = 0,105 \Omega/\text{Km}$$

$$R_{20^{\circ}\text{C}} = 0,105 \Omega/\text{Km} (1 + 4 \cdot 10^{-3} 1/^{\circ}\text{C} \cdot (20^{\circ}\text{C} - 90^{\circ}\text{C})) = 0,0756 \Omega/\text{Km}$$

$$X_{50\text{Hz}} = 0,134 \Omega/\text{Km}$$

Por lo que la resistencia y reactancia que sumaremos al circuito será:

$$R_{\text{Cable}} = \frac{0,0756 \Omega/\text{Km} \cdot 0,043 \text{Km}}{2} = 1,6254 \text{ m}\Omega$$

$$X_{\text{Cable}} = \frac{0,134 \Omega/\text{Km} \cdot 0,043 \text{Km}}{2} = 2,881 \text{ m}\Omega$$

Con lo cual las componentes de la impedancia en barras son:

$$R_{\text{barras}} = R_{\text{trafo}} + R_{\text{conductores}} = 1,1552 \text{ m}\Omega + 1,6254 \text{ m}\Omega = 2,7806 \text{ m}\Omega$$

$$X_{\text{barras}} = X_{\text{trafo}} + X_{\text{conductores}} = 11,494 \text{ m}\Omega + 2,881 \text{ m}\Omega = 14,375 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{\text{barras}} = \sqrt{X_{\text{barras}}^2 + R_{\text{barras}}^2} = 14,64 \text{ m}\Omega$$

$$I_k'' = \frac{1,05 \cdot 380\text{V}}{\sqrt{3} \cdot 14,64 \text{ m}\Omega} = 15\,735 \text{ A}$$

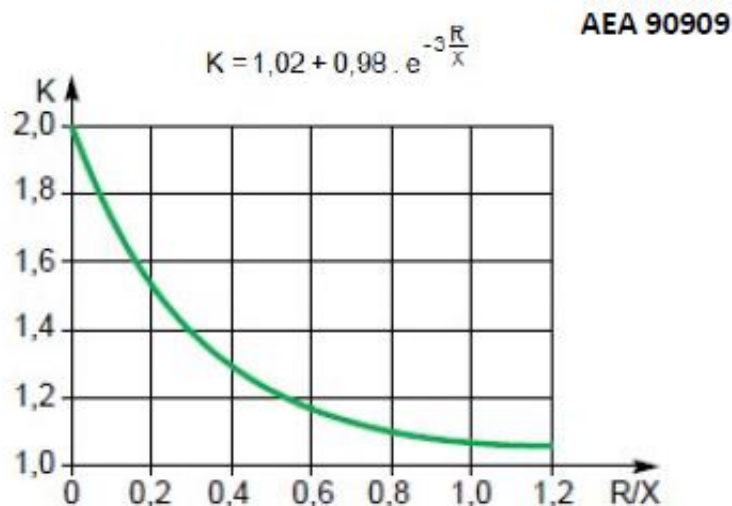


Figura 26: Factor de corriente pico de cortocircuito.

$$R/X = 0,193 \rightarrow k = 1,5686 I_p = \sqrt{2} \cdot k \cdot I_k'' = 34\,905 \text{ A}$$

Del catálogo de interruptores compactos de la firma Schneider seleccionamos el modelo NSX400-F, cuyos datos son:

$$I_n = 400 \text{ A} > I_{\text{inversores}} = 290 \text{ A}$$

$$I_{cu} = I_{cs} = 36 \text{ kA} > I_k'' = 15,735 \text{ kA}$$

Common characteristics			
Rated voltages	Insulation voltage (V)	Ui	800
	Insulation voltage for ELCB [4]		500
	Impulse withstand voltage (kV)	Uimp	8
	Operational voltage (V)	Ue AC 50/60 Hz	690
	Operation voltage for ELCB [4]	Ue AC 50/60 Hz	440
Suitability for isolation	IEC/EN 60947-2	yes	
Utilisation category		A	
Pollution degree	IEC 60664-1	3	



Circuit breakers		NSX400				
Breaking capacity levels		F	N	H	S	L
Electrical characteristics as per IEC/EN 60947-2						
Rated current (A)	In 40 °C	400				
Number of poles		3, 4				
Breaking capacity (kA rms)						
Icu	AC 50/60 Hz 220/240 V	40	85	100	120	150
	380/415 V	36	50	70	100	150
	440 V	30	42	65	90	130
	500 V	25	30	50	65	70
	525 V	20	22	35	40	50
660/690 V	10	10	20	25	35	
Service breaking capacity (kA rms)						
Ics	AC 50/60 Hz 220/240 V	40	85	100	120	150
	380/415 V	36	50	70	100	150
	440 V	30	42	65	90	130
	500 V	25	30	50	65	70
	525 V	10	11	11	12	12
660/690 V	10	10	10	12	12	
Durability (C-O cycles)	Mechanical	15000				
	Electrical	440 V In/2	12000			
		In	6000			
		690 V In/2	6000			
In	3000					
Characteristics as per UL 508						
Breaking capacity (kA rms)	AC 50/60 Hz 240 V	85	85	85	-	-
	480 V	35	50	65	-	-
	600 V	20	10	20	-	-

Figura 27: Datos característicos del interruptor seleccionado.

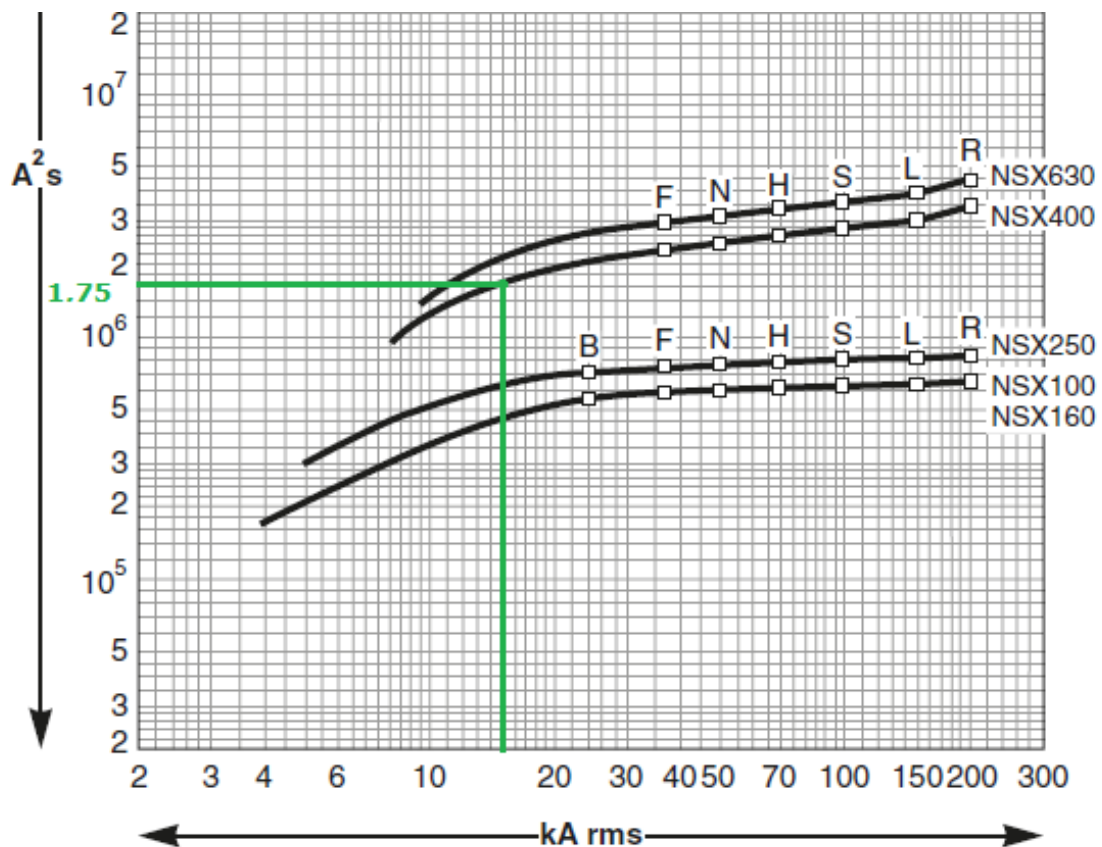


Figura 28: Curva de limitación de energía pasante de cortocircuito.

Debemos verificar que la energía pasante del interruptor seleccionado sea menor que el producto S^2K^2 del conductor aguas abajo:

$$i_{cc}^2 \cdot t(15kA) = 1,75 \cdot 10^6 A^2 \cdot s < S^2k^2 = (240mm^2)^2 \cdot \left(143 \frac{A \cdot \sqrt{s}}{mm^2}\right)^2 \cong 1,18 \cdot 10^9 A^2 \cdot s$$

Con lo cual el interruptor seleccionado soporta la corriente nominal, la corriente simétrica inicial de cortocircuito, y protege efectivamente el conductor aguas abajo (que conecta el TGBT hasta las barras colectoras de los inversores).

Ahora calcularemos la impedancia mínima del conductor que une el TGBT con la barra colectora, a fin de determinar el cortocircuito máximo en la misma.

$$\begin{aligned} R_{90^\circ C} &= 0,137 \Omega/Km \\ R_{20^\circ C} &= 0,137 \Omega/Km (1 + 4 \cdot 10^{-3} 1/^\circ C \cdot (20^\circ C - 90^\circ C)) = 0,09864 \Omega/Km \\ X_{50Hz} &= 0,137 \Omega/Km \end{aligned}$$

Por lo que la resistencia y reactancia que sumaremos al circuito será:

$$\begin{aligned} R_{Cable} &= 0,09864 \Omega/Km \cdot 0,125Km = 12,33m\Omega \\ X_{Cable} &= 0,137 \Omega/Km \cdot 0,125Km = 17,125 m\Omega \end{aligned}$$

Con lo cual las componentes de la impedancia en las barras colectoras son:

$$\begin{aligned} R_{colector} &= R_{trafo} + R_{conductores1} + R_{conductores2} \\ R_{colector} &= 1,1552 m\Omega + 1,6254 m\Omega + 12,33 m\Omega = 15,1106 m\Omega \\ X_{barras} &= X_{trafo} + X_{conductores1} + X_{conductores2} \\ X_{barras} &= 11,494 m\Omega + 2,881 m\Omega + 17,125 m\Omega = 31,5m\Omega \\ Z_{barras} &= \sqrt{X_{barras}^2 + R_{barras}^2} = 34,937m\Omega \end{aligned}$$

La corriente simétrica inicial de cortocircuito será:

$$I_k'' = \frac{1,05 \cdot 380V}{\sqrt{3} \cdot 34,937 m\Omega} = 6 594 A$$

Con esta cifra podemos determinar que un Pequeño Interruptor Automático bajo la norma IEC 60947-2 será capaz de soportar un cortocircuito en bornes de los inversores.

6.4 Protecciones eléctricas

Para la protección contra sobretensiones producidas por descargas atmosféricas en la parte de corriente continua, seleccionamos descargadores de la marca ABB modelo OVR PV 40-1000 P TS, diseñados específicamente para aplicaciones fotovoltaicas para una tensión nominal de 1000 VCC (nuestros strings tienen $23 \times 38,28V = 880,44VCC$). Estos dispositivos son los encargados de poner a tierra la parte activa frente a una tensión mayor a la de umbral para la cual fueron diseñados. Esto provoca la apertura de la protección asociada, en este caso utilizamos fusibles cilíndricos 20x127 aptos para la tensión del string.

Para la selección del calibre de los fusibles, adoptamos una corriente nominal del fusible (I_n) de un 40% superior a la corriente de cortocircuito de los módulos (I_{SC}) (por falta de información sobre cortocircuito con máxima irradiación solar):

$$I_n \geq 1,4 \cdot I_{SC} = 1,4 \cdot 8,7 A = 12,18 A$$

A su vez, la corriente nominal del fusible debe proteger al módulo frente a corrientes inversas (I_R). El módulo seleccionado tolera hasta 15A en este modo:

$$I_n < I_R$$

El valor de corriente nominal de los fusibles en este rango es de 12 A y 16 A. Optamos por el calibre de 12 A, ya que el de 16A no aseguraría la protección frente a corrientes inversas. Además, la condición de máxima corriente de cortocircuito se da cuando la radiación solar es máxima y la temperatura mínima, situación poco probable en Córdoba. Aun así, la protección se activaría tempranamente (criterio conservador) en lugar de tardíamente (arriesgado).

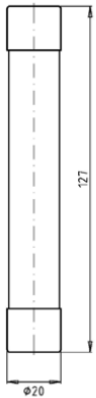
Los fusibles seleccionados son de la marca SIBA Modelo 90 082 10.12 en tamaño 20x127, de 12 A nominales aptos hasta 1500 VDC. Serán instalados en bases portafusibles tipo tabaquera, de la marca SIBA modelo 98 080 01 aptas para fusibles 20x127 de hasta 63 A, las cuales brindan la opción de funcionar como seccionador sin utilizar ningún accesorio para la desconexión de los fusibles, y permiten el montaje sobre riel DIN estándar.

Esta configuración de descargador + fusibles se repetirá en cada uno de los cuatro strings que alimentan a cada uno de los 8 inversores que comprenden la instalación final.



URZ- Fuse-links cylindrical

DC 1000 V **Ø 20 x 127 mm** Packing unit: 12 pieces



Class aR gR		EN IEC 60 269-4 DIN VDE 0636-40		
Rated Voltage	Article No	Size	Rated Current without indicator	Rated Current with indicator
V			A	A
DC 1000	90 080 10	20 x 127 mm	< 6	6-63
Bemessungs- spannung Rated Voltage	Artikel Nr. Article No	Größe Size	Bemessungsstrom mit Auslöser Rated Current with striker pinr	
V			A	
DC 1000	90 082 10	20 x 127 mm	6-63	

Rated breaking capacity 30 kA

90 080 10

Rated Current	Article No.		Weight	Operating class	Pre-Arcing- I ² t-Value	Total I ² t-Value @ DC 1000 V	Power Loss
		Striker 2,5 N					
A	Kennmelder	Striker 2,5 N	kg / 1		A ² s	A ² s	W
3,15	90 080 10.3,15		0,10	aR	2	13	4,1
6	90 080 10.6	90 082 10.6	0,10	gR	3	17	3,0
8	90 080 10.8	90 082 10.8	0,10	gR	7	42	3,2
10	90 080 10.10	90 082 10.10	0,10	gR	13	75	3,4
12	90 080 10.12	90 082 10.12	0,10	gR	20	120	4,6
16	90 080 10.16	90 082 10.16	0,10	gR	52	300	5,7
20	90 080 10.20	90 082 10.20	0,10	gR	82	470	6,8
25	90 080 10.25	90 082 10.25	0,10	gR	118	670	8,1

Figura 29: Datos característicos del fusible del lado de CC.



Surge Protective Device Type : **OVR PV 40-1000 P TS**

Part : 2CTB803953R6500

EAN : 3660308516541

FR : B395365

Pluggable Unit



Electrical characteristics

Types of networks		Photovoltaic Systems - d.c. side
Type / test class		T2 / II
Number of protected Lines / Type of current		2 / d.c.
Protection mode		Common and Differential
Short circuit current I _{scpv}	kA	10
Maximal continuous operating voltage U _{cpv} (L/L)	V	1100
Voltage protection level U _p at In (L/L) / (L/PE)	kV	3,8 / 3,8
Nominal discharge current In (8/20)	kA	20
Maximal discharge current I _{max} (8/20)	kA	40
Ground residual current I _{RE}	µA	< 10
Response Time	ns	< 25
Follow current interrupted I _{fi}	A	
Integrated thermal disconnecter		Yes

Figura 30: Datos característicos del Protector de Sobretensiones SPD del lado de CC.

OVR T2 3N 40-275 P TS QS Power and productivity for a better world™ **ABB**

CHARACTERISTICS	Key characteristics			
	Protection mode		L-N/N-PE/L-PE	
	Number of protected lines		4	
	Test class		II	
	Integrated thermal disconnecter		Yes	
	End of life indicator		Yes	
	Safety reserve		No	
	Electrical characteristics			
	Nominal discharge current	I_n (8/20)	kA	20
	Maximal discharge current	I_{max} (8/20)	kA	40
	Impulse current	I_{imp} (10/350)	kA	2
	Maximal continuous operating voltage	U_c	V	275
	Type of current / frequency		Hz	a.c. 47-63
	Voltage protection level at I_n	U_p (L-PE)	kV	-
	Voltage protection level at I_n	U_p (L-N)	kV	1,25
	Voltage protection level at I_n	U_p (N-PE)	kV	1,4
	Short circuit withstand	I_{SCCR}	kA	100
	Total current	I_{TOTAL}	kA	80
	Follow current interrupted	I_n	kA	- / 0.1
	Ground residual current	I_{PE}	μ A	< 10
	TOV withstand (L-N : 5s / N-PE : 200 ms)	U_T	V	337 / 1200
	Voltage Combination Wave	U_{OC}	kV	20
	Required thermal/back up protection			
	Curve B or C Circuit breaker		A	≤ 125
	gG - gL fuse		A	≤ 125

Figura 31: Datos característicos del Protector de Sobretensiones SPD del lado de CA.

Del lado de alterna, cada inversor lleva protección contra descargas atmosféricas, contra sobrecargas y cortocircuitos, y contra contactos directos e indirectos. Para esto emplearemos descargadores también de la marca ABB, modelo OVR T2 3N 40-275. Este modelo brinda protección en modo común (entre cada conductor activo y Tierra) y en modo diferencial (entre conductores activos). Posee un contacto auxiliar que puede cablearse a un tablero de comando para dar alarma y activar la reposición del cartucho a fin de lograr la protección continua.

Finalmente, para la protección de las personas se seleccionó un interruptor diferencial 4x40A 30mA Schneider ID "SI" Multi 9 Superinmunizado 23529

Para la protección de los conductores de salida desde el inversor hasta la barra colectora correspondiente, se seleccionó un Pequeño Interruptor Automático PIA 4x40A Schneider iC60N Curva B A9F78440. Tal como se demostró en la sección de Cálculo de Cortocircuito, la corriente máxima de cortocircuito en esta parte del sistema es lo suficientemente baja para permitir el uso de estas protecciones:



IDsi «superinmunizado»

IEC 61008

Gama ID clase A superinmunizados “si”

particularmente adaptada para asegurar la óptima protección y continuidad de servicio en instalaciones que presenten:

- Riesgo de disparos intempestivos provocados por rayos, iluminación fluorescente, maniobras bruscas en la red, transitorios, etc.
- Riesgo de no disparo del dispositivo diferencial convencional en presencia de defecto por cegado debido a:
 - Presencia de armónicos y altas frecuencias.
 - Presencia de componentes continuas

(diodos, tiristores, triacs, etc.).

- Bajas temperaturas.
- Para uso en sector terciario e industrial.
- Aplicaciones en redes computacionales de datos y comunicación.
- Alumbrado fluorescente.
- Variación de velocidad y electrónica de potencia en general
- Inmunidad a disparos intempestivos: nivel de inmunidad de 3kA de cresta para los instantáneos y 5kA de cresta, ambos según onda periódica 8/20 μs
- Temperatura ambiente mínima de utilización de -25° C.

N.º de polos	Tensión V	Sensibilidad (mA)	Calibre (A)	IDsi clase A “si”
4 polos	415	30	25	23526
		30	40	23529
		30	63	23530

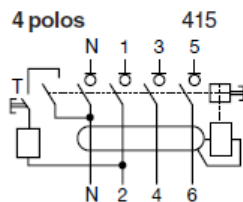


Figura 32: Datos característicos del interruptor diferencial seleccionado.

Interruptores automáticos iC60N



UNE-EN 60947-2, UNE-EN 60898-1
Curvas B, C y D

- Los iC60N son interruptores automáticos que combinan las siguientes funciones:
 - Protección de circuitos contra corrientes de cortocircuito.
 - Protección de circuitos contra corrientes de sobrecarga.
 - Adecuados para aislamiento industrial según la norma UNE-EN 60947-2.
 - Señalización de defecto mediante un indicador mecánico situado en la parte frontal del interruptor automático.

Corriente alterna (CA) 50/60 Hz					
Poder de corte (Icu) según la norma UNE-EN 60947-2					Poder de corte de servicio (Ics)
	Tensión (Ue)				
F/F (2P, 3P, 4P)	12 a 133 V	220 a 240 V	380 a 415 V	440 V	100 % de Icu
F/N (1P, 1P+N)	12 a 60 V	100 a 133 V	220 a 240 V	–	
Calibre (In)	0,5 a 4 A	50 kA	50 kA	50 kA	75% de Icu
	6 a 63A	36 kA	20 kA	10 kA	

Figura 33: Datos característicos del Pequeño Interruptor Automático seleccionado.

CAPÍTULO 7

7 Análisis Económico

Para el análisis económico estudiamos la energía tomada de la red y la potencia demandada a lo largo de un año calendario, en ambas S.E. Cabe recordar que tanto la S.E Norte como la Sur alimentan cargas que se encuentran fuera del edificio propio de la F.C.E.F y N, como ser el Centro de Investigaciones Biológicas y Tecnológicas, Instituto Multidisciplinario de Biología Vegetal, Centro de Ecología y Recursos Naturales Renovables, circuitos de iluminación exterior, entre otros. Por este motivo, existen diferencias entre las mediciones relevadas en los TGBT de la facultad y las mediciones indicadas por los medidores de EPEC sobre los transformadores.

Partiendo de la base de los datos brindados por el Señor Oscar Marchi, del Laboratorio de Baja Tensión de nuestra Facultad, analizamos el período comprendido entre el 12 de marzo de 2018 y el 10 de marzo de 2019. Contemplando los feriados indicados en el calendario académico de la facultad, los asuetos dictados por el HCD, las fechas de inicio y fin de cursadas, mesas de exámenes, y la forma de las curvas diarias de consumo, se definieron cuatro tipos de comportamiento diario de la demanda:

- Días con cursado normal y actividades administrativas, donde el consumo aumenta a primera hora de la mañana, disminuye levemente al mediodía para incrementarse aproximadamente a las 14hs, y finalmente declina desde las 19hs.

(Tipología “A”)

- Días sin cursado, pero con actividades administrativas/laboratorios, donde la forma de la curva es básicamente la misma que en la tipología anterior, aunque con potencias menores (estos días se definieron primero en función de lo declarado en el calendario académico y luego se corroboraron con las curvas de comportamiento de la demanda) **(Tipología “C”)**

- Sábados con cursado de 08:00hs a 11:15hs, donde el consumo nunca alcanza los valores existentes en días de semana. **(Tipología “D”)**

- Domingos, feriados y vacaciones, donde el consumo de base es muy bajo y disminuye aún más durante el día, cuando se desconectan los circuitos de iluminación.

(Tipología “B”)

Analizando la forma de la curva de consumo de cada día relevado y contrastando con el calendario académico, se contabilizaron las siguientes cantidades:

- A.** 190 días de semana, con clases y administración
- B.** 96 domingos, feriados, etc con consumo base estimar
- C.** 48 días de semana sin clases, pero con administración
- D.** 31 sábados con clases hasta las 11.15hs

Basándonos en las curvas de generación pronosticadas y del consumo de energía relevado, estimamos que, del total de la energía generada, los porcentajes consumidos e inyectados aproximadamente para las diferentes potencias de generación son los indicados en la Tabla “AA” y Tabla “BB” para las subestaciones Ala Norte y Ala Sur respectivamente.

El objetivo de un proyecto de generación solar on-grid sin almacenamiento, es que toda la energía generada sea autoconsumida, ya que la diferencia entre las tarifas de compra y de venta de energía llevan a que la inyección a la red no sea rentable (a mayor cantidad de energía inyectada mayor período de amortización del capital). A esto se suma que, como cliente, uno debe pagar impuestos por la energía adquirida que no son considerados cuando un prosumidor inyecta energía a la red. Por esta razón, se proyecta un sistema que cubra los consumos de base y se minimice la inyección.

Bajo esta hipótesis, diseñamos una hoja de cálculos que nos permita conocer anualmente la energía generada, la autoconsumida y la inyectada para con estos valores determinar el ahorro anual conseguido.

Para realizar el análisis económico – financiero del proyecto, se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- La reglamentación de la Ley n° 27.424 propone un descuento del 20% en impuestos inmobiliarios y un 5% en ingresos brutos, ambos durante 5 años. Se consultó al Departamento de Economía de la Facultad, donde se informó que al estar la UNC emplazada en un predio de la Nación, se encuentra exenta del impuesto inmobiliario provincial. Con respecto al pago de ingresos bruto también nos informaron que está exenta.

- Para este tipo de proyectos no se encuentra actualmente implementada la adquisición de Bonos Verdes / Bonos de Carbón / Certificados de Emisiones Reducidas, por lo que no se los consideró en el análisis.

• Al encontrarse la facultad alimentada por dos subestaciones, cada una con un número de identificación de suministro diferente y encuadramiento tarifario distinto, se consideró un Certificado de Crédito Fiscal por subestación. Los mismos son otorgados por el Estado Nacional según la Disposición 83/2019 y su modificación 113/2019, donde se fija una tasa de 30 \$/kWp instalado con un reconocimiento máximo de \$2.000.000. Para nuestra propuesta, de 75 kWp en la S.E Norte se alcanza este límite, mientras que con 50 kWp en la S.E Sur el Certificado sería de \$1.500.000.

De acuerdo a la Tarifa N°3.1.1.a2 (S.E Norte) del cuadro tarifario de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) al 11 Octubre de 2019, indica que para los consumidores con Demanda Máxima Registrada o Demanda Máxima Contratada que alcance o supere los 300kW las tarifas son:

- Por kWh Consumido en Horario Pico (18-23hs): \$ 3,59787
- Por kWh Consumido en horario de Valle (23-5hs): \$ 3,30120
- Por kWh Consumido en horario de Resto (5-18hs): \$ 3,45010

De acuerdo a la Tarifa N°3.1.1.a1 (S.E Sur) del cuadro tarifario de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) al 11 Octubre de 2019, indica que para los consumidores con Demanda Máxima Registrada o Demanda Máxima Contratada menores a 300kW las tarifas son:

- Por kWh **Consumido** en Horario Pico (18-23hs): \$ 2,56011
- Por kWh **Consumido** en horario de Valle (23-5hs): \$ 2,34128
- Por kWh **Consumido** en horario de Resto (5-18hs): \$ 2,45069

Al final de este informe se agrega el cuadro tarifario oficial de EPEC utilizado para el estudio.

Al precio de energía consumida en ambos escalones tarifarios se les aplican los siguientes impuestos y se obtiene el monto ahorrado:

21% Impuesto al Valor Agregado (exento) es un costo para la UNC.

8,67% Tasa Municipal fijada por Ordenanza

0,4% Tasa de Regulación, por Ley Provincial N° 8835

0,1% Tasa establecida por la Ley de Seguridad Eléctrica N° 10281, aprobado por resolución general E.R.Se.P. N° 27/2015

1,5% Fondo Ley 9819 “Segunda Adenda Complementaria” para la Construcción de una Nueva Central de Ciclo Combinado en la Central Pilar del Bicentenario, aprobada por Ley N° 9545

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

Con referencia a la energía inyectada los valores reconocidos al 01-10-2019 son los siguientes que se descuentan netos sin aplicar ningún impuesto:

Tarifa 3.1.1.a2 (Demanda mayor o igual a 300kW) S.E Norte

- Por cada kWh inyectado en horario Pico: \$ 3,10600
- Por cada kWh inyectado en horario Valle: \$ 2,84300
- Por cada kWh inyectado en horario Resto: \$ 2,97500

Tarifa 3.1.1.a1 (Demanda menor a 300kW) S.E Sur

- Por cada kWh inyectado en horario Pico: \$ 2,18600
- Por cada kWh inyectado en horario Valle: \$ 1,99200
- Por cada kWh inyectado en horario Resto: \$ 2,08900

Al final de este informe se agrega el cuadro tarifario para inyección de energía oficial de EPEC.

La potencia del generador FV a instalar, se determinó de acuerdo con la potencia base necesaria durante las horas de sol (horario Resto), las que se obtuvieron de las facturas de EPEC facilitadas por el Señor Oscar Marchi que se muestran en las siguientes tablas:

DEMANDA DE POTENCIA S.E NORTE

	Mar18	Abr18	May18	Jun18	Jul18	Ago18	Sep18	Oct18	Nov18	Dic18	Ene19	Feb19	Promedio
Pico	261	153	155	171	180	153	152	195	232	275	143	209	189,92
Resto	296	163	207	244	231	230	181	246	341	357	277	345	259,83
Valle	88	73	73	84	85	68	72	76	81	84	76	88	79,00

DEMANDA DE POTENCIA S.E SUR

	Mar18	Abr18	May18	Jun18	Jul18	Ago18	Sep18	Oct18	Nov18	Dic18	Ene19	Feb19	Promedio
Pico	142	142	113	114	104	91	93	101	150	147	179	162	128,17
Resto	223	238	170	216	220	191	149	194	220	285	359	261	227,17
Valle	60	57	62	54	52	50	48	42	45	53	96	57	56,33

En nuestro caso, al elegir generación fotovoltaica sin acumulación, dimensionamos nuestro sistema para satisfacer la demanda base (las cargas que están conectadas todo el día, y que junto con algunos circuitos de iluminación son los únicos que se mantienen conectados en el horario de Valle). Estimamos que la iluminación exterior correspondiente a la S.E Sur es el 10% y 5% de la demanda base de la S.E Norte, y definimos las potencias de cada sistema de generación FV:

$$\text{SE Sur: } P_{gen} = 56,33kW \cdot 0,9 = 50,697kW \therefore \text{adoptamos } 50kW$$

$$\text{SE Norte: } P_{gen} = 79kW \cdot 0,95 = 75,05kW \therefore \text{adoptamos } 75kW$$

Las potencias adoptadas son múltiplos de la potencia de cada módulo inversor de 25kW (2 y 3 módulos respectivamente).

Otro elemento que ha sido considerado para el análisis es el porcentaje de energía generada en el horario resto y en el horario pico debido a que el costo del kWh consumido como el inyectado es diferente en cada período.

A continuación, en las planillas de cálculo se puede observar la metodología utilizada para el análisis y los resultados tomando como ejemplo un cálculo para cada potencia de Generador FV y diferentes costos unitarios de generador instalado considerando el proyecto y los trámites de habilitación.

CAPÍTULO 8

8 Proyecto fotovoltaico – Ala Norte

Valores promedio anual facturas EPEC

Demanda Pico Registrada	195	kW
Demanda Resto Registrada	253	kW
Demanda media anual horario Valle Registrada	80	kW
Demanda media anual iluminación exterior	12	kW

Se define Generador FV	75	kW
------------------------	----	----

Tarifa 3.1.1 a2 Demanda mayor 300kW

	Consumo	Inyección	
Energía Pico	3,59787	3,106	\$/kWh
Energía Resto	3,4501	2,975	\$/kWh
Energía Valle	3,3012	2,843	\$/kWh

Costo equipo Instalado	900 a 2100	U\$/kWp
Generación media anual (estandar)	1.430	kWh/kW
% Generación horario resto	94	%
Crédito Fiscal	30	\$/W
Cambio a 21 de Octubre 2019	60	\$/U\$S

Energía consumida anualmente

Consumo medio anual horario resto (año 2018)	535.358	kWh
Consumo medio anual horario pico (año 2018)	160.429	kWh
Consumo medio anual horario valle (año 2018)	136.644	kWh

DÍA TIPO	CANTIDAD DÍAS TIPO	Porcentajes de consumo de la energía generada [%]							
		Generador base 75 kWp		Alternativa Generador 1° 100 kWp		Alternativa Generador 2° 125 kWp		Alternativa Generador 3° 150 kWp	
		Horario pico	Horario resto	Horario pico	Horario resto	Horario pico	Horario resto	Horario pico	Horario resto
A	190	100	100	100	100	100	100	100	100
B	96	100	100	100	75	100	65	100	55
C	48	100	100	100	100	100	100	100	100
D	31	100	100	100	85	100	75	100	65

Tabla "AA"

8.1 Proyecto Fotovoltaico 75 kWp – 2100 U\$D/kWp

Tarifa Distribuidora	Tarifa N°3.1.1 a2	BT > 300kW
Energía consumida anualmente		
Consumo medio anual horario resto (año 2018)	535.358	kWh
Consumo medio anual horario pico (año 2018)	160.429	kWh
Consumo medio anual horario valle (año 2018)	136.644	kWh
Demanda media anual en valle (año 2018)	80	kW
Demanda iluminación en valle	12	kW
Demanda base de la Facultad	68	kW
Precio energía horario Resto	3,45010	\$/kWh
Precio energía horario Pico	3,59787	\$/kWh
Potencia equipo de Generación Distribuida	75	kWp
Costo estándar unitario equipo instalado	2.100,00	U\$S/kWp
Costo equipo instalado y aprobado	157.500,00	U\$S
Cambio	60,00	\$/U\$S
Costo equipo instalado y aprobado	9.450.000,00	\$
Certificado de Crédito Fiscal por instalación de equipo (Disposición 113/2019)	30,00	\$/W
Crédito Fiscal (tope \$ 2.000.000)	2.000.000,00	\$
Precio equipo menos certificado fiscal	7.450.000,00	\$
Generación media anual en Córdoba Capital (posición horizontal)	1.430	kWh/kW
Generación anual equipo instalado	107.250	kWh
Porcentaje anual de energía generada hora resto	94	%
Porcentaje anual de energía generada hora pico	6	%
ENERGÍA GENERADA EN HORARIO RESTO	100.815,00	kWh
ENERGÍA GENERADA EN HORARIO PICO (se consume totalmente no se inyecta)	6.435,00	kWh
Días en el año	365	ds
Día típico "A" (día de clases)		
Cantidad de días	190	ds

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	100	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	52.479,04	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh
Día típico "B" (domingos, feriados y sábados sin clases)		
Cantidad de días	96	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	100	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	26.515,73	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh
Día típico "C" (Día sin clases con administración)		
Cantidad de días	48	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	100	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	13.257,86	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh
Día típico "D" (Sábado) medio día de clases		
Cantidad de días	31	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	100	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	8.562,37	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh
TOTAL DE ENERGÍA GENERADA Y CONSUMIDA EN HORARIO RESTO	100.815,00	kWh
TOTAL DE ENERGÍA GENERADA E INYECTADA EN HORARIO RESTO	0,00	kWh
Ahorro por energía autogenerada y consumida		
Costo energía autogenerada y consumida horario resto (NO CONSUMIDA DE EPEC)	347.821,83	\$
Costo energía autogenerada y consumida horario pico (NO CONSUMIDA DE EPEC)	23.152,29	\$
Impuestos		
Impuestos QUE SE AHORRA AL NO CONSUMIR (10,67 %)	10,67	%
IVA (21%) EXENTO (es un costo para la UNC)	21	%

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

Ahorro total con impuestos	488.461,63	\$
ENERGÍA INYECTADA		
Precio unitario energía horario Pico	3,10600	\$/kWh
Precio unitario energía horario Valle	2,84300	\$/kWh
Precio unitario energía horario Restante	2,97500	\$/kWh
ENERGÍA TOTAL INYECTADA EN HORARIO RESTO	0,00	kWh
ENERGÍA TOTAL INYECTADA EN HORARIO PICO	0,00	kWh
Costo total energía auto generada e inyectada horario resto	0,00	\$
Costo total energía auto generada e inyectada horario pico	0,00	\$
Monto por energía inyectada	0,00	\$
Monto total ahorrado (no consumida)	488.461,63	\$
Monto total ahorrado más inyectado	488.461,63	
Incentivos		
Impuesto inmobiliario provincial EXENTO (predio nacional)	0,00	\$
Porcentaje de descuento por incentivo máximo (20%)	20,00	%
Incentivo descuento inmobiliario anual	0,00	\$
Impuesto sobre ingresos brutos (EXENTO)	0,00	\$
Descuento sobre impuesto ingresos brutos sobre actividad industrial (máximo 5%)	5,00	%
Descuento ingresos bruto anual	0,00	\$

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

Datos		
Potencia Instalada	kWp	75
Factor de Utilización central FV	%	22%
Costo Unitario de la Inversión	U\$/kW	2.100,00
Rentabilidad pedida al proyecto	%	0,0000%
Vida del proyecto	años	20
Costo Bono CO ₂	U\$ / tCO ₂	27,23
Factor de Emisión de la Red	t CO ₂ / MWh	0,535
Tipo de cambio	\$ / U\$S	60,00
Beneficios		
Porcentaje beneficio Inmobiliario (5 años)	20,00	%
Porcentaje beneficio Ing. Bruto (5 años)	5,00	%
Credito Fiscal (única vez)	2.000.000	\$
Incentivo descuento inmobiliario anual	0,00	\$ (por 5 años)
Incentivo descuento Ingresos Bruto anual	0,00	\$ (por 5 años)
Ahorros de energía no consumida e inyectada		
Ahorro anual de energía con impuestos y cargos	488.462	\$
Venta anual de energía (inyección)	0	\$
Degradación paneles		
Degradación paneles	0,5	%/año
Costo anual de operación y mantenimiento		
Costo anual de operación y mantenimiento	700	\$/kW
Reducción de emisiones		
Energía anual generada con celdas FV	107,25	MWh
Reducción de anual de emisiones	57,38	t CO ₂
Beneficio Económico		
Tasa Interna de Retorno (TIR)	0,9911%	

8.2 Proyecto Fotovoltaico 100 kWp – 1800 U\$D/kWp

Tarifa Distribuidora	Tarifa N°3.1.1 a2	BT > 300kW
Energía consumida anualmente		
Consumo medio anual horario resto (año 2018)	535.358	kWh
Consumo medio anual horario pico (año 2018)	160.429	kWh
Consumo medio anual horario valle (año 2018)	136.644	kWh
Demanda media anual en valle (año 2018)	80	kW
Demanda iluminación en valle	12	kW
Demanda base de la Facultad	68	kW
Precio energía horario Resto	3,45010	\$/kWh
Precio energía horario Pico	3,59787	\$/kWh
Potencia equipo de Generación Distribuida	100	kWp
Costo estándar unitario equipo instalado	1.800,00	U\$S/kWp
Costo equipo instalado y aprobado	180.000,00	U\$S
Cambio	60,00	\$/U\$S
Costo equipo instalado y aprobado	10.800.000,00	\$
Certificado de Crédito Fiscal por instalación de equipo Disposición 113/2019)	30,00	\$/W
Crédito Fiscal (tope \$ 2.000.000)	2.000.000,00	\$
Precio equipo menos certificado fiscal	8.800.000,00	\$
Generación media anual en Córdoba Capital (posición horizontal)	1.430	kWh/kW
Generación anual equipo instalado	143.000	kWh
Porcentaje anual de energía generada hora resto	94	%
Porcentaje anual de energía generada hora pico	6	%
ENERGÍA GENERADA EN HORARIO RESTO	134.420,00	kWh
ENERGÍA GENERADA EN HORARIO PICO (se consume totalmente no se inyecta)	8.580,00	kWh
Días en el año	365	ds
Día típico "A" (día de clases)		
Cantidad de días	190	ds

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	100	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	69.972,05	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh
Día típico "B" (domingos y feriados)		
Cantidad de días	96	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	75	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	25	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	26.515,73	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	8.838,58	kWh
Día típico "C" (Día sin clases con administración)		
Cantidad de días	48	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	100	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	17.677,15	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh
Día típico "D" (Día sábado) medio día de clases		
Cantidad de días	31	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	85	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	15	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	9.704,02	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	1.712,47	kWh
TOTAL DE ENERGÍA GENERADA Y CONSUMIDA EN HORARIO RESTO	123.868,95	kWh
TOTAL DE ENERGÍA GENERADA E INYECTADA EN HORARIO RESTO	10.551,05	kWh
Ahorro por energía autogenerada y consumida		
Costo energía autogenerada y consumida horario resto (NO CONSUMIDA DE EPEC)	427.360,27	\$
Costo energía autogenerada y consumida horario pico (NO CONSUMIDA DE EPEC)	30.869,72	\$
Impuestos		
Impuestos QUE SE AHORRA AL NO CONSUMIR (10,67 %)	10,67	%
IVA (21%) EXENTO	21	%

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

Ahorro total con impuestos	603.351,43	\$
ENERGÍA INYECTADA		
Precio unitario energía horario Pico	3,10600	\$/kWh
Precio unitario energía horario Valle	2,84300	\$/kWh
Precio unitario energía horario Restante	2,97500	\$/kWh
ENERGÍA TOTAL INYECTADA EN HORARIO RESTO	10.551,05	kWh
ENERGÍA TOTAL INYECTADA EN HORARIO PICO	0,00	kWh
Costo total energía auto generada e inyectada horario resto	31.389,37	\$
Costo total energía auto generada e inyectada horario pico	0,00	\$
Monto por energía inyectada	31.389,37	\$
Monto total ahorrado por generación más impuestos	603.351,43	\$
Monto total ahorrado más inyectado	634.740,80	
Incentivos		
Impuesto inmobiliario provincial EXENTO (predio nacional)	0,00	\$
Porcentaje de descuento por incentivo máximo (20%)	20,00	%
Incentivo descuento inmobiliario anual	0,00	\$
Impuesto sobre ingresos brutos EXENTO	0,00	\$
Descuento sobre impuesto ingresos brutos sobre actividad industrial (máximo 5%)	5,00	%
Descuento ingresos bruto anual	0,00	\$

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

Datos		
Potencia Instalada	kWp	100
Factor de Utilización central FV	%	22%
Costo Unitario de la Inversión	U\$/kW	1.800,00
Rentabilidad pedida al proyecto	%	0,0000%
Vida del proyecto	años	20
Costo Bono CO ₂	U\$ / tCO ₂	27,23
Factor de Emisión de la Red	t CO ₂ / MWh	0,535
Tipo de cambio	\$ / U\$S	60,00
Beneficios		
Porcentaje beneficio Inmobiliario (5 años)	20,00	%
Porcentaje beneficio Ing. Bruto (5 años)	5,00	%
Credito Fiscal (única vez)	2.000.000	\$
Incentivo descuento inmobiliario anual	0,00	\$ (por 5 años)
Incentivo descuento Ingresos Bruto anual	0,00	\$ (por 5 años)
Ahorros de energía no consumida e inyectada		
Ahorro anual de energía con impuestos y cargos	488.462	\$
Venta anual de energía (inyección)	31.389	\$
Degradación paneles		
Degradación paneles	0,5	%/año
Costo anual de operación y mantenimiento		
Costo anual de operación y mantenimiento	700	\$/kW
Reducción de emisiones		
Energía anual generada con celdas FV	143,00	MWh
Reducción de anual de emisiones	76,51	t CO ₂
Beneficio Económico		
Tasa Interna de Retorno (TIR)	-0,3239%	

8.3 Proyecto Fotovoltaico 125 kWp – 1400 U\$/kWp

Tarifa Distribuidora	Tarifa N°3.1.1 a2
Energía consumida anualmente	
Consumo medio anual horario resto (año 2018)	535.358
Consumo medio anual horario pico (año 2018)	160.429
Consumo medio anual horario valle (año 2018)	136.644
Demanda media anual en valle (año 2018)	80
Demanda iluminación en valle	12
Demanda base de la Facultad	68
Precio energía horario Resto	3,45010
Precio energía horario Pico	3,59787
Potencia equipo de Generación Distribuida	125
Costo estándar unitario equipo instalado	1.400,00
Costo equipo instalado y aprobado	175.000,00
Cambio	60,00
Costo equipo instalado y aprobado	10.500.000,00
Certificado de Crédito Fiscal por instalación de equipo (Disposición 113/2019)	30,00
Crédito Fiscal (tope \$ 2.000.000)	2.000.000,00
Precio equipo menos certificado fiscal	8.500.000,00
Generación media anual en Córdoba Capital (posición horizontal)	1.430
Generación anual equipo instalado	178.750
Porcentaje anual de energía generada hora resto	94
Porcentaje anual de energía generada hora pico	6
ENERGÍA GENERADA EN HORARIO RESTO	168.025,00

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

ENERGÍA GENERADA EN HORARIO PICO (se consume totalmente no se inyecta)	10.725,00
Días en el año	365
Día típico "A" (día de clases)	
Cantidad de días	190
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	100
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	87.465,07
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00
Día típico "B" (domingos y feriados)	
Cantidad de días	96
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	65
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	35
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	28.725,37
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	15.467,51
Día típico "C" (Día sin clases con administración)	
Cantidad de días	48
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	100
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	22.096,44
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00
Día típico "D" (Día sábado) medio día de clases	
Cantidad de días	31
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	75
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	25
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	10.702,96
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	3.567,65
TOTAL DE ENERGÍA GENERADA Y CONSUMIDA EN HORARIO RESTO	148.989,84
TOTAL DE ENERGÍA GENERADA E INYECTADA EN HORARIO RESTO	19.035,16

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

Ahorro por energía autogenerada y consumida	
Costo energía autogenerada y consumida horario resto (NO CONSUMIDA DE EPEC)	514.029,84
Costo energía autogenerada y consumida horario pico (NO CONSUMIDA DE EPEC)	38.587,16
Impuestos	
Impuestos QUE SE AHORRA AL NO CONSUMIR (10,67 %)	10,67
IVA (21%) EXENTO	21
Ahorro total con impuestos	727.630,80
ENERGÍA INYECTADA	
Precio unitario energía horario Pico	3,10600
Precio unitario energía horario Valle	2,84300
Precio unitario energía horario Restante	2,97500
ENERGÍA TOTAL INYECTADA EN HORARIO RESTO	19.035,16
ENERGÍA TOTAL INYECTADA EN HORARIO PICO	0,00
Costo total energía auto generada e inyectada horario resto	56.629,60
Costo total energía auto generada e inyectada horario pico	0,00
Monto por energía inyectada	56.629,60
Monto total ahorrado más inyectado	727.630,80
Monto total ahorrado más inyectado	784.260,41
Incentivos	
Impuesto inmobiliario provincial EXENTO (predio nacional)	0,00
Porcentaje de descuento por incentivo máximo (20%)	20,00
Incentivo descuento inmobiliario anual	0,00
Impuesto sobre ingresos brutos EXENTO	0,00

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

Descuento sobre impuesto ingresos brutos sobre actividad industrial (máximo 5%)	5,00
Descuento ingresos bruto anual	0,00

Datos		
Potencia Instalada	kWp	125
Factor de Utilización central FV	%	22%
Costo Unitario de la Inversión	U\$/kW	1.400,00
Rentabilidad pedida al proyecto	%	0,0000%
Vida del proyecto	años	20
Costo Bono CO ₂	U\$ / tCO ₂	27,23
Factor de Emisión de la Red	t CO ₂ / MWh	0,535
Tipo de cambio	\$ / U\$S	60,00

Porcentaje beneficio Ing. Bruto (5 años)	5,00	%
Crédito Fiscal (única vez)	2.000.000	\$
Incentivo descuento inmobiliario anual	0,00	\$ (por 5 años)
Incentivo descuento Ingresos Bruto anual	0,00	\$ (por 5 años)

Ahorros de energía no consumida e inyectada		
Ahorro anual de energía con impuestos y cargos	488.462	\$
Venta anual de energía (inyección)	56.630	\$

Degradación paneles		
Degradación paneles	0,5	%/año

Costo anual de operación y mantenimiento		
Costo anual de operación y mantenimiento	700	\$/kW

Reducción de emisiones		
Energía anual generada con celdas FV	178,75	MWh
Reducción de anual de emisiones	95,63	t CO ₂

Beneficio Económico		
Tasa Interna de Retorno (TIR)	0,1491%	

8.4 Proyecto Fotovoltaico 150 kWp – 1100 U\$D/kWp

Tarifa Distribuidora	Tarifa N°3.1.1 a2	BT > 300kW
Energía consumida anualmente		
Consumo medio anual horario resto (año 2018)	535.358	kWh
Consumo medio anual horario pico (año 2018)	160.429	kWh
Consumo medio anual horario valle (año 2018)	136.644	kWh
Demanda media anual en valle (año 2018)	80	kW
Demanda iluminación en valle	12	kW
Demanda base de la Facultad	68	kW
Precio energía horario Resto	3,45010	\$/kWh
Precio energía horario Pico	3,59787	\$/kWh
Potencia equipo de Generación Distribuida	150	kWp
Costo estándar unitario equipo instalado	1.100,00	U\$S/kWp
Costo equipo instalado y aprobado	165.000,00	U\$S
Cambio	60,00	\$/U\$S
Costo equipo instalado y aprobado	9.900.000,00	\$
Certificado de Crédito Fiscal por instalación de equipo (Disposición 113/2019)	30,00	\$/W
Crédito Fiscal (tope \$ 2.000.000)	2.000.000,00	\$
Precio equipo menos certificado fiscal	7.900.000,00	\$
Generación media anual en Córdoba Capital (posición horizontal)	1.430	kWh/kW
Generación anual equipo instalado	214.500	kWh
Porcentaje anual de energía generada hora resto	94	%
Porcentaje anual de energía generada hora pico	6	%

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

ENERGÍA GENERADA EN HORARIO RESTO	201.630,00	kWh
ENERGÍA GENERADA EN HORARIO PICO (se consume totalmente no se inyecta)	12.870,00	kWh
Días en el año	365	ds
Día típico "A" (día de clases)		
Cantidad de días	190	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	100	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	104.958,08	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh
Día típico "B" (domingos y feriados)		
Cantidad de días	96	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	55	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	45	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	29.167,30	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	23.864,15	kWh
Día típico "C" (Día sin clases con administración)		
Cantidad de días	48	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	100	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	26.515,73	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh
Día típico "D" (Día sábado) medio día de clases		
Cantidad de días	31	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	65	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	35	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	11.131,08	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	5.993,66	kWh
TOTAL DE ENERGÍA GENERADA Y CONSUMIDA EN HORARIO RESTO	171.772,19	kWh
TOTAL DE ENERGÍA GENERADA E INYECTADA EN HORARIO RESTO	29.857,81	kWh

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

Ahorro por energía autogenerada y consumida		
Costo energía autogenerada y consumida horario resto (NO CONSUMIDA DE EPEC)	592.631,22	\$
Costo energía autogenerada y consumida horario pico (NO CONSUMIDA DE EPEC)	46.304,59	\$
Impuestos		
Impuestos QUE SE AHORRA AL NO CONSUMIR (10,67 %)	10,67	%
IVA (21%) EXENTO	21	%
Ahorro total con impuestos	841.286,78	\$
ENERGÍA INYECTADA		
Precio unitario energía horario Pico	3,10600	\$/kWh
Precio unitario energía horario Valle	2,84300	\$/kWh
Precio unitario energía horario Restante	2,97500	\$/kWh
ENERGÍA TOTAL INYECTADA EN HORARIO RESTO	29.857,81	kWh
ENERGÍA TOTAL INYECTADA EN HORARIO PICO	0,00	kWh
Costo total energía auto generada e inyectada horario resto	88.826,99	\$
Costo total energía auto generada e inyectada horario pico	0,00	\$
Monto por energía inyectada	88.826,99	\$
Monto total ahorrado más inyectado	841.286,78	\$
Monto total ahorrado más inyectado	930.113,77	
Incentivos		
Impuesto inmobiliario provincial EXENTO (predio nacional)	0,00	\$
Porcentaje de descuento por incentivo máximo (20%)	20,00	%
Incentivo descuento inmobiliario anual	0,00	\$
Impuesto sobre ingresos brutos EXENTO	0,00	\$
Descuento sobre impuesto ingresos brutos sobre actividad industrial (máximo 5%)	5,00	%
Descuento ingresos bruto anual	0,00	\$

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

Datos		
Potencia Instalada	kWp	150
Factor de Utilización central FV	%	22%
Costo Unitario de la Inversión	U\$/kW	1.100,00
Rentabilidad pedida al proyecto	%	0,0000%
Vida del proyecto	años	20
Costo Bono CO ₂	U\$ / tCO ₂	27,23
Factor de Emisión de la Red	t CO ₂ / MWh	0,535
Tipo de cambio	\$ / U\$S	60,00
Beneficios		
Porcentaje beneficio Inmobiliario (5 años)	20,00	%
Porcentaje beneficio Ing. Bruto (5 años)	5,00	%
Credito Fiscal (única vez)	2.000.000	\$
Incentivo descuento inmobiliario anual	0,00	\$ (por 5 años)
Incentivo descuento Ingresos Bruto anual	0,00	\$ (por 5 años)
Ahorros de energía no consumida e inyectada		
Ahorro anual de energía con impuestos y cargos	488.462	\$
Venta anual de energía (inyección)	88.827	\$
Degradación paneles		
Degradación paneles	0,5	%/año
Costo anual de operación y mantenimiento		
Costo anual de operación y mantenimiento	700	\$/kW
Reducción de emisiones		
Energía anual generada con celdas FV	214,50	MWh
Reducción de anual de emisiones	114,76	t CO ₂
Beneficio Económico		
Tasa Interna de Retorno (TIR)	1,1559%	

8.5 Proyecto Fotovoltaico Ala Norte

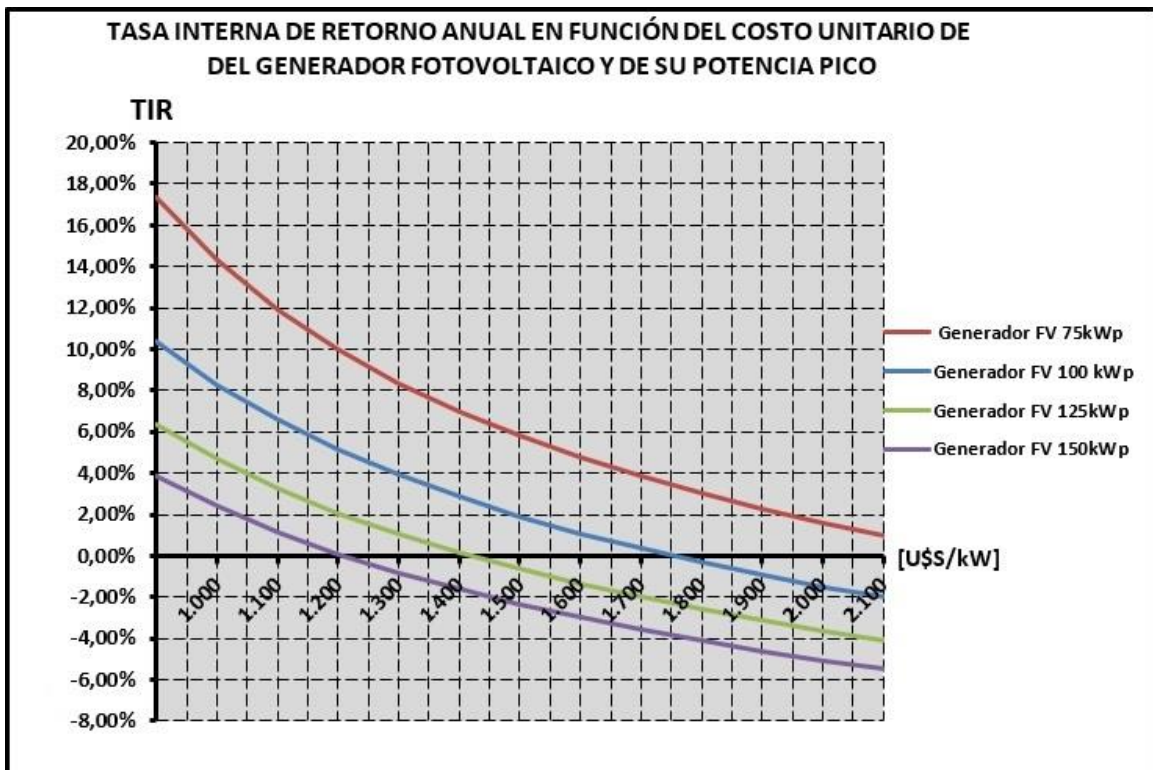


Figura 34: Tasa Interna de Retorno Proyecto Norte

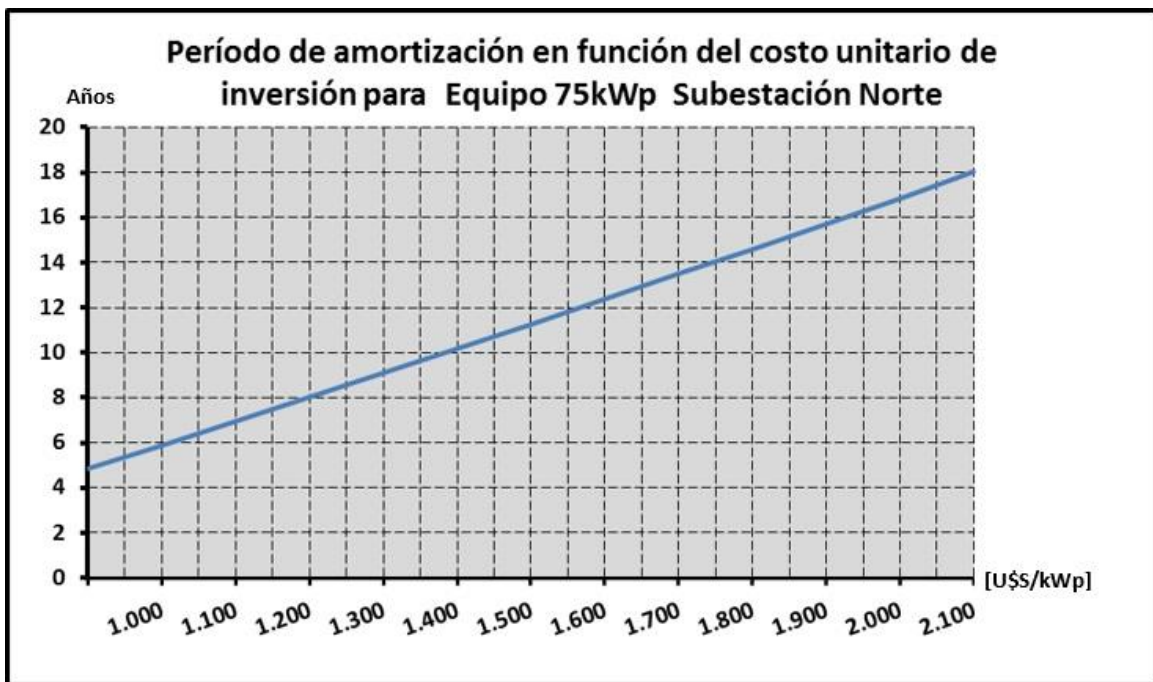


Figura 35: Período de Amortización Proyecto Norte.

CAPÍTULO 9

9 Proyecto fotovoltaico – Ala Sur

	Valores promedio anual facturas EPEC	
Demanda Pico Registrada	123	kW
Demanda Resto Registrada	261	kW
Demanda media anual horario Valle Registrada	55	kW
Demanda media anual iluminación exterior	5	kW
Se define Generador FV	50	kW

Tarifa 3.1.1 a1 Demanda menor 300kW

	Consumo	Inyección	
Energía Pico	2,56011	2,18600	\$/kWh
Energía Resto	2,45069	2,08900	\$/kWh
Energía Valle	2,34128	1,99200	\$/kWh
Costo equipo Instalado	900 a 2.100		U\$/kWp
Generación media anual	1.430		kWh/kW
% Generación horario resto	94		%
Crédito Fiscal	30		\$/W
Cambio a 21 de Octubre 2019	60		\$/U\$S

Energía consumida anualmente

Consumo medio anual horario resto (año 2018)	409.657	kWh
Consumo medio anual horario pico (año 2018)	98.633	kWh
Consumo medio anual horario valle (año 2018)	86.528	kWh

Tabla "BB"

DÍA TIPO	CANTIDAD DÍAS TIPO	Porcentajes de consumo de la energía generada [%]							
		Generador base 50 kWp		Alternativa Generador 1° 75 kWp		Alternativa Generador 2° 100 kWp		Alternativa Generador 3° 125 kWp	
		Horario pico	Horario resto	Horario pico	Horario resto	Horario pico	Horario resto	Horario pico	Horario resto
A	190	100	100	100	100	100	100	100	100
B	96	100	100	100	75	100	65	100	55
C	48	100	100	100	100	100	100	100	100
D	31	100	100	100	85	100	75	100	65

9.1 Proyecto Fotovoltaico 50 kWp – 1000 U\$D/kWp

Tarifa Distribuidora	Tarifa N°3.1.1 a1	BT< 300kW
Energía consumida anualmente		
Consumo medio anual horario resto (año 2018)	409.657	kWh
Consumo medio anual horario pico (año 2018)	98.633	kWh
Consumo medio anual horario valle (año 2018)	86.528	kWh
Demanda media anual en valle (año 2018)	55	kW
Demanda iluminación en valle	5	kW
Demanda base de la Facultad	50	kW
Precio energía horario Resto	2,45069	\$/kWh
Precio energía horario Pico	2,56011	\$/kWh
Potencia equipo de Generación Distribuida	50	kWp
Costo estándar unitario equipo instalado	1.000,00	U\$S/kWp
Costo equipo instalado y aprobado	50.000,00	U\$S
Cambio	60,00	\$/U\$S
Costo equipo instalado y aprobado	3.000.000,00	\$
Certificado de Crédito Fiscal por instalación de equipo (Disposición 113/2019)	30,00	\$/W
Crédito Fiscal (tope \$ 2.000.000)	2.000.000,00	\$
Precio equipo menos certificado fiscal	1.000.000,00	\$
Generación media anual en Córdoba Capital (posición horizontal)	1.430	kWh/kW
Generación anual equipo instalado	71.500	kWh
Porcentaje anual de energía generada hora resto	94	%
Porcentaje anual de energía generada hora pico	6	%

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

ENERGÍA GENERADA EN HORARIO RESTO	67.210,00	kWh
ENERGÍA GENERADA EN HORARIO PICO (se consume totalmente no se inyecta)	4.290,00	kWh
Días en el año	365	ds
Día típico "A" (día de clases)		
Cantidad de días	190	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	100	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	34.986,03	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh
Día típico "B" (domingos, feriados y sábados sin clases)		
Cantidad de días	96	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	100	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	17.677,15	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh
Día típico "C" (Día sin clases con administración)		
Cantidad de días	48	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	100	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	8.838,58	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh
Día típico "D" (Día sábado) medio día de clases		
Cantidad de días	31	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	100	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	5.708,25	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

TOTAL DE ENERGÍA GENERADA Y CONSUMIDA EN HORARIO RESTO	67.210,00	kWh
TOTAL DE ENERGÍA GENERADA E INYECTADA EN HORARIO RESTO	0,00	kWh
Ahorro por energía autogenerada y consumida		
Costo energía autogenerada y consumida horario resto (NO CONSUMIDA DE EPEC)	164.710,87	\$
Costo energía autogenerada y consumida horario pico (NO CONSUMIDA DE EPEC)	10.982,87	\$
Impuestos		
Impuestos QUE SE AHORRA AL NO CONSUMIR (10,67 %)	10,67	%
IVA (21%) EXENTO (es un costo para la UNC)	21	%
Ahorro total con impuestos	231.335,96	\$
ENERGÍA INYECTADA		
Precio unitario energía horario Pico	2,18600	\$/kWh
Precio unitario energía horario Valle	1,99200	\$/kWh
Precio unitario energía horario Restante	2,08900	\$/kWh
ENERGÍA TOTAL INYECTADA EN HORARIO RESTO	0,00	kWh
ENERGÍA TOTAL INYECTADA EN HORARIO PICO	0,00	kWh
Costo total energía auto generada e inyectada horario resto	0,00	\$
Costo total energía auto generada e inyectada horario pico	0,00	\$
Monto por energía inyectada	0,00	\$
Monto total ahorrado (no consumida)	231.335,96	\$
Monto total ahorrado más inyectado	231.335,96	
Incentivos		
Impuesto inmobiliario provincial EXENTO (predio nacional)	0,00	\$
Porcentaje de descuento por incentivo máximo (20%)	20,00	%
Incentivo descuento inmobiliario anual	0,00	\$
Impuesto sobre ingresos brutos EXENTO	0,00	\$
Descuento sobre impuesto ingresos brutos sobre actividad industrial (máximo 5%)	5,00	%
Descuento ingresos bruto anual	0,00	\$

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

Datos		
Potencia Instalada	kWp	50
Factor de Utilización central FV	%	22%
Costo Unitario de la Inversión	U\$/kW	1.000,00
Rentabilidad pedida al proyecto	%	0,0000%
Vida del proyecto	años	20
Costo Bono CO ₂	U\$ / tCO ₂	27,23
Factor de Emisión de la Red	t CO ₂ / MWh	0,535
Tipo de cambio	\$ / U\$S	60,00

Beneficios		
Porcentaje beneficio Inmobiliario (5 años)	20,00	%
Porcentaje beneficio Ing. Bruto (5 años)	5,00	%
Credito Fiscal (única vez)	2.000.000	\$
Incentivo descuento inmobiliario anual	0,00	\$ (por 5 años)
Incentivo descuento Ingresos Bruto anual	0,00	\$ (por 5 años)
Ahorros de energía no consumida e inyectada		
Ahorro anual de energía con impuestos y cargos	231.336	\$
Venta anual de energía (inyección)	0	\$
Degradación paneles		
Degradación paneles	0,5	%/año
Costo anual de operación y mantenimiento		
Costo anual de operación y mantenimiento	700	\$/kW
Reducción de emisiones		
Energía anual generada con celdas FV	71,50	MWh
Reducción de anual de emisiones	38,25	t CO ₂
Beneficio Económico		
Tasa Interna de Retorno (TIR)	14,1405%	

9.2 Proyecto Fotovoltaico 75 kWp – 1.200 U\$D/kWp

Tarifa Distribuidora	Tarifa N°3.1.1 a1	BT< 300kW
Energía consumida anualmente		
Consumo medio anual horario resto (año 2018)	409.657	kWh
Consumo medio anual horario pico (año 2018)	98.633	kWh
Consumo medio anual horario valle (año 2018)	86.528	kWh
Demanda media anual en valle (año 2018)	55	kW
Demanda iluminación en valle	5	kW
Demanda base de la Facultad	50	kW
Precio energía horario Resto	2,45069	\$/kWh
Precio energía horario Pico	2,56011	\$/kWh
Potencia equipo de Generación Distribuida	75	kWp
Costo estándar unitario equipo instalado	1.200,00	U\$\$/kWp
Costo equipo instalado y aprobado	90.000,00	U\$S
Cambio	60,00	\$/U\$S
Costo equipo instalado y aprobado	5.400.000,00	\$
Certificado de Crédito Fiscal por instalación de equipo (Disposición 113/2019)	30,00	\$/W
Crédito Fiscal (tope \$ 2.000.000)	2.000.000,00	\$
Precio equipo menos certificado fiscal	3.400.000,00	\$
Generación media anual en Córdoba Capital (posición horizontal)	1.430	kWh/kW
Generación anual equipo instalado	107.250	kWh
Porcentaje anual de energía generada hora resto	94	%
Porcentaje anual de energía generada hora pico	6	%
ENERGÍA GENERADA EN HORARIO RESTO	100.815,00	kWh
ENERGÍA GENERADA EN HORARIO PICO (se consume totalmente no se inyecta)	6.435,00	kWh
Días en el año	365	ds
Día típico "A" (día de clases)		
Cantidad de días	190	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario	100	%

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

resto		
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	52.479,04	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh
Día típico "B" (domingos y feriados)		
Cantidad de días	96	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	75	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	25	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	19.886,79	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	6.628,93	kWh
Día típico "C" (Día sin clases con administración)		
Cantidad de días	48	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	100	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	13.257,86	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh
Día típico "D" (Día sábado) medio día de clases		
Cantidad de días	31	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	85	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	15	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	7.278,01	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	1.284,36	kWh
TOTAL DE ENERGÍA GENERADA Y CONSUMIDA EN HORARIO RESTO	92.901,71	kWh
TOTAL DE ENERGÍA GENERADA E INYECTADA EN HORARIO RESTO	7.913,29	kWh
Ahorro por energía autogenerada y consumida		
Costo energía autogenerada y consumida horario resto (NO CONSUMIDA DE EPEC)	227.673,30	\$
Costo energía autogenerada y consumida horario pico (NO CONSUMIDA DE EPEC)	16.474,31	\$
Impuestos		
Impuestos QUE SE AHORRA AL NO CONSUMIR (10,67 %)	10,67	%

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

IVA (21%) EXENTO	21	%
Ahorro total con impuestos	321.469,15	\$
ENERGÍA INYECTADA		
Precio unitario energía horario Pico	2,18600	\$/kWh
Precio unitario energía horario Valle	1,99200	\$/kWh
Precio unitario energía horario Restante	2,08900	\$/kWh
ENERGÍA TOTAL INYECTADA EN HORARIO RESTO	7.913,29	kWh
ENERGÍA TOTAL INYECTADA EN HORARIO PICO	0,00	kWh
Costo total energía auto generada e inyectada horario resto	16.530,86	\$
Costo total energía auto generada e inyectada horario pico	0,00	\$
Monto por energía inyectada	16.530,86	\$
Monto total ahorrado más inyectado	321.469,15	\$
Monto total ahorrado más inyectado	338.000,01	
Incentivos		
Impuesto inmobiliario provincial EXENTO (predio nacional)	0,00	\$
Porcentaje de descuento por incentivo máximo (20%)	20,00	%
Incentivo descuento inmobiliario anual	0,00	\$
Impuesto sobre ingresos brutos EXENTO	0,00	\$
Descuento sobre impuesto ingresos brutos sobre actividad industrial (máximo 5%)	5,00	%
Descuento ingresos bruto anual	0,00	\$

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

Datos		
Potencia Instalada	kWp	75
Factor de Utilización central FV	%	22%
Costo Unitario de la Inversión	U\$/kW	1.200,00
Rentabilidad pedida al proyecto	%	0,0000%
Vida del proyecto	años	20
Costo Bono CO ₂	U\$ / tCO ₂	27,23
Factor de Emisión de la Red	t CO ₂ / MWh	0,535
Tipo de cambio	\$ / U\$S	60,00
Beneficios		
Porcentaje beneficio Inmobiliario (5 años)	20,00	%
Porcentaje beneficio Ing. Bruto (5 años)	5,00	%
Credito Fiscal (única vez)	2.000.000	\$
Incentivo descuento inmobiliario anual	0,00	\$ (por 5 años)
Incentivo descuento Ingresos Bruto anual	0,00	\$ (por 5 años)
Ahorros de energía no consumida e inyectada		
Ahorro anual de energía con impuestos y cargos	231.336	\$
Venta anual de energía (inyección)	16.531	\$
Degradación paneles		
Degradación paneles	0,5	%/año
Costo anual de operación y mantenimiento		
Costo anual de operación y mantenimiento	700	\$/kW
Reducción de emisiones		
Energía anual generada con celdas FV	107,25	MWh
Reducción de anual de emisiones	57,38	t CO ₂
Beneficio Económico		
Tasa Interna de Retorno (TIR)	0,7187%	

9.3 Proyecto Fotovoltaico 100 kWp – 1.500 U\$D/kWp

Tarifa Distribuidora	Tarifa N°3.1.1 a1	BT < 300kW
Energía consumida anualmente		
Consumo medio anual horario resto (año 2018)	409.657	kWh
Consumo medio anual horario pico (año 2018)	98.633	kWh
Consumo medio anual horario valle (año 2018)	86.528	kWh
Demanda media anual en valle (año 2018)	55	kW
Demanda iluminación en valle	5	kW
Demanda base de la Facultad	50	kW
Precio energía horario Resto	2,45069	\$/kWh
Precio energía horario Pico	2,56011	\$/kWh
Potencia equipo de Generación Distribuida	100	kWp
Costo estándar unitario equipo instalado	1.500,00	U\$\$/kWp
Costo equipo instalado y aprobado	150.000,00	U\$S
Cambio	60,00	\$/U\$S
Costo equipo instalado y aprobado	9.000.000,00	\$
Certificado de Crédito Fiscal por instalación de equipo (Disposición 113/2019)	30,00	\$/W
Crédito Fiscal (tope \$ 2.000.000)	2.000.000,00	\$
Precio equipo menos certificado fiscal	7.000.000,00	\$
Generación media anual en Córdoba Capital (posición horizontal)	1.430	kWh/kW
Generación anual equipo instalado	143.000	kWh
Porcentaje anual de energía generada hora resto	94	%
Porcentaje anual de energía generada hora pico	6	%
ENERGÍA GENERADA EN HORARIO RESTO	134.420,00	kWh
ENERGÍA GENERADA EN HORARIO PICO (se consume totalmente no se inyecta)	8.580,00	kWh
Días en el año	365	ds
Día típico "A" (día de clases)		
Cantidad de días	190	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario	100	%

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

resto		
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	69.972,05	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh
Día típico "B" (domingos y feriados)		
Cantidad de días	96	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	65	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	35	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	22.980,30	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	12.374,01	kWh
Día típico "C" (Día sin clases con administración)		
Cantidad de días	48	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	100	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	17.677,15	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh
Día típico "D" (Día sábado) medio día de clases		
Cantidad de días	31	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	75	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	25	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	8.562,37	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	2.854,12	kWh
TOTAL DE ENERGÍA GENERADA Y CONSUMIDA EN HORARIO RESTO	119.191,87	kWh
TOTAL DE ENERGÍA GENERADA E INYECTADA EN HORARIO RESTO	15.228,13	kWh
Ahorro por energía autogenerada y consumida		
Costo energía autogenerada y consumida horario resto (NO CONSUMIDA DE EPEC)	292.102,33	\$
Costo energía autogenerada y consumida horario pico (NO CONSUMIDA DE EPEC)	21.965,74	\$
Impuestos		
Impuestos QUE SE AHORRA AL NO CONSUMIR (10,67 %)	10,67	%

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

IVA (21%) EXENTO	21	%
Ahorro total con impuestos	413.533,43	\$
ENERGÍA INYECTADA		
Precio unitario energía horario Pico	2,18600	\$/kWh
Precio unitario energía horario Valle	1,99200	\$/kWh
Precio unitario energía horario Restante	2,08900	\$/kWh
ENERGÍA TOTAL INYECTADA EN HORARIO RESTO	15.228,13	kWh
ENERGÍA TOTAL INYECTADA EN HORARIO PICO	0,00	kWh
Costo total energía auto generada e inyectada horario resto	31.811,56	\$
Costo total energía auto generada e inyectada horario pico	0,00	\$
Monto por energía inyectada	31.811,56	\$
Monto total ahorrado más inyectado	413.533,43	\$
Monto total ahorrado más inyectado	445.344,99	
Incentivos		
Impuesto inmobiliario provincial EXENTO (predio nacional)	0,00	\$
Porcentaje de descuento por incentivo máximo (20%)	20,00	%
Incentivo descuento inmobiliario anual	0,00	\$
Impuesto sobre ingresos brutos EXENTO	0,00	\$
Descuento sobre impuesto ingresos brutos sobre actividad industrial (máximo 5%)	5,00	%
Descuento ingresos bruto anual	0,00	\$

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

Datos		
Potencia Instalada	kWp	100
Factor de Utilización central FV	%	22%
Costo Unitario de la Inversión	U\$/kW	1.500,00
Rentabilidad pedida al proyecto	%	0,0000%
Vida del proyecto	años	20
Costo Bono CO ₂	U\$ / tCO ₂	27,23
Factor de Emisión de la Red	t CO ₂ / MWh	0,535
Tipo de cambio	\$ / U\$S	60,00
Beneficios		
Porcentaje beneficio Inmobiliario (5 años)	20,00	%
Porcentaje beneficio Ing. Bruto (5 años)	5,00	%
Credito Fiscal (única vez)	2.000.000	\$
Incentivo descuento inmobiliario anual	0,00	\$ (por 5 años)
Incentivo descuento Ingresos Bruto anual	0,00	\$ (por 5 años)
Ahorros de energía no consumida e inyectada		
Ahorro anual de energía con impuestos y cargos	231.336	\$
Venta anual de energía (inyección)	31.812	\$
Degradación paneles		
Degradación paneles	0,5	%/año
Costo anual de operación y mantenimiento		
Costo anual de operación y mantenimiento	700	\$/kW
Reducción de emisiones		
Energía anual generada con celdas FV	143,00	MWh
Reducción de anual de emisiones	76,51	t CO ₂
Beneficio Económico		
Tasa Interna de Retorno (TIR)	-5,5873%	

9.4 Proyecto Fotovoltaico 125 kWp – 900 U\$D/kWp

Tarifa Distribuidora	Tarifa N°3.1.1 a1	BT< 300kW
Energía consumida anualmente		
Consumo medio anual horario resto (año 2018)	409.657	kWh
Consumo medio anual horario pico (año 2018)	98.633	kWh
Consumo medio anual horario valle (año 2018)	86.528	kWh
Demanda media anual en valle (año 2018)	55	kW
Demanda iluminación en valle	5	kW
Demanda base de la Facultad	50	kW
Precio energía horario Resto	2,45069	\$/kWh
Precio energía horario Pico	2,56011	\$/kWh
Potencia equipo de Generación Distribuida	125	kWp
Costo estándar unitario equipo instalado	900,00	U\$S/kWp
Costo equipo instalado y aprobado	112.500,00	U\$S
Cambio	60,00	\$/U\$S
Costo equipo instalado y aprobado	6.750.000,00	\$
Certificado de Crédito Fiscal por instalación de equipo (Disposición 113/2019)	30,00	\$/W
Crédito Fiscal (tope \$ 2.000.000)	2.000.000,00	\$
Precio equipo menos certificado fiscal	4.750.000,00	\$
Generación media anual en Córdoba Capital (posición horizontal)	1.430	kWh/kW
Generación anual equipo instalado	178.750	kWh
Porcentaje anual de energía generada hora resto	94	%
Porcentaje anual de energía generada hora pico	6	%
ENERGÍA GENERADA EN HORARIO RESTO	168.025,00	kWh
ENERGÍA GENERADA EN HORARIO PICO (se consume totalmente no se inyecta)	10.725,00	kWh
Días en el año	365	ds
Día típico "A" (día de clases)		
Cantidad de días	190	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario	100	%

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

resto		
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	87.465,07	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh
Día típico "B" (domingos y feriados)		
Cantidad de días	96	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	55	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	45	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	24.306,08	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	19.886,79	kWh
Día típico "C" (Día sin clases con administración)		
Cantidad de días	48	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	100	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	0	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	22.096,44	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	0,00	kWh
Día típico "D" (Día sábado) medio día de clases		
Cantidad de días	31	ds
Porcentaje anual de energía autogenerada y consumida horario resto	65	%
Porcentaje anual de energía autogenerada e inyectada horario resto	35	%
ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMIDA	9.275,90	kWh
ENERGÍA AUTOGENERADA E INYECTADA	4.994,72	kWh
TOTAL DE ENERGÍA GENERADA Y CONSUMIDA EN HORARIO RESTO	143.143,49	kWh
TOTAL DE ENERGÍA GENERADA E INYECTADA EN HORARIO RESTO	24.881,51	kWh
Ahorro por energía autogenerada y consumida		
Costo energía autogenerada y consumida horario resto (NO CONSUMIDA DE EPEC)	350.800,32	\$
Costo energía autogenerada y consumida horario pico (NO CONSUMIDA DE EPEC)	27.457,18	\$
Impuestos		
Impuestos QUE SE AHORRA AL NO CONSUMIR (10,67 %)	10,67	%
IVA (21%) EXENTO	21	%

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

Ahorro total con impuestos	498.051,65	\$
ENERGÍA INYECTADA		
Precio unitario energía horario Pico	2,18600	\$/kWh
Precio unitario energía horario Valle	1,99200	\$/kWh
Precio unitario energía horario Restante	2,08900	\$/kWh
ENERGÍA TOTAL INYECTADA EN HORARIO RESTO	24.881,51	kWh
ENERGÍA TOTAL INYECTADA EN HORARIO PICO	0,00	kWh
Costo total energía auto generada e inyectada horario resto	51.977,47	\$
Costo total energía auto generada e inyectada horario pico	0,00	\$
Monto por energía inyectada	51.977,47	\$
Monto total ahorrado más inyectado	498.051,65	\$
Monto total ahorrado más inyectado	550.029,12	
Incentivos		
Impuesto inmobiliario provincial EXENTO (predio nacional)	0,00	\$
Porcentaje de descuento por incentivo máximo (20%)	20,00	%
Incentivo descuento inmobiliario anual	0,00	\$
Impuesto sobre ingresos brutos EXENTO	0,00	\$
Descuento sobre impuesto ingresos brutos sobre actividad industrial (máximo 5%)	5,00	%
Descuento ingresos bruto anual	0,00	\$

CÁLCULO Y DISEÑO FOTOVOLTAICO

Datos		
Potencia Instalada	kWp	125
Factor de Utilización central FV	%	22%
Costo Unitario de la Inversión	U\$/kW	900,00
Rentabilidad pedida al proyecto	%	0,0000%
Vida del proyecto	años	20
Costo Bono CO ₂	U\$S / tCO ₂	27,23
Factor de Emisión de la Red	t CO ₂ / MWh	0,535
Tipo de cambio	\$ / U\$S	60,00
Beneficios		
Porcentaje beneficio Inmobiliario (5 años)	20,00	%
Porcentaje beneficio Ing. Bruto (5 años)	5,00	%
Credito Fiscal (única vez)	2.000.000	\$
Incentivo descuento inmobiliario anual	0,00	\$ (por 5 años)
Incentivo descuento Ingresos Bruto anual	0,00	\$ (por 5 años)
Ahorros de energía no consumida e inyectada		
Ahorro anual de energía con impuestos y cargos	231.336	\$
Venta anual de energía (inyección)	51.977	\$
Degradación paneles		
Degradación paneles	0,5	%/año
Costo anual de operación y mantenimiento		
Costo anual de operación y mantenimiento	700	\$/kW
Reducción de emisiones		
Energía anual generada con celdas FV	178,75	MWh
Reducción de anual de emisiones	95,63	t CO ₂
Beneficio Económico		
Tasa Interna de Retorno (TIR)	-2,3592%	

9.5 Proyecto Fotovoltaico – Ala Sur

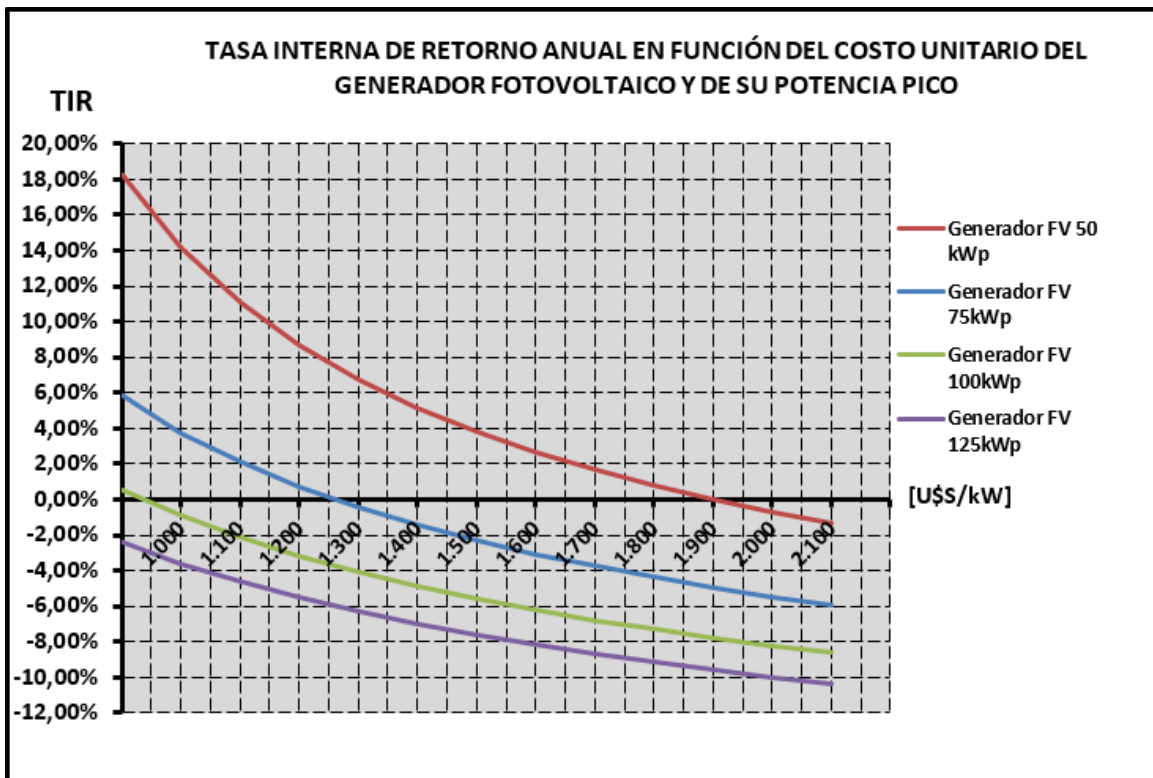


Figura 36: Tasa Interna de Retorno Proyecto Sur.

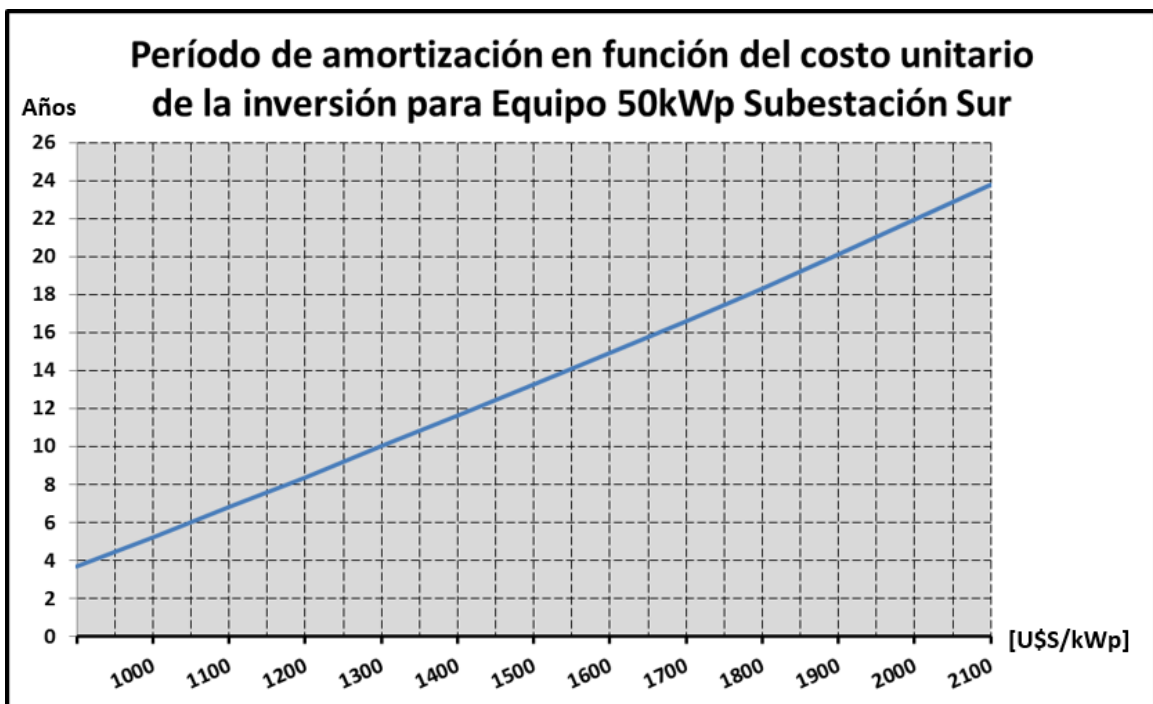


Figura 37: Período de Amortización Proyecto Sur.

CAPÍTULO 10

10 CONCLUSIONES

El desarrollo del Proyecto Integrador me permitió analizar la factibilidad técnica de instalar Generación Distribuida fotovoltaica sin acumulación en el predio de la facultad y la conveniencia económica de su inversión.

Como ya se explicó anteriormente el proyecto consiste en dos generadores FV uno por cada subestación, compuesto por módulos de 25kWp. La primera duda que se me presentó era con respecto a la potencia óptima de cada generador considerando el retorno del capital invertido. Para ello fue necesario estudiar la ley nacional N° 27.424 “Régimen de fomento a la Generación Distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública” y la ley provincial N° 10.604 en la que la provincia adhiere a la ley nacional y sus reglamentaciones.

Nuestro país y en particular la provincia de Córdoba, aprovecharon la experiencia desarrollada en Europa y en otras latitudes para reglamentar la ley considerando que la Generación Distribuida no es un negocio de venta de energía, es una generación para autoconsumo.

Tanto es así que la misma ley habla de “eventual inyección de los excedentes a la red”. Para lograr este objetivo establece una diferencia importante en el precio de la energía consumida de la red y la inyectada. En nuestro proyecto (Tarifa 3) en el horario que se genera la energía con luz solar el precio que abona la distribuidora es aproximadamente el 65% del precio del kWh consumido de la red pública, con impuestos incluidos.

Esta diferencia es persuasiva ya que a mayor inyección de energía a la red es mayor el período de retorno del capital. Es por esta razón que cuando se plantea un proyecto de Generación Distribuida, es necesario realizar un estudio exhaustivo para determinar la potencia óptima del generador, en nuestro caso fotovoltaico pero es importante aclarar que se aplica a todas tecnologías de generación con recursos renovables.

En las planillas de cálculo y gráficos correspondientes se puede observar que la Tasa Interna de Retorno (TIR) es menor cuando aumenta el precio unitario de la inversión o si se adopta una potencia de generador que implique mayor inyección de energía a la red.

Otro análisis realizado fue el período de amortización en función del costo unitario de la inversión. En los gráficos de ambos generadores FV se puede observar que la variación es lineal y que, de no existir incentivos para la inversión en este tipo de proyectos, el recupero es a largo plazo.

Se decidió realizar todo el análisis económico en dólares (convirtiendo los montos en pesos a la tasa de cambio del día indicado) para subsanar las variaciones por inflación, cambios en la tarifa eléctrica y demás variables económicas.

BIBLIOGRAFÍA

11 BIBLIOGRAFÍA

Fuente (1): NASA The Role of Clouds

https://www.nasa.gov/audience/forstudents/5-8/features/F_The_Role_of_Clouds.html

Fuente (2):

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3734/tesis.pdf?sequence=1>

Fuente (3): CO2 emissions from fuel combustion (2016) – International Energy Agency

https://emis.vito.be/sites/emis.vito.be/files/articles/3331/2016/CO2EmissionsfromFuelCombustion_Highlights_2016.pdf

Fuente (4): CIRSOC Tablas Perfiles laminados y tubos estructurales para aplicación de los reglamentos CIRSOC 301/2005 y 302/2005.

<https://www.inti.gob.ar/publicaciones/descargac/215>

Fuente (5):

TARIFA N° 3 -GRANDES CONSUMOS

Se aplicará a los suministros con "Demanda de Potencia Autorizada" superior a 40 (cuarenta) kW, independiente del uso a que se destine el consumo de energía.

3.1 Con Demanda Autorizada en horario de "Punta y "Fuera de Punta"

3.1.1. BAJA TENSIÓN (220/380 V):

a.1. Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, no supera los 299 kW, se cobrará lo siguiente:

- Por cada kW de "Demanda de Potencia" por mes (Horario de Punta). (Pesos quinientos veintinueve con cuatro mil quinientos veintidos diezmilésimos)	\$ 529,4522
- Cargo por cada kW de "Demanda de Potencia" por mes (en Horario de Punta) para Obras de Infraestructura y Desarrollo Eléctrico (CDP - C.O.I.D.E.). (Pesos cincuenta y seis con seis mil cuatrocientos cincuenta y cinco diezmilésimos)	\$ 56,6455
- Por cada kW de "Demanda de Potencia" por mes (Horario Fuera de Punta) (Pesos trescientos setenta con nueve mil ciento setenta y siete diezmilésimos)	\$ 370,9177

Por cada kWh consumido:

En Horario de Pico (Pesos dos con cincuenta y seis mil once cienmilésimos)	\$ 2,56011
En Horario de Valle (Pesos dos con treinta y cuatro mil ciento veintiocho cienmilésimos)	\$ 2,34128
En Horario de Horas Restantes (Pesos dos con cuarenta y cinco mil sesenta y nueve cienmilésimos)	\$ 2,45069

a.2. Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, es igual o superior a 300 kW, se cobrará lo siguiente:

- Por cada kW de "Demanda de Potencia" por mes (Horario de Punta). (Pesos quinientos veintinueve con cuatro mil quinientos veintidos diezmilésimos)	\$ 529,4522
- Cargo por cada kW de "Demanda de Potencia" por mes (en Horario de Punta) para Obras de Infraestructura y Desarrollo Eléctrico (CDP - C.O.I.D.E.). (Pesos cincuenta y seis con seis mil cuatrocientos cincuenta y cinco diezmilésimos)	\$ 56,6455
- Por cada kW de "Demanda de Potencia" por mes (Horario Fuera de Punta) (Pesos trescientos setenta con nueve mil ciento setenta y siete diezmilésimos)	\$ 370,9177

TARIFA N° 3 - GRANDES CONSUMOS

Por cada kWh consumido:

En Horario de Pico (Pesos tres con cincuenta y nueve mil seiscientos ochenta y siete cienmilésimos)	\$ 3,59787
En Horario de Valle (Pesos tres con treinta mil ciento veinte cienmilésimos)	\$ 3,30120
En Horario de Horas Restantes (Pesos tres con sesenta y cinco mil diez cienmilésimos)	\$ 3,46010

3.1.2. MEDIA TENSIÓN (13.200 y 33.000 V):

a) Servicios con "Demanda de Potencia Autorizada" de más de 40 kW.

Para el ítem a) se aplicará lo siguiente:

a.1. Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, no supera los 200 kW, se cobrará lo siguiente:

- Por cada kW de "Demanda de Potencia" por mes (Horario de Punta). (Pesos trescientos noventa y siete con nueve mil cuatro diezmilésimos)	\$ 397,9004
- Cargo por cada kW de "Demanda de Potencia" por mes (en Horario de Punta) para Obras de Infraestructura y Desarrollo Eléctrico (GDP - C.O.J.D.E.). (Pesos cuarenta y seis con dos mil quinientos setenta y un diezmilésimos)	\$ 47,2571
- Por cada kW de "Demanda de Potencia" por mes (Horario Fuera de Punta). (Pesos diecinueve sesenta y nueve con un mil ciento trece diezmilésimos)	\$ 289,1118

Por cada kWh consumido:

En Horario de Pico (Pesos dos con cuarenta y tres mil trescientos un cienmilésimos)	\$ 2,43301
En Horario de Valle (Pesos dos con veintidos mil quinientos cuatro cienmilésimos)	\$ 2,28504
En Horario de Horas Restantes (Pesos dos con treinta y dos mil novecientos tres cienmilésimos)	\$ 2,29308

a.2. Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, es igual o superior a 300 kW, se cobrará lo siguiente:

TARIFA N° 3 -GRANDES CONSUMOS

Generación

Se aplicará a los suministros con "Demanda de Potencia Autorizada" superior a 40 (cuarenta) kW, independiente del uso a que se destine el consumo de energía.

3.1 Con Demanda Autorizada en horario de "Punta y "Fuera de Punta"

3.1.1. BAJA TENSION (220/380 V):

a.1 Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, no supera los 299 kW, se reconocerá lo siguiente:

Por cada kWh inyectado:

En Horario de Pico (Pesos dos con dieciocho mil seiscientos cienmilésimos)	\$ 2,18600
En Horario de Valle (Pesos uno con noventa y nueve mil doscientos cienmilésimos)	\$ 1,99200
En Horario de Horas Restantes (Pesos dos con ocho mil novecientos cienmilésimos)	\$ 2,08900

Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, es igual o superior a 300 kW, se reconocerá lo siguiente:

Por cada kWh inyectado:

En Horario de Pico (Pesos tres con diez mil seiscientos cienmilésimos)	\$ 3,10600
En Horario de Valle (Pesos dos con ochenta y cuatro mil trescientos cienmilésimos)	\$ 2,84300
En Horario de Horas Restantes (Pesos dos con noventa y siete mil quinientos cienmilésimos)	\$ 2,97500

3.1.2. MEDIA TENSION (13.200 y 33.000 V):

a) Servicios con "Demanda de Potencia Autorizada" de más de 40 kW.

Para el inciso a) se aplicará lo siguiente:

a.1. Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, no supera los 299 kW, se reconocerá lo siguiente: