

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

Facultad Regional Concordia

Proyecto Final de Ingeniería Eléctrica

**“PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA:  
JACARANDÁ I”**

Autora: Lare, María Verónica



Profesor: Ing. Schattenhofer, Federico Arnoldo.

Tutores: Ing. Murguía, Enrique Javier.

Cr. Alvarez, Carlos Arturo.

Año: 2024

## Resumen

El proyecto "Jacarandá I" plantea la realización de una planta solar fotovoltaica de 1 MW, como la primera etapa de una mega planta fotovoltaica de 3 MW, que se conectará a la red de distribución de Media Tensión en 33 kV. Ubicada al sur de la ciudad de Concordia, cerca del Parque Industrial.

Se propone como una iniciativa para aprovechar la creciente relevancia de la energía renovable en la provincia de Entre Ríos, específicamente la energía solar fotovoltaica, en el contexto nacional de la diversificación de la matriz energética y la transición hacia fuentes más sostenibles. Posicionando a la ciudad de Concordia como parte integral de dicha transición.

La "Planta Solar Fotovoltaica: Jacarandá I" contribuirá a la mitigación de impactos ambientales negativos al generar energía sin emisiones contaminantes.

Finalmente, se demuestra que es posible un proyecto de energía fotovoltaica en la ciudad de Concordia. Impulsado desde un organismo público o privado, que a su vez permite generar múltiples beneficios a toda la población y propicia futuras inversiones industriales. Contribuyendo a alcanzar el 30%, que contempla como objetivo la reciente ley provincial 10.399.

**Palabras claves:** *Energía Solar; Renovable; Sostenible; Diversificación Energética.*

## Abstract.

The 'Jacarandá I' project proposes the development of a 1 MW photovoltaic solar plant, as the initial phase of a 3 MW mega photovoltaic plant, which will connect to the distribution grid of Medium Voltage in 33 kV. Located in the South of Concordia City, near the Industrial Park.

It is proposed as an initiative to leverage the growing significance of the renewable energy in the province of Entre Ríos, specifically photovoltaic solar energy, within the national context of diversifying of the energy matrix and the transition to more sustainable sources. Positioning Concordia city as an integral part of the mentioned transition.

The 'Jacarandá I' Photovoltaic Solar Plant will contribute to the mitigation of negative environmental impacts by generating energy without pollutant emissions.

Finally, the photovoltaic energy project in Concordia city is feasible. Propelled by a public or private entity, generating multiple benefits to the entire population and promoting future industrial investments. Contributing to reaching 30%, which is contemplated as an objective in the recent provincial law 10.399.

**Keywords:** *Solar Energy; Renewable; Sustainable; Energy Diversification.*

## Contenido

Resumen.....	1
Abstract.....	1
Introducción.....	17
Objetivos.....	23
Objetivo General.....	23
Objetivos Particulares.....	23
Alcance.....	25
Ubicación.....	26
Capítulo 1.....	28
Selección del Equipamiento a Utilizar.....	28
Módulos Fotovoltaicos.....	28
Conexión Serie/Paralelo de Celdas Fotovoltaicas.....	28
Partes de un Módulo Fotovoltaico.....	30
Parámetros Eléctricos de un Módulo.....	33
Corriente de Cortocircuito (I <sub>cc</sub> ) o "Short Circuit Current" (I <sub>sc</sub> ).....	33
Tensión en Circuito Abierto (V <sub>AC</sub> ) o "Open Circuit Voltage" (V <sub>oc</sub> ).....	33
Punto de Máxima Potencia (WP) o "Maximum Power Point" (P <sub>mp</sub> ).....	33
Curva I - V.....	33
Radiación Directa (H <sub>D</sub> ).....	34
Radiación Difusa (H <sub>d</sub> ).....	34
Radiación Reflejada (H <sub>r</sub> ).....	34
Radiación Total (H <sub>t</sub> ).....	34
Radiación Global (H).....	34
Rendimiento del Módulo ( $\eta$ ).....	34
Constante Solar G <sub>sc</sub> .....	34
Masa de Aire (MA o AM).....	35
Condiciones Estándares de Medición (CEM) o "Estándar Test Condition" (STC).....	37
Temperatura de Operación Nominal de la Celda (TONC) o "Normal Operation Cell Temperature" (NOCT).....	37
Punto de Trabajo.....	37
Selección del Panel Solar a Utilizar.....	39

Eficiencia del Módulo o "Module Efficiency" .....	44
Voltaje Máximo del Sistema o "Maximum System Voltage" .....	44
Rango Máximo del Fusible en Línea o "Maximum Series Fuse Rating" . .....	44
Clase de Resistencia al Fuego o "Fire Resistance Rating" . .....	45
Efectos de Factores Ambientales Sobre el Panel Solar Seleccionado. ....	47
Efecto de la Irradiancia. ....	47
Efecto de la Temperatura. ....	48
Efecto Sobre la Potencia Nominal. ....	49
Coeficiente de Degradación (Cd). ....	49
Efecto Sobre el Voltaje de Circuito Abierto (Voc o VCA). ....	50
Efecto Sobre la Corriente de Cortocircuito (Isc). ....	50
Inversores Fotovoltaicos. ....	52
Principio de Funcionamiento. ....	52
Otras Clasificaciones de los Inversores. ....	57
Inversor Aislado (Off Grid). ....	57
Inversor Conectado a Red (On Grid). ....	57
Inversores Híbridos .....	57
Parámetros Eléctricos de un Inversor. ....	58
Máximo Voltaje de Entrada en CC. (Max. Input Voltage). ....	58
Seguidores de Punto de Máxima Potencia o "Maximum Power Point Traking" (MPPT). ....	58
Rango de Tensión de Entrada MPP o "MPPT Operating Voltage Range". ....	60
Voltaje Nominal a la Entrada del Inversor o "Nominal Input Voltage" .....	60
Tensión de Entrada Mínima en CC. ....	61
Tensión de Arranque del Inversor en CC o "Start Voltage". ....	61
Corriente Máxima de Entrada CC o "Max. Current per MPPT". ....	61
Entradas de CC. ....	61
Potencia Nominal de CA o "Nominal Power AC". ....	62
Tensión Nominal de CA o "Nominal Output Voltage". ....	62
Frecuencia Nominal CA o "Rated AC Grid Frequency" y Rango. ....	63
Máxima Corriente de Salida [A] o "Nominal Output Current" . ....	63
Rendimiento, Eficiencia o "Efficiency". ....	63
Eficiencia Pico o Máxima [ $\eta_{max}$ ]. ....	64

Eficiencia Europea [ $\eta_{euro}$ ].	65
Eficiencia Californiana [ $\eta_{CEC}$ ].	65
Relación de Potencia CC/CA o "Ratio DC/AC".	65
Derrateo por Temperatura.	67
Selección del Inversor.	68
Inyección de Potencia Reactiva.	75
Protecciones Integradas en el Inversor SUN2000-215KTL-H3.	76
Estación Transformadora Inteligente STS-3000K-H1	76
Función y Modelo Seleccionado.	76
Método de Refrigeración o "Transformer Cooling Type".	79
Parámetros Eléctricos de Salida (cont.).	80
Grupo de Conexión o "Transformer Vector Group".	80
Tipo de Interruptor de MT o "MV Switchgear Type"	80
Descripción de la fig. 55	82
Descripción de la fig. 56.	83
Descripción de la fig. 58.	84
Descripción de la fig. 59.	85
Descripción de la fig. 60.	86
Descripción de la fig. 61	87
Estructura para Soporte de Paneles Solares.	88
Métodos de Montaje.	88
Estructura de Soporte.	90
Selección y Modelo de Estructura Soporte.	92
Tipo de Anclaje.	95
Placa de Hormigonado T1:	95
Sobre los Materiales de Construcción.	96
ANEXO CAP. I	97
Capítulo 2	98
Emplazamiento.	98
Recurso Solar Local.	98
Performance Ratio (PR).	111
Perdidas Por Temperatura (Ptemp).	112

Área.....	114
Factor de Ocupación del Terreno.....	114
Generación de Energía Anual. ....	115
Generación de Energía en Escenario No Favorable.....	115
Determinación de la Cantidad de Paneles Solares. ....	117
Estimación de la Superficie de Ocupación de Terreno. ....	117
Cálculo de la Velocidad del Viento. ....	118
ANEXO CAP. 2.....	121
Capítulo 3.....	122
Factibilidad Técnica.....	122
Cálculo de Inversores.....	122
Cálculo de Paneles Solares. ....	122
Caso I– Máxima Cantidad de Paneles en Serie. ....	124
Caso II– Mínima Cantidad de Paneles en Serie. ....	125
Caso III –Cantidad de Paneles Seleccionados por String. ....	126
MPPT 1. ....	129
MPPT 2 y MPPT 3. ....	129
Ratio DC/AC.....	131
Conexión Física de los Paneles FV.....	133
Mesas, Filas y Distancias entre Mesas. ....	134
Disposición Física de la Planta Fotovoltaica. ....	134
Filas: .....	134
Distancia entre Mesas.....	137
Diagrama Solar o Abaco de Asoleamiento. ....	137
Ventana Solar. ....	138
Distancia entre Mesas. (continuación). ....	140
Cálculo de Sección de Cable. ....	141
Cálculo de los Conductores de CC. (Corriente Continua). ....	141
Cálculo de los Conductores de CA. (Corriente Alterna). ....	144
Selección del Cable CA, Salida STS-3000K-H1 . ....	145
Protecciones. ....	146
Protecciones en CC.....	146

Protección Contra Sobreintensidades. ....	146
Descargador de Sobretensiones DC.....	147
Protección a la Entrada del Inversor SUN2000–215KTL–H3. ....	148
Protecciones Incorporadas en el Inversor Huawei. ....	149
Funciones Incorporadas en el Inversor SUN2000–215KTL–H3. ....	149
Protecciones en CA.....	149
ANEXO CAP. 3.....	152
Capítulo 4.....	153
Puesta a Tierra .....	153
Puesta a Tierra.....	153
Protección del Personal en SPP. ....	156
Suelo.....	157
Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra con Lineamientos IEEE Std 80–2000 y IEEE Std 2778–2020.....	158
La Malla de PAT debe: .....	158
Geometría de la Red. ....	165
Contribución de las Jabalinas .....	165
Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra de STS–3000–H1 con Lineamiento IEEE Std 80:2000. ....	170
ANEXO CAP. 4.....	178
Capítulo 5.....	179
Estudio de Impacto Ambiental.....	179
Consideraciones Previas. ....	179
Actividades de un Proyecto de Energía Solar.....	182
Impactos Específicos de Los Proyectos de Energía Solar.....	182
Afectación de la Calidad del Suelo y su Suelo. ....	182
Impactos en la Biodiversidad.....	183
Uso de Agua.....	183
Impacto Lumínico.....	184
Generación de residuos .....	185
Prevención de CO <sub>2</sub> .....	186
Decreto de Gobierno N°4977/09.....	186

Capítulo 6 .....	188
Construcción, Diagrama Gantt. ....	188
Etapas del proyecto. ....	188
Etapa de Desarrollo .....	188
Etapa de Construcción.....	189
Secuencia de Actividades. ....	189
Capítulo 7 .....	192
Análisis Económico y Financiero.....	192
Riesgos e Incertidumbres en la Generación FV.....	192
Riegos Asociados a "Jacarandá I".....	192
Definición de Riesgo. ....	192
Incetidumbres Asociadas a "Jacarandá I".....	193
Fuentes de Incertidumbre en la Estimación de Producción de Energía FV. ....	193
Incertidumbre de la Base de Datos. ....	194
Incertidumbre en el Modelo de Temperatura.....	195
Nivel de Confianza en la Estimación de Generación de Energía de "Jacarandá I".....	196
Combinación de Incertidumbres.....	197
Cálculo de Probabilidad de Excedencia P50, P90, P99.....	197
Análisis Económico. ....	200
Estimación del Valor de la Obra.....	200
CAPEX del Parque Solar FV. ....	200
Resumen de Costos de Todo el Sector FV Argentino. ....	202
OPEX del Parque Solar FV. ....	202
Limpieza. ....	203
Mantenimiento de Equipo.....	203
Desmalezado. ....	204
LCOE (Levelized Cost of Energy).....	204
Análisis de la Demanda.....	214
Análisis FODA. ....	226
Fortalezas. ....	226
Oportunidades. ....	226
Debilidades. ....	227

Amenazas. ....	227
Fondos del Proyecto.....	228
Formación de Precio. ....	230
6.1. Precio por la Energía Generada No Convencional (PENC) .....	230
6.2. Remuneración de Energía Generada NO Convencional. ....	230
Sistema de Amortización. ....	232
Sistema Alemán.....	232
Factibilidad Financiera. ....	234
VAN (Valor Actual Neto). ....	234
TIR (Tasa Interna de Retorno). ....	234
Análisis de Escenarios.....	235
Escenario Optimista. ....	235
Escenario Medio. ....	235
Escenario Pesimista. ....	236
Capítulo 8.....	247
Factibilidad Legal. ....	247
Ley 24.065 Régimen de la Energía Eléctrica. ....	247
Ley Nacional 27.424. ....	248
RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA. ....	248
Ley Nacional 27.191. ....	251
Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación. ....	251
Resolución 36/2023. Secretaria de Energía.....	255
Convocatoria Abierta Nacional e Internacional. RENMDI. ....	255
Renglón 1: Sustitución de Generación Forzada. ....	255
Renglón 2: Diversificación.....	256
Detalle de Proyectos Adjudicados. ....	257
Ley Provincial N°10.933. ....	258
Energía Eléctrica Sostenible y su Decreto Reglamentario N°324/23 MPlyS. ....	258
Decretos y Resoluciones. ....	260
Consideraciones dentro de la Factibilidad Legal. ....	260

Capítulo 9.....	261
Plan de Marketing. ....	261
Visión. ....	261
¿Qué se quiere lograr? .....	261
¿Dónde se quiere estar en el futuro? .....	261
¿Para quién lo haremos? .....	261
¿Esto puede ampliarse? .....	261
Misión.....	261
¿Qué hacemos con este proyecto? .....	261
¿Por qué Jacarandá? .....	262
Plan de Comunicación.....	262
Conclusión.....	264
Bibliografía .....	265

**Lista de Figuras.**

*Figura 1: Diferencia entre celda, módulo, arreglo y sistema solar. .... 18*

*Figura 2: Densidad de Potencia de Proyectos Renovables. .... 21*

*Figura 3: Imagen Satelital de la Ubicación. .... 26*

*Figura 4: Imagen de la Totalidad del Terreno a Ocupar de la Planta Solar. .... 27*

*Figura 5: a) Suma de las corrientes de celdas en paralelo ; b) Suma de las de tensiones de celdas en serie. .... 28*

*Figura 6: Conexión de celdas en un módulo. .... 29*

*Figura 7: Esquema de una celda encapsulada. .... 29*

*Figura 8: Conexión de módulos en un arreglo. .... 30*

*Figura 9: Corte transversal de un módulo FV con sus componentes. .... 31*

*Figura 10: Estructura global de los componentes que forman un módulo fotovoltaico. .... 31*

*Figura 11: Conectores MC4. .... 32*

*Figura 12: Esquema de diodos de bloqueo y diodos de bypass. .... 33*

*Figura 13: Curvas de Corriente-Voltaje (I-V) y Potencia-Voltaje (P-V) de un módulo. .... 34*

*Figura 14: Irradiancia solar espectral  $W/m^2 \cdot \mu m$ . .... 35*

*Figura 15: Comparación del Espectro de Irradiación. .... 36*

*Figura 16: Zenit la menor distancia entre el sol y un observador,  $\alpha$  variando de MA. .... 36*

*Figura 17: Gráfico del Sol con los ángulos correspondientes según MA. .... 37*

*Figura 18: Representación del punto de máxima potencia. .... 38*

*Figura 19: Comparación de una celda convencional o "conventional cell" vs. una celda PERC. .... 39*

*Figura 20: Esquema del cableado interior de un panel solar con tecnología Half Cell. .... 40*

*Figura 21: Vista real del panel y dimensiones. .... 41*

*Figura 22: Flujo de corriente entre los materiales que componen el módulo. .... 42*

*Figura 23: Curva característica modificada por una pérdida de potencia. .... 42*

*Figura 24: Garantía de Rendimiento Lineal de la Marca Amerisolar vs Garantía de Rendimiento Standard. .... 43*

*Figura 25: Conector de fusible en línea MC4. .... 45*

*Figura 26: Condiciones de ensayos de resistencia al fuego de módulos fotovoltaicos. .... 45*

*Figura 27: Curvas de Corriente-Voltaje y Potencia-Voltaje para diferentes irradiancias. .... 47*

*Figura 28: Ejemplo de Curva I-V, comportamiento según las horas del día. .... 47*

*Figura 29: Curva I-V a diferentes temperaturas. .... 48*

*Figura 30: Esquema de la conversión de onda en un inversor. .... 52*

*Figura 31: Inducción Electromagnética. .... 53*

*Figura 32: Ciclos de Inversión. .... 53*

*Figura 33: Inversor monofásico de puente completo. .... 55*

*Figura 34: Corriente de salida del módulo IGBT monofásico. .... 55*

*Figura 35: Circuito trifásico de puente completo. .... 56*

*Figura 36: Corriente de salida del puente trifásico completo. .... 56*

<i>Figura 37: Representación del Punto de Máxima Potencia (MPP).</i>	58
<i>Figura 38: Variación de la corriente con la irradiancia, en un módulo estándar.</i>	59
<i>Figura 39: Variación de la corriente con la irradiancia, en un módulo AS-7M144-HC, 550 Wp.</i>	59
<i>Figura 40: Curva de rendimiento- Inversor genérico.</i>	61
<i>Figura 41: Ejemplo de entrada CC, de un inversor marca SMA.</i>	62
<i>Figura 42: Ejemplo de Curva de rendimiento- Eficiencia de un inversor.</i>	64
<i>Figura 43: Sud-dimensionamiento y Sobredimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico.</i>	66
<i>Figura 44: Variación por derrateo por temperatura.</i>	67
<i>Figura 45: Esquema del sistema conectado a la red.</i>	69
<i>Figura 46: Aspecto físico del inversor SUN2000-215KTL-H3.</i>	70
<i>Figura 47: Curva de eficiencia según carga y voltaje de entrada DC.</i>	71
<i>Figura 48: Bornera de entrada CC del inversor SUN2000-215KTL-H3.</i>	72
<i>Figura 49: Diagrama conceptual del inversor.</i>	73
<i>Figura 50: Diagrama de recorte de corriente, donde <math>I_{m\acute{a}x}</math> es la máxima corriente de MPPT.</i>	74
<i>Figura 51: Bornera de salida CA del inversor SUN2000-215KTL-H3.</i>	75
<i>Figura 52: Vista real de la STS3000K-H1.</i>	77
<i>Figura 53: Diagrama del sistema del circuito principal.</i>	81
<i>Figura 54: Esquema Eléctrico de la STS-3000K-H1.</i>	81
<i>Figura 55: Aspecto General y Dimensiones de STS3000K-H1.</i>	82
<i>Figura 56: Vista Superior de STS3000K-H1.</i>	83
<i>Figura 57: Aspecto Real de la STS3000K-H1.</i>	84
<i>Figura 58: Componentes de la STS3000K-H1. Vista Lateral Longitudinal.</i>	84
<i>Figura 59: Sala de Baja Tensión o "LV Room".</i>	85
<i>Figura 60: Transformador.</i>	86
<i>Figura 61: Sala de Media Tensión o "MV Room". DQS-24 (CVC).</i>	87
<i>Figura 62: Pilotes Empotrados. Con Hormigón y Simple.</i>	89
<i>Figura 63: Base Atornillada.</i>	89
<i>Figura 64: Base de Hormigón.</i>	90
<i>Figura 65: Esquema ilustrativo de la acción del viento en los paneles y estructura soporte.</i>	91
<i>Figura 66: Esquema ilustrativo II.</i>	91
<i>Figura 67: Imagen Ilustrativa de la Estructura Soporte.</i>	92
<i>Figura 68: Imagen Ilustrativa de la estructura marca IDERO, modelo SF30x16, con los paneles colocados. (Dimensiones en mm).</i>	93
<i>Figura 69: Dimensiones de la mesa eléctrica armada con 16 paneles. (Dimensiones en mm).</i>	93
<i>Figura 70: Dimensiones de la Estructura Soporte, vista lateral. (Dimensiones en mm).</i>	94
<i>Figura 71: Tipo de Inserto Placa de Hormigonado T1.</i>	95
<i>Figura 72: Propiedades Mecánicas.</i>	96

<b>Figura 73:</b> Recubrimientos.....	96
<b>Figura 74:</b> Distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria [kWh/m <sup>2</sup> ] correspondiente a los meses de Diciembre, Enero y Febrero respectivamente.....	98
<b>Figura 75:</b> Distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria [kWh/m <sup>2</sup> ] correspondiente a los meses de Junio, Julio y Agosto respectivamente.....	99
<b>Figura 76:</b> Acimut Solar.....	100
<b>Figura 77:</b> Hora Solar Pico.....	101
<b>Figura 78:</b> Los paneles FV orientados a 0° respecto el Norte, tendrían la dirección de la flecha roja.....	103
<b>Figura 79:</b> Los paneles FV orientados a 15° respecto el Norte, tendrían la dirección de la flecha blanca.....	104
<b>Figura 80:</b> Los paneles FV orientados a 45° respecto el Norte, tendrían la dirección de la flecha blanca.....	106
<b>Figura 81:</b> Disco Solar Entre Ríos, 0°.....	108
<b>Figura 82:</b> Disco Solar Entre Ríos, 15°.....	109
<b>Figura 83:</b> Disco Solar Entre Ríos, 45°.....	110
<b>Figura 84:</b> Velocidad Básica del Viento.....	119
<b>Figura 85:</b> Curva de eficiencia según carga y voltaje de entrada DC.....	126
<b>Figura 86:</b> Esquema Eléctrico de los 27 Paneles FV en Serie.....	128
<b>Figura 87:</b> Esquema Eléctrico, Entradas para MPPT1.....	129
<b>Figura 88:</b> Entradas MPPT 2.....	130
<b>Figura 89:</b> Entradas MPPT 3.....	130
<b>Figura 90:</b> Esquema Eléctrico, Entradas para MPPT2.....	131
<b>Figura 91:</b> Esquema Eléctrico, Entradas para MPPT3.....	131
<b>Figura 92:</b> Aspecto Teórico de la Relación de Potencia DC/AC.....	132
<b>Figura 93:</b> Conexión Eléctrica Física del Arreglo de 27 Paneles Solares en Serie, según método "Salto de Rana".....	133
<b>Figura 94:</b> Acercamiento en Corte de la Conexión Salto de Rana.....	134
<b>Figura 95:</b> Esquema de Mesas, Filas y Distancia.....	136
<b>Figura 96:</b> Relaciones Angulares- Estructura Soporte Fija.....	137
<b>Figura 97:</b> Abaco Solar para la Provincia de Entre Ríos.....	138
<b>Figura 98:</b> Ventana Solar para Entre Ríos.....	139
<b>Figura 99:</b> Ángulo de Altura Solar para el Día más Corto.....	139
<b>Figura 100:</b> Construcción del Cable Solar Seleccionado.....	144
<b>Figura 101:</b> Características Técnicas del Cable Solar.....	144
<b>Figura 102:</b> Conexión de los Paneles FV al DPS.....	148
<b>Figura 103:</b> Diagrama SUN2000-215KTL-H3.....	150
<b>Figura 104:</b> Diagrama STS-3000K-H1.....	151
<b>Figura 105:</b> Diagrama Unifilar Simplificado.....	154
<b>Figura 106:</b> Diseño Seleccionado para la Planta.....	160
<b>Figura 107:</b> Final de la Traza de la Línea.....	181

<i>Figura 108: Postes Ubicados en la Traza Nueva.</i>	181
<i>Figura 109: Tres Etapas en un Proyecto Fotovoltaico.</i>	188
<i>Figura 110: Componentes del Riesgo.</i>	192
<i>Figura 111: Distribución Probabilística de la Generación de Energía, con Mayor y Menor Incertidumbre.</i>	196
<i>Figura 112: Distribución Normal, Estimada de "Jacarandá I".</i>	197
<i>Figura 113: Estimación de P90, en la Distribución Normal.</i>	199
<i>Figura 114: Descripción del CAPEX.</i>	201
<i>Figura 115: Premisas Utilizadas para el Cálculo de LCOE.</i>	205
<i>Figura 116: Sensibilidad del LCOE a la Tasa de Descuento (USD/MWh).</i>	206
<i>Figura 117: Gráfico de la Tendencia de la Demanda de Potencia para la Salida 15.</i>	216
<i>Figura 118: Gráfico de la Tendencia de la Demanda de Energía para la Salida 15.</i>	219
<i>Figura 119: Gráfico de la Tendencia de la Demanda de Potencia para la Salida 6.</i>	221
<i>Figura 120: Gráfico de la Tendencia de la Demanda de Energía para la Salida 6.</i>	224
<i>Figura 121: MW Adjudicados por Proyecto y Tecnología.</i>	232
<i>Figura 122: Gráfico de TIR.</i>	235
<i>Figura 123: Regiones del Renglón 1.</i>	256
<i>Figura 124: Regiones del Renglón 2.</i>	257
<i>Figura 125: Renglón 1.</i>	257

**Lista de Tablas.**

<i>Tabla 1: Características Mecánicas o "Mechanical Characteristics" .....</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 2: Parámetros Eléctricos Según Condiciones STC. ....</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 3: Parámetros eléctricos según condiciones NOTC. ....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 4: Características de Temperatura. ....</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 5: Características de temperatura.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 6: Características de temperatura.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 7: Características Generales del Inversor SUN2000–215KTL–H3.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 8: Características de eléctricas de entrada DC.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 9: Datos de salida en corriente alterna, del SUN2000–215 KTL–H3.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 10: Tabla de protecciones del SUN2000–215KTL–H3.....</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 11: Fragmento de las características generales de la ET inteligente modelo STS3000K. ....</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 12: Parámetros de Entrada. ....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 13: Parámetros Eléctricos de Salida. STS 3000K– H1.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 14: Velocidad del viento. ....</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 15: Irradiación Solar Global Diaria Sobre un Plano Horizontal. Entre Ríos, Concordia.....</i>	<i>99</i>
<i>Tabla 16: Tabla de Transposición para Entre Ríos, Acimut 0° y <math>\beta</math> (ángulo de inclinación de paneles FV) de 15°, 25° y 30°.....</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 17: Valores de HSP obtenidos de las inclinaciones de 15°, 25° y 30° con una orientación de 0°. ....</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 18: Tabla de Transposición para Entre Ríos, Acimut 15° y <math>\beta</math> (ángulo de inclinación de paneles FV) de 15°, 25° y 30°.....</i>	<i>103</i>
<i>Tabla 19: Valores de HSP obtenidos de las inclinaciones de 15°, 25° y 30° con una orientación de 15°. ....</i>	<i>104</i>
<i>Tabla 20: Tabla de Transposición para Entre Ríos, Acimut 45° y <math>\beta</math> (ángulo de inclinación de paneles FV) de 15°, 25° y 30°.....</i>	<i>105</i>
<i>Tabla 21: Valores de HSP obtenidos de las inclinaciones de 15°, 25° y 30° con una orientación de 45°. ....</i>	<i>105</i>
<i>Tabla 22: Valores de HSP para (25°,15°). ....</i>	<i>111</i>
<i>Tabla 23: Pérdidas de Referencia. ....</i>	<i>112</i>
<i>Tabla 24: Valores de Temperatura Máxima, Mínima y Media Mensual.....</i>	<i>112</i>
<i>Tabla 25: Cálculo del porcentaje de Perdidas por Temperatura (Ptemp) y del Rendimiento por Temperatura (<math>\eta_{temp}</math>). ....</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 26: Cuantificación de las perdidas.....</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 27: Cálculo de PR según mes. ....</i>	<i>114</i>
<i>Tabla 28: Generación Anual de Energía, según inclinación, orientación y PR calculado.....</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 29: HSP, de acuerdo al equivalente a siete días no consecutivos de Sol.....</i>	<i>116</i>
<i>Tabla 30: Generación Anual de Energía, según escenario desfavorable en irradiación solar. ....</i>	<i>116</i>

<i>Tabla 31: Dimensiones del Panel Solar Seleccionado en el Cap. 1</i> .....	117
<i>Tabla 32: Valores del coeficiente cp</i> .....	120
<i>Tabla 33: Temp. Máx. y Min</i> .....	123
<i>Tabla 34: Datos extraídos de la hoja técnica del inversor y del panel solar</i> .....	124
<i>Tabla 35: Tabla Resumen de Valores de Voc para 30 Paneles en Serie</i> .....	125
<i>Tabla 36: Tabla Resumen de Valores de Voc para 11 Paneles en Serie</i> .....	126
<i>Tabla 37: Tabla Resumen de Valores de Voc para 27 Paneles en Serie</i> .....	128
<i>Tabla 38: Cálculo de la Sección del Conductor en el Circuito de DC</i> .....	142
<i>Tabla 39: Calculo de la Sección del Conductor en el Circuito de AC</i> .....	145
<i>Tabla 40: Valores de tensión, de frecuencia y de los tiempos de Apertura</i> .....	149
<i>Tabla 41: Resistividad de una varilla de acero revestida</i> .....	162
<i>Tabla 42: Catálogo de Cables</i> .....	163
<i>Tabla 43: Incertidumbres Asociadas en los Diferentes Pasos de Conversión de Energía</i> ..	194
<i>Tabla 44: Porcentaje, supuesto, de Incertidumbres</i> .....	198
<i>Tabla 45: Costos de Materiales</i> .....	200
<i>Tabla 46: Costos de Obra</i> .....	200
<i>Tabla 47: Costos Estimados de OPEX</i> .....	204
<i>Tabla 48: Cálculo del LCOE, Escenario Optimista. Sin Degradación Anual</i> .....	207
<i>Tabla 49: LCOE, Escenario Optimista</i> .....	208
<i>Tabla 50: Cálculo del LCOE, Escenario Medio. Con Degradación Anual</i> .....	209
<i>Tabla 51: LCOE, Escenario Medio</i> .....	210
<i>Tabla 52: Cálculo del LCOE, Escenario Pesimista. Con Degradación Anual y PR 0.85</i> .....	211
<i>Tabla 53: LCOE, Escenario Pesimista</i> .....	213
<i>Tabla 54: Salida 15, Estimación de la Potencia en kW</i> .....	215
<i>Tabla 55: Evaluación del Crecimiento de la Demanda de Potencia para Salida 15</i> .....	217
<i>Tabla 56: Salida 15, Estimación de la Energía Anual en MWh</i> .....	218
<i>Tabla 57: Evaluación del Crecimiento de la Demanda de Energía para Salida 15</i> .....	219
<i>Tabla 58: Salida 6, Estimación de la Potencia en kW</i> .....	220
<i>Tabla 59: Evaluación del Crecimiento de la Demanda de Potencia para Salida 6</i> .....	222
<i>Tabla 60: Salida 6, Estimación de la Energía Anual en MWh</i> .....	223
<i>Tabla 61: Evaluación del Crecimiento de la Demanda de Energía para Salida 6</i> .....	225
<i>Tabla 62: Remuneración Planteada Según Ec. 133, con Escenario Favorable de Producción de Energía Anual</i> .....	231
<i>Tabla 63: Remuneración Planteada Según Ec. 133, con Escenario Desfavorable de Producción de Energía Anual</i> .....	231
<i>Tabla 64: Datos del Préstamo. Tasa 6%</i> .....	232
<i>Tabla 65: Sistema Alemán, Tasa del 6%</i> .....	233
<i>Tabla 66: Sistema Alemán, Tasa del 10%</i> .....	233
<i>Tabla 67: Sistema Alemán, Tasa del 10%</i> .....	233
<i>Tabla 68: Datos del Préstamo. Escenario Optimista</i> .....	237
<i>Tabla 69: Método de Amortización</i> .....	237

<i>Tabla 70: Variación del valor de venta de energía anual. ....</i>	<i>237</i>
<i>Tabla 71: Flujo de Fondo. Escenario Optimista. ....</i>	<i>238</i>
<i>Tabla 72: Valor de TIR, VAN y Repago. Escenario Optimista.....</i>	<i>240</i>
<i>Tabla 73: Condiciones del Préstamo. Escenario Medio.....</i>	<i>240</i>
<i>Tabla 74: Sistema de Amortización.....</i>	<i>240</i>
<i>Tabla 75: Variación del valor de venta de energía anual. Escenario Medio. ....</i>	<i>241</i>
<i>Tabla 76: Flujo de Fondo. Escenario Medio. ....</i>	<i>242</i>
<i>Tabla 77: Valor de TIR, VAN y Repago. Escenario Medio. ....</i>	<i>243</i>
<i>Tabla 78: Condiciones del Préstamo. Escenario Pesimista.....</i>	<i>244</i>
<i>Tabla 79: Sistema de Amortización.....</i>	<i>244</i>
<i>Tabla 80: Variación del valor de venta de energía anual. Escenario Pesimista. ....</i>	<i>244</i>
<i>Tabla 81: Flujo de Fondo. Escenario Pesimista.....</i>	<i>245</i>
<i>Tabla 82: Valor de TIR, VAN y Repago. Escenario Pesimista. ....</i>	<i>246</i>

## Introducción.

La energía de fuentes renovables, como la energía solar, tiene cada vez más relevancia en el mundo que busca diversificar su matriz energética independizándose de los combustibles fósiles. Los elementos necesarios para la adaptación, gestión y uso de esta energía se han vuelto más accesibles, con el paso del tiempo y la incorporación de tecnologías más eficientes.

La Energía Solar Fotovoltaica, en particular, consiste en aprovechar la radiación electromagnética del sol para producir energía eléctrica.

Utilizar esta energía requiere de celdas solares que conviertan la radiación solar en electricidad, mediante el efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico es la absorción de luz por la materia y la transformación de la energía de la radiación, fotones, en corriente eléctrica. (*Portabella Cilveti, 2010*).

La acción de la luz sobre un material produce transiciones a estados excitado, generando en un material semiconductor pares electrón-hueco que mediante el mecanismo adecuado son conducidos a un circuito exterior, donde la energía cedida por los electrones es disipada o almacenada. (*Portabella Cilveti, 2010*).

Existen diferentes materiales semiconductores que pueden producir las discontinuidades eléctricas para generar estos campos eléctricos. El Silicio es el semiconductor más comúnmente utilizado para la conformación de celdas solares.

En un cristal de silicio regular, cuando la absorción de un fotón induce la liberación de un electrón desde la valencia a la banda de conducción, se forma un hueco en su lugar en el cristal. El electrón excitado y el hueco pueden recombinarse para liberar calor. Para evitar esto, se utiliza el dopaje que modifica la estructura del silicio.

La modificación de la estructura de silicio, se realiza con otros elementos como el boro (B) y el fosforo (F) cuya correcta combinación y disposición, química, libera electrones cuando la radiación solar incide sobre la superficie, dando lugar a una corriente eléctrica.

Existen diferentes tipos de celdas fotovoltaicas, algunas desarrolladas hace mucho tiempo y otras más modernas, pero entre las más conocidas podemos nombrar:

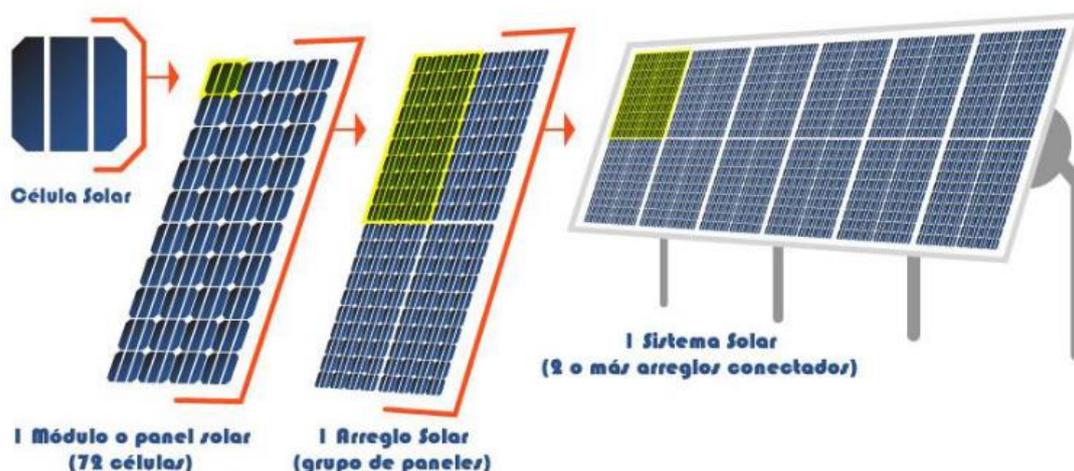
- Silicio monocristalino (c-Si): hechas de silicio puro y fabricadas en lingotes. Tienen un color negro típico. Son más duraderas. Su eficiencia disminuye gradualmente (alrededor de 0.5% por año) Su principal desventaja es su alto costo inicial y la vulnerabilidad mecánica.
- Silicio policristalino (m-Si): Se preparan ensamblando múltiples granos y placas de cristales de silicio en finas obleas. Más económicas de producir y de fácil manipulación, hacen que su costo de fabricación sea menor que las c-Si. Pero son ligeramente menos eficientes (12%). Tienen una apariencia de mosaico.

- Silicio amorfo: el material semiconductor se deposita como película fina en distintos soportes, lo que permite producir módulos rígidos o flexibles.

Las celdas solares se interconectan en serie y/o paralelo en un circuito, en un panel, formando un módulo.

Los módulos solares o paneles solares son dos términos utilizados indistintamente en la industria solar. Pero la pequeña diferencia radica en que el término Panel Solar es más exclusivo para el marco de empaque rígido y rectangular. La mayoría de los módulos cristalinos estándar se pueden llamar paneles solares. En general, todos los paneles solares son módulos solares, pero lo opuesto no siempre es cierto. Por ejemplo, una celda solar de silicio de película delgada que se empaqueta como un laminado flexible es un módulo solar, pero no es un panel. Uno o más paneles solares pueden ser conectados para formar un generador fotovoltaico.

**Figura 1:** Diferencia entre celda, módulo, arreglo y sistema solar.



*Nota.* Adaptado de *Modulo 2: Módulos Fotovoltaicos*. (p. 4), de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

Junto al generador fotovoltaico se emplean otros componentes, conocidos como "resto del sistema" o "*balance of system*" (BOS). (Cristobal López, 2017). Estos componentes varían dentro de los sistemas solares fotovoltaicos dependiendo del tipo de instalación que se quiera llevar a cabo introduciendo así la siguiente clasificación de instalaciones solares fotovoltaicas: aisladas de la red eléctrica (OFF GRID) que tienen sistema de almacenamiento (baterías) , conectadas a la red eléctrica (ON GRID) que no poseen sistema de almacenamiento o híbridas que son una combinación de los dos sistemas antes descritos.

Una planta o central solar fotovoltaica es un recinto en los que se concentra una gran cantidad de paneles fotovoltaicos e inversores. Estos últimos, se encargan de convertir la corriente continua en corriente alterna de características similares a las de la red eléctrica. Toda la

energía eléctrica generada se inyecta a la red de distribución y se vende al organismo encargado de la gestión de la energía en la región con la cual se establece el contrato.

Para hacer comparaciones justas con los precios de la electricidad y el costo de otras tecnologías de generación de energía, se introduce el concepto de "Costo nivelado de la electricidad" o "*Levelized cost of Energy*", (LCOE).

Según informes de investigación a nivel mundial la energía solar fotovoltaica se convertirá en la tecnología más competitiva en costes en América Latina a partir de 2023, según 'Costo nivelado de electricidad (LCOE) en América Latina' que examina la tecnología energética y el panorama de la generación en toda la región hasta 2050. Prediciendo que desplazará a la eólica terrestre. (*Revista Energía Estratégica, 2022*).

Se prevé que la demanda de energía en América Latina se duplicará para 2040 en comparación con los niveles de 2021, con una tasa de crecimiento más alta que la de América del Norte. Pero aún posicionándonos cerca del podio de la generación de energía renovables quedan dudas de como América Latina contribuirá al esfuerzo de transición energética global.

Argentina sanciona la Ley 26.190 en el 2006 estableciendo el régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Con el objetivo de declarar de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir de usos de fuentes renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esta finalidad.

La Ley 27.191 (2015), se presenta como la modificación de la Ley 26.190, en el capítulo II de la segunda etapa del régimen de fomento nacional. Citando el artículo 5: " Se establece como objetivo de la Segunda Etapa del "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica" instituido por la Ley 26.190, con las modificaciones introducidas por la presente ley, lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025".

El capítulo IV de la Ley 27.191, en el art.8, se establece que todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos fijados en la Ley 26.190 establecidos de forma gradual. "*Siendo los valores a incorporarse cada año:*

*1) Al 31 de diciembre de 2017, deberán alcanzar como mínimo el ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica.*

*2) Al 31 de diciembre de 2019, deberán alcanzar como mínimo el doce por ciento (12%) del total del consumo propio de energía eléctrica.*

*3) Al 31 de diciembre de 2021, deberán alcanzar como mínimo el dieciséis por ciento (16%) del total del consumo propio de energía eléctrica.*

4) Al 31 de diciembre de 2023, deberán alcanzar como mínimo el dieciocho por ciento (18%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

5) Al 31 de diciembre de 2025, deberán alcanzar como mínimo el veinte por ciento (20%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

*El consumo mínimo fijado para la fecha de corte de cada período no podrá ser disminuido en el período siguiente..."*

Según fuentes nacionales, en 2021 se cubrió el 13% de la demanda total de energía eléctrica con fuentes renovables, un incremento significativo respecto a 2020, cuando este origen representó el 10% de la demanda del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). (*Ministerio de Economía, MinE, 2022*)

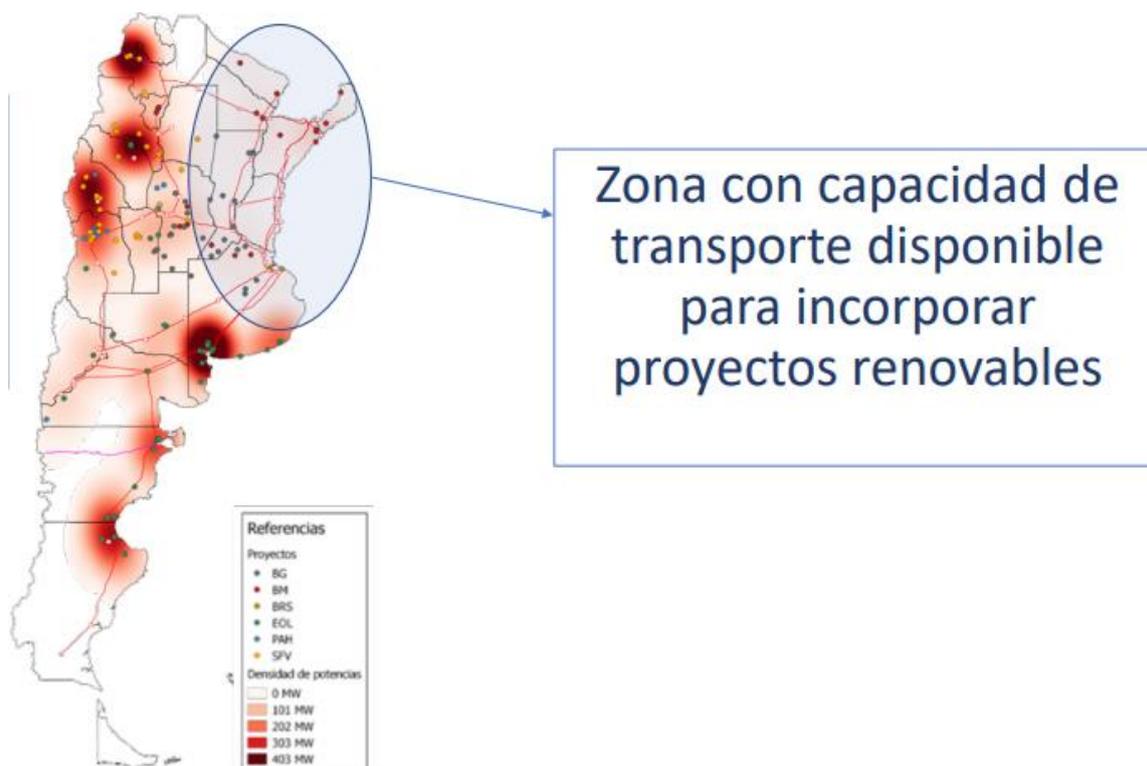
En junio de 2021, con la Resolución SE N°551/2021 se efectuó una reestructuración necesaria en el ordenamiento y la administración del despacho asignado y asignables del Régimen Mater (Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables) por el que los Grandes Usuarios, incluidos en el art. 9° de la Ley N°27.191 pudieron cubrir sus consumos de energía eléctrica por contratación individual, cogeneración o autogeneración por fuentes renovables, lo que liberó capacidad de despacho y propició inversiones, con un gran incremento en la presentación de proyectos el último trimestre.

En mayo de 2022, se presentó *Manifestaciones de Interés* (MDI) Resolución SE 330/2022 que tiene como objetivo generar incentivar el desarrollo de proyectos de nueva generación renovable y/o sistemas de almacenamiento de energía en nodos o zonas de la red de transporte o distribución que requieren generación forzada (generación fuera del despacho económico que se debe despachar en la operación para paliar deficiencias de la red de transporte y distribución o limitaciones de calidad o seguridad) y contribuya a diversificar la matriz energética Argentina.

Reducir o eliminar con su aporte las horas de requerimiento de generación forzada y o volúmenes de combustibles asociados de alto costo.

Aspira a alcanzar la sustentabilidad energética, donde todas las fuentes renovables crezcan con la participación y contribuyan al cumplimiento de los objetivos de descarbonización fijados por el Acuerdo de París.

Figura 2: Densidad de Potencia de Proyectos Renovables.



Nota. Adaptado de "Objetivos y conceptos generales". MDI-Resolución SE 330/22 Manifestaciones de Interés- Generación Renovable para disminuir o eliminar Restricciones de Abastecimiento. Mayo 2022. Fuente: sitio online CAMMESA.

Actualmente, 2023, Argentina se prepara para diversos cambios para el Mercado a Término de las Energías Renovables (MATER), el objetivo es seguir atrayendo inversiones y que no se desplomen proyectos que fueron adjudicados con prioridad de despacho. (Medinilla, 2023).

Se analiza la posibilidad de que los proyectos que se presenten al MATER puedan hacer inversiones en el sistema de transporte y distribución, como por ejemplo estaciones transformadoras, redes y posean prioridad de despacho. (Medinilla, 2023).

Esta nueva Licitación RenMDI, que se encuentra en el marco de la Resolución SE 330/2022, presentada en marzo de 2023 tiene los siguientes ejes y objetivos:

- **SEGURIDAD Y SUSTENTABILIDAD:** Procurar dar seguridad y sustentabilidad de abastecimiento de las demandas regionales.
- **RECURSOS LOCALES:** Aprovechar la disponibilidad de recursos locales y capacidades de transporte.
- **FOMENTAR EL DESARROLLO PRODUCTIVO Y LA GENERACIÓN DE EMPLEO:** Fomentar el desarrollo productivo local y la creación de empleo de calidad propiciando un impacto positivo local.

- FEDERALIZACIÓN: Potenciar el involucramiento de las provincias en el desarrollo del sector energético.

La provincia de Entre Ríos ha declarado de interés provincial la generación, almacenamiento y utilización de energías a partir de fuentes renovables como así también la promoción e investigación del desarrollo de estas tecnologías, la fabricación de equipos necesarios para su operación y mantenimiento, tal cual cita el art. 1 de la Ley 10.933.

Dicha ley en su art.4, declara que tiene como objeto "incentivar las inversiones en emprendimientos públicos y privados para la producción de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables en todo el territorio provincial, entendiéndose por tales la investigación, el diseño, la construcción de las obras civiles, electromecánicas Y de montaje, la fabricación e importación de componentes para su integración, como así también la operación, el mantenimiento, eventual explotación comercial y disposición final"

Es por lo expuesto que, para formar parte de esta nueva transformación energética provincial, e incrementar de manera progresiva y continuada, la presencia de estas fuentes, tecnologías y procesos con huella de carbono neutral se proyecta la construcción de una Planta Solar Fotovoltaica ,en el departamento de Concordia.

Se prevé que esta Planta Solar Fotovoltaica sea de la totalidad de 3 MW de potencia activa nominal de AC, interconectándose a la red de Media Tensión, de la ciudad de Concordia.

En este proyecto, en particular, denominado "Planta Solar Fotovoltaica: Jacarandá I" , de 1 MW de potencia activa nominal de AC, que entregará al sistema de transmisión de la red de Media Tensión, en 33 kV, de la ciudad de Concordia, pretende exponer la primera parte del Mega Proyecto Solar Fotovoltaico. Dando paso al desarrollo de las energías renovables, que todavía es débil en la región, aun contando con excelentes niveles de irradiación solar.

Dentro de los análisis que hacen factible el proyecto se puede mencionar, el crecimiento de la población que provoca la ampliación de la urbanización de la zona "Las Tejas", "Benito Legeren", "El Martillo" y "Villa Adela" y la ubicación de nuevas industrias dentro del Parque Industrial, al Sur de nuestra ciudad. Contribuyendo, con esta obra a reforzar la infraestructura eléctrica existente logrando a su vez un mejor perfil de tensiones y un suministro eléctrico seguro que cubra necesidades actuales y futuras.

La ampliación de esta Planta Fotovoltaica ha sido contemplada y su implementación dependerá de necesidades futuras del Mercado Eléctrico , las prioridades de despacho, los incentivos de las políticas nacionales y el interés provincial a favor de la promoción y concientización acerca de la importancia de la mitigación de los efectos del cambio climático, la disminución en la emisión de gases de efecto invernadero, la economía circular y los Objetivos de Desarrollo Sostenibles establecidos por la Organización de las Naciones Unidas.

## Objetivos.

### Objetivo General.

El objetivo general de este proyecto es diseñar una Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW de potencia activa en tensión alterna en la zona entre "Benito Legeren" y "Las Tejas", cercana al Parque Industrial de la ciudad de Concordia.

Seleccionar la ET inteligente compatible con los inversores seleccionados.

Contemplar la posibilidad de ampliación de esta Planta Solar Fotovoltaica en 2 MW adicionales, mediante el equipamiento seleccionado.

Marcar los límites dentro del terreno para un Edificio de Celdas y una ET Solar que permita la correcta vinculación, de la planta mencionada, al sistema de transporte de Media Tensión en 33 kV.

Proponer un modelo económico-financiero llevado a cabo hipotéticamente por un organismo público como la Municipalidad de Concordia.

### Objetivos Particulares.

- Calcular y seleccionar el equipamiento que se utilizará.
- Seleccionar la estación transformadora (ET) inteligente, que elevará la tensión en alterna proveniente de los inversores, de 0,8 kV a 33 kV.
- Seleccionar la estructura, para su correcto montaje.
- Calcular y seleccionar el terreno a ocupar.
- Elegir la mejor disposición de los paneles solares para el aprovechamiento más óptimo del recurso solar disponible. Analizar inclinación y orientación de los mismos.
- Desarrollar el layout correspondiente a la planta solar fotovoltaica
- Calcular y analizar las Horas Solares Pico (HSP) en la región.
- Estimar las pérdidas de eficiencia por disposición adoptada.
- Configurar las conexiones de los paneles solares, inversores y estación transformadora inteligente.
- Calcular, seleccionar y nombrar las protecciones eléctricas correspondientes.
- Analizar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica.
- Selección y análisis del emplazamiento, estudio de impacto ambiental.
- Evaluar y señalar el desarrollo ambiental que conlleva el emplazamiento de una central de fuente renovable.

- Enmarcar el proyecto dentro de las leyes nacionales existentes y los programas de energías no convencionales propuestos desde CMMESA.
- Calcular los costos asociados, CAPEX, OPEX, P50, P90, LCOE.
- Proporcionar un modelo de financiamiento para llevar a cabo dicho proyecto desde una entidad pública o privada.

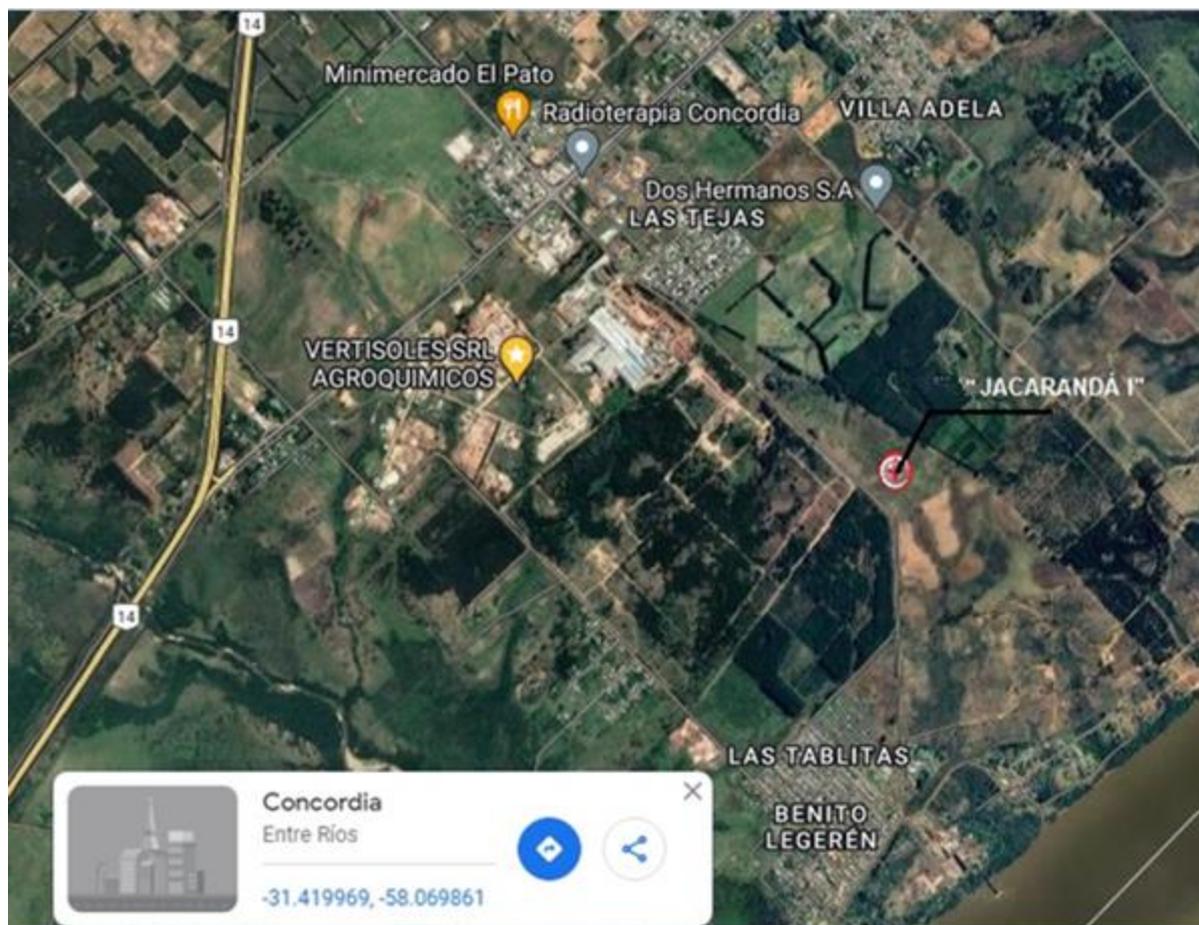
### Alcance.

El alcance de este proyecto contempla hasta la selección de la ET inteligente. Se pretende plantear la posibilidad de ampliación de esta Planta Solar Fotovoltaica en 2 MW adicionales. Este proyecto se puede entender como la primera parte de una Planta Solar Fotovoltaica de 3 MW, que será la primera en la zona y que permitirá ubicar a Concordia como un punto de generación de energía solar fotovoltaica.

### Ubicación.

La Planta Solar Fotovoltaica "Jacarandá I" se encontrará, posiblemente, ubicada al Sur de la ciudad de Concordia. Sobre la Av. J. Rucci, entre los barrios denominados "Las Tejas" y "Benito Legeren". A 1.4 km de la Empresa EGER S.A. ubicada en el Parque Industrial Concordia. Y a 1.5 km de la línea de Media Tensión, en 33 kV, conocida como Salida N°6, perteneciente a la Cooperativa Eléctrica y Otros Serv. De Concordia Ltda. Siendo sus coordenadas:  $-31^{\circ} 25' 07.1''$  S;  $58^{\circ} 04' 17.3''$  O.

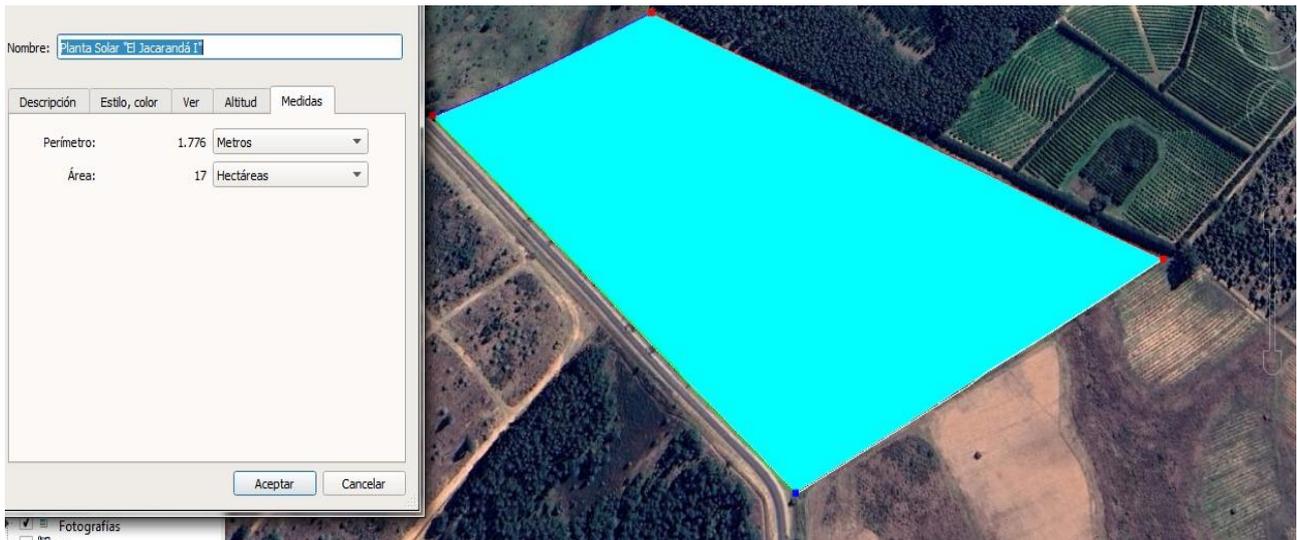
*Figura 3: Imagen Satelital de la Ubicación.*



*Nota.* Adaptado de  $-31.419969, -58.069861$ ". Marca agregada por editor de imagen-Fuente: sitio web Google Map.

Ocupando una totalidad de 17 ha, es decir 170.000,00 m<sup>2</sup>

**Figura 4:** Imagen de la Totalidad del Terreno a Ocupar de la Planta Solar.



*Nota.* Adaptado de “-31.419969, -58.069861”. Marca agregada desde el software Google Earth–Fuente: sitio web Google Earth.

La selección del terreno necesario para su emplazamiento se explicará en los siguientes capítulos.

## Capítulo 1

### Selección del Equipamiento a Utilizar.

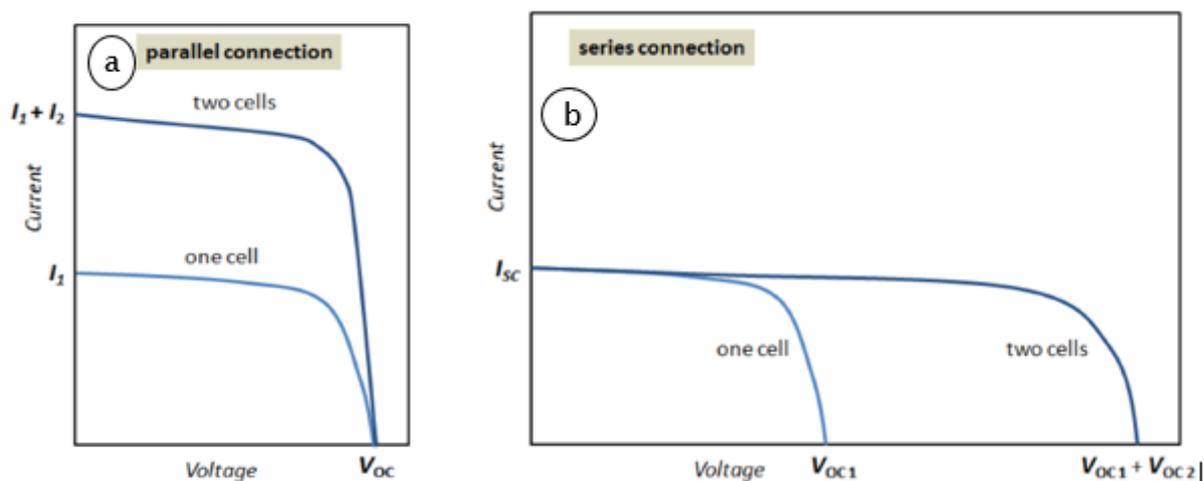
En este capítulo se definirá el equipamiento que conformará nuestra instalación solar fotovoltaica. La energía solar será convertida, a través de este, en energía eléctrica.

#### *Módulos Fotovoltaicos.*

#### *Conexión Serie/Paralelo de Celdas Fotovoltaicas.*

La producción de electricidad de una sola celda solar es baja, por lo que las celdas deben combinarse para proporcionar suficiente energía para cualquier aplicación. Las celdas pueden conectarse en serie o en paralelo. Cuando dos celdas idénticas están conectadas en paralelo, la tensión del sistema sigue siendo la misma que para una sola celda, pero la corriente se duplica. Cuando las mismas dos celdas están conectadas en serie, el voltaje se duplica, mientras que la corriente sigue siendo la misma.

**Figura 5:** a) Suma de las corrientes de celdas en paralelo ; b) Suma de las de tensiones de celdas en serie.



*Nota.* Adaptado de *Modulo 2: Módulos Fotovoltaicos.* (p. 5), de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

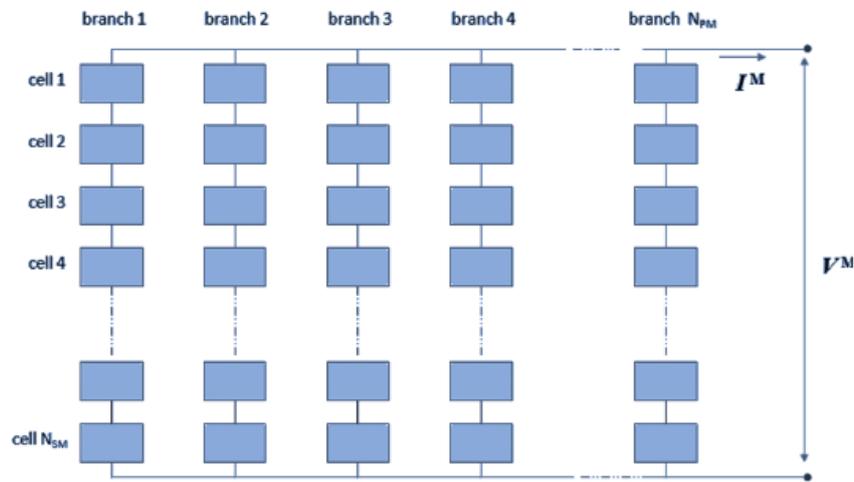
Para proporcionar una salida de potencia significativa, las celdas solares se agrupan generalmente en módulos.

Según la AEA 90364-7-712 "Sistemas de suministro de energía mediante paneles solares fotovoltaicos" (2015) se define a los módulos fotovoltaicos (FV) como un conjunto más pequeño de celdas FV interconectadas y protegidas del medio ambiente.

Las celdas se disponen en una estructura bidimensional. En una dirección, las celdas están conectadas en serie a una bifurcación. Luego, varias ramas se conectan en paralelo para

completar el módulo. El esquema siguiente muestra la configuración, donde encontramos la corriente del módulo ( $I^M$ ) y el voltaje del módulo ( $V^M$ ).

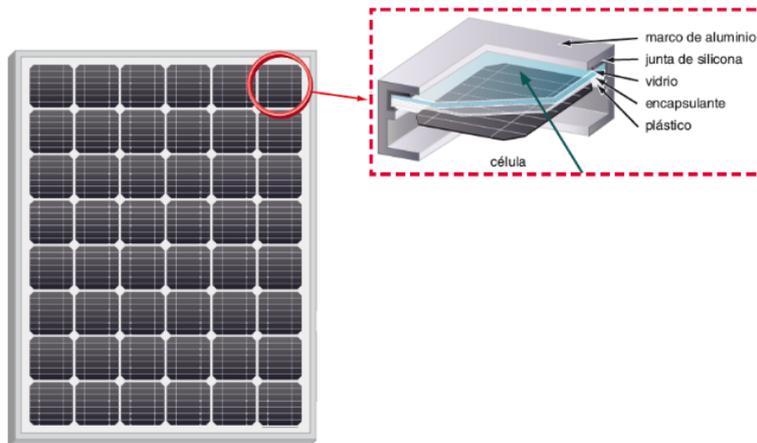
**Figura 6:** Conexión de celdas en un módulo.



*Nota.* Adaptado de *Modulo 2: Módulos Fotovoltaicos.* (p. 6), de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

Las celdas fotovoltaicas requieren estar preservadas de la acción de la humedad y la intemperie por lo que se están encapsuladas en diferentes materiales.

**Figura 7:** Esquema de una celda encapsulada.

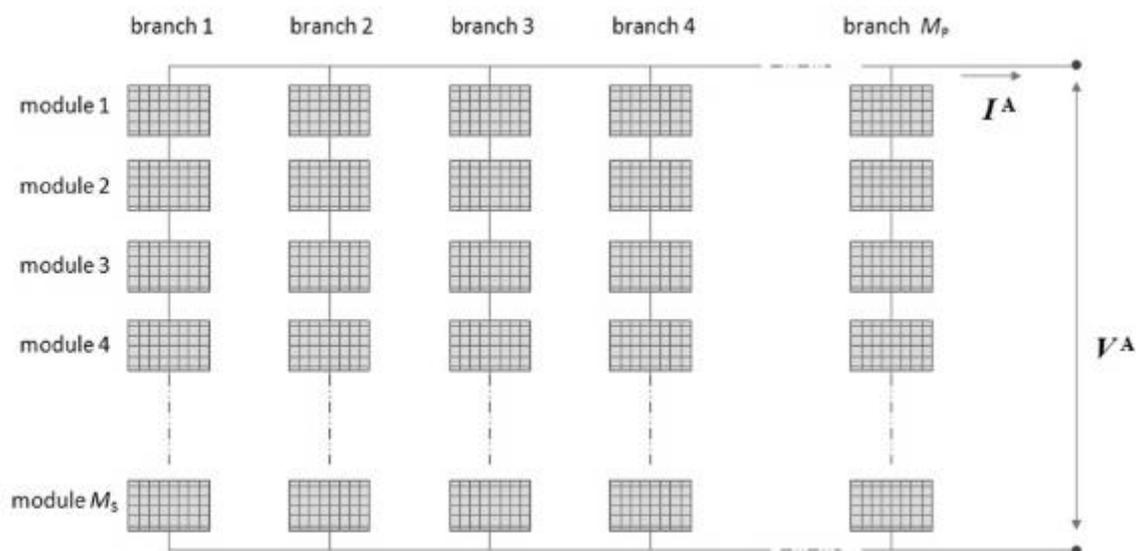


*Nota.* Adaptado de *Capítulo 5: El Panel Fotovoltaico.* (p. 4), de Curso de Energía Solar Fotovoltaica.", 2018, Fundación Energizar.

**Partes de un Módulo Fotovoltaico.**

Cuando se agrupa módulos en una matriz o "array" (lo mismo que se hizo al agrupar celdas individuales en un módulo). Se conectan varios módulos en serie dentro de cada rama, y luego varias ramas se conectan en paralelo para formar una matriz. La corriente de la matriz es  $I_A$  y el voltaje de la matriz es  $V_A$ . Un ejemplo de la disposición de los módulos se muestra en la figura siguiente:

**Figura 8:** Conexión de módulos en un arreglo.



*Nota.* Adaptado de *Modulo 2: Módulos Fotovoltaicos*. (p. 6), de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

El esquema siguiente muestra la sección transversal de un módulo fotovoltaico con sus componentes principales:

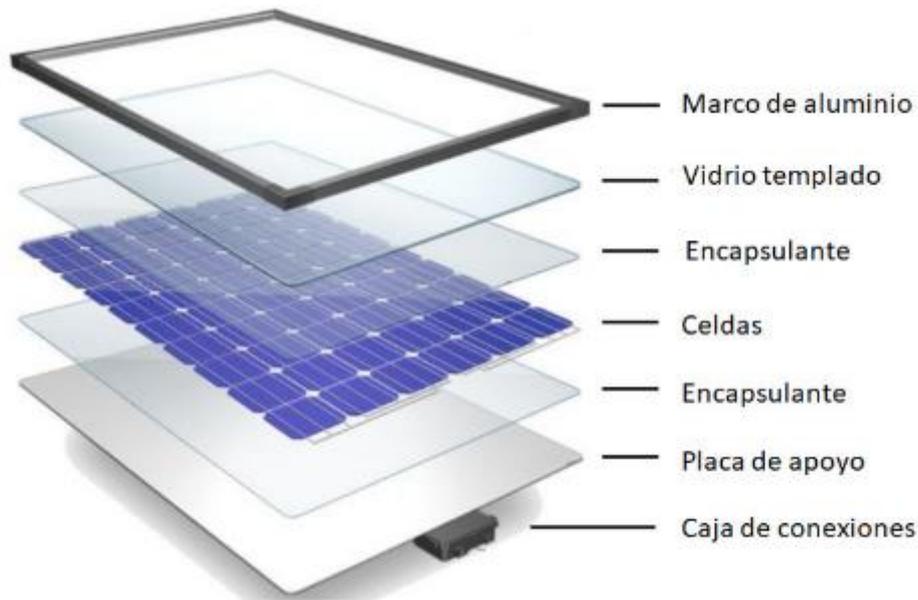
- Cubierta frontal de vidrio: 3– 4 mm.
- Encapsulante de EVA, un polímero transparente y termoplástico: 400–800  $\mu\text{m}$ .
- Celdas fotovoltaicas: 200–350  $\mu\text{m}$ .
- Conectores de celdas.
- Cubierta posterior: 280–340  $\mu\text{m}$ .
- Marco de aluminio.

**Figura 9:** Corte transversal de un módulo FV con sus componentes.



*Nota.* Adaptado de *Capítulo 5: El Panel Fotovoltaico.* (p. 4), de Curso de Energía Solar Fotovoltaica.", 2018, Fundación Energizar.

**Figura 10:** Estructura global de los componentes que forman un módulo fotovoltaico.



*Nota.* Adaptado de *Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica.* (p. 13), de Subsecretaría de Energías Renovables Y Eficiencia Energética, 2019, Ministerio de Hacienda Presidencia de la Nación.

El marco de aluminio es anodizado, para evitar la oxidación. Su rigidez provee la presión necesaria para mantener juntas las partes que integran el "sándwich".

La superficie colectora es de vidrio templado bajo hierro (típicamente entre 3 - 4 mm de espesor) con un alto valor de transmisividad. Resistente al granizo y vientos portadores de arena o tierra. El uso del vidrio ofrece una acción auto limpiante, ya que la suciedad tiende a adherirse menos a su superficie.

La junta selladora contribuye a evitar la humedad dentro del panel, evitando que las conexiones internas se oxiden o causen la apertura del contacto al semiconductor.

El material encapsulante es de alta transparencia y actúa protegiendo las células frente a la abrasión, los rayos UV y la oxidación generada por el aire y la humedad. También, protege a las conexiones de las vibraciones. Se utiliza en muchos casos el etileno vinil acetato (EVA).

La cubierta exterior al ser de metal mejora la disipación de calor al exterior.

La caja estanca en la parte trasera es de un plástico preparado para exteriores, con tapa removible y agujeros laterales para entrada y salida de los cables de conexión.

Los paneles traen dos cables, uno positivo (+) y otro negativo (-), con terminales especiales denominadas MC. Las terminales estandarizadas reciben el nombre de MC4. Con estas, se ahorra tiempo y da seguridad al cableado en serie y en paralelo de los paneles.

**Figura 11:** Conectores MC4.

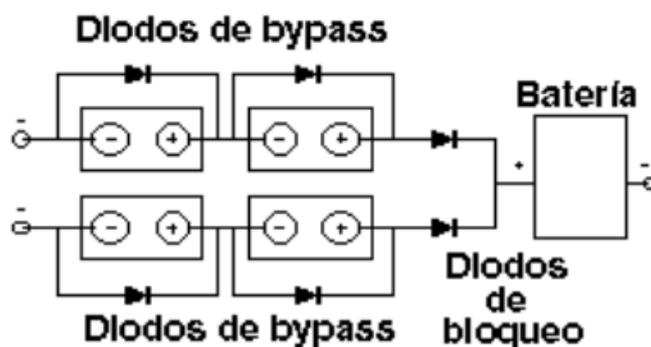


*Nota.* Adaptado de *Conectores MC4*, 2023, Autosolar (<https://autosolar.co/accesorios-de-paneles-solares/conectores-retie-mc4>).

Los diodos de bloqueo evitan que la corriente fluya a través de ellos en sentido contrario al de generación. Previenen, en caso de tener un sistema con batería que esta se descargue a través de ellos durante la noche. Y evitan que el flujo de corriente se invierta entre bloques de paneles conectados en paralelo, cuando en uno o más de ellos se produce una sombra.

Los diodos de bypass protegen individualmente a cada panel, celda o grupo de celdas de posibles daños ocasionados por sombras parciales. Son utilizados en disposiciones en las que los módulos o celdas están conectados en serie.

Figura 12: Esquema de diodos de bloqueo y diodos de bypass.



Nota. Adaptado de *Capítulo 5: El Panel Fotovoltaico*. (p. 6), de *Curso de Energía Solar Fotovoltaica*., 2018, Fundación Energizar.

### Parámetros Eléctricos de un Módulo.

**Corriente de Cortocircuito ( $I_{cc}$ ) o "Short Circuit Current" ( $I_{sc}$ )** . Es la corriente que circula cuando los terminales positivo y negativo de un módulo están conectados entre sí y sin carga, siendo su voltaje de salida nulo. Bajo estas condiciones la corriente de salida alcanza su valor máximo. Es la corriente de la celda multiplicada por el número de cadenas de celdas conectadas en paralelo.

**Tensión en Circuito Abierto (VAC) o "Open Circuit Voltage" ( $V_{oc}$ )**. Es la tensión que se mide cuando los terminales positivo y negativo de un módulo no están conectados a ninguna carga. Bajo estas condiciones no circula corriente. Se obtiene el máximo valor de voltaje de la curva V-I. Es la tensión de la celda multiplicada por el número de celdas conectadas en serie.

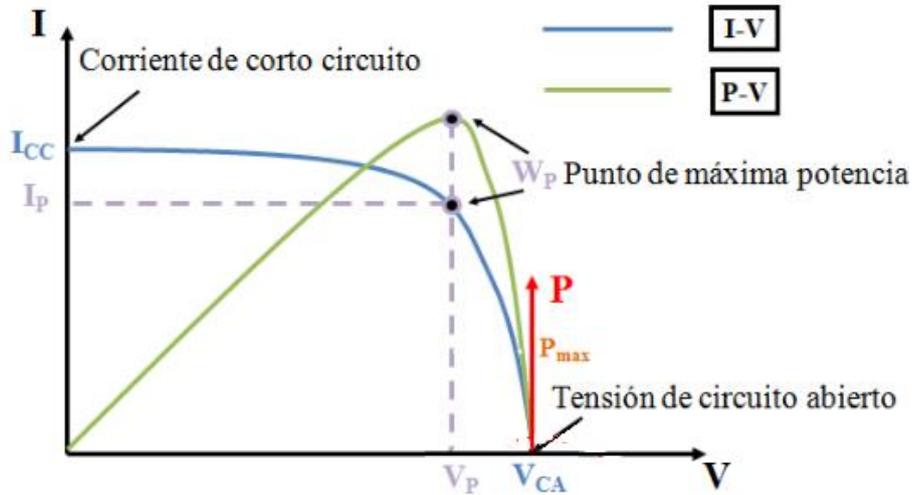
**Punto de Máxima Potencia (WP) o "Maximum Power Point" ( $P_{mp}$ )**. Es la condición de funcionamiento en la que la corriente y el voltaje dan como resultado el punto de máxima potencia. Denominándose Voltaje de Máxima Potencia o "*Voltage at Maximum Power*" ( $V_{mp}$ ) e Corriente de Máxima Potencia o "*Current at Maximum Power*" ( $I_{mp}$ ).

**Curva I – V**. El fabricante proporciona una curva I-V que relaciona la corriente con la tensión de salida para determinadas condiciones de trabajo (irradiancia y temperatura). Esta curva se obtiene variando una resistencia externa bajo condiciones estándares de prueba (STC) en laboratorio, que se explicarán más adelante.

La potencia de salida para una determinada condición de trabajo está dada por el producto de los valores de I (*corriente*) y V (*voltaje*) correspondientes.

Todas las curvas tienen una zona donde el valor de la corriente permanece prácticamente constante para valores crecientes de voltaje de salida, hasta alcanzar una zona de transición. A partir de esta zona, pequeños aumentos en el voltaje de salida ocasionan bruscas disminuciones de la corriente de salida.

Figura 13: Curvas de Corriente-Voltaje (I-V) y Potencia-Voltaje (P-V) de un módulo.



Nota. Adaptado de *Capítulo 5: El Panel Fotovoltaico*. (p. 14), de Curso de Energía Solar Fotovoltaica.", 2018, Fundación Energizar.

**Radiación Directa (HD).** Es energía radiante proveniente del sol, que llega a la superficie terrestre sin interactuar con la atmosfera.

**Radiación Difusa (Hd).** Es la fracción de la radiación solar que interactúa con la atmósfera en fenómenos de dispersión. La radiación dispersada por los componentes atmosféricos que no tiene una direccionalidad definida y proviene de toda la bóveda celeste.

**Radiación Reflejada (Hr).** Es la radiación difusa reflejada por el suelo. Es función de las propiedades del suelo.

**Radiación Total (Ht).** Es la suma de las radiaciones difusa, directa y reflejada recibida por la superficie.

**Radiación Global (H).** Es la comprendida en el espectro de 0,3 a 3 micrones.

**Rendimiento del Módulo ( $\eta$ )** Es la relación entre la potencia máxima producida ( $P_{mp}$ ) y la Potencia incidente.

$$\eta = \frac{P_{mp}}{G \times A} \quad (1)$$

Siendo  $G$  la Irradiancia incidente o también conocida como valor instantáneo de la radiación solar sobre el módulo [ $W/m^2$ ] y  $A$  el área de las celdas [ $m^2$ ].

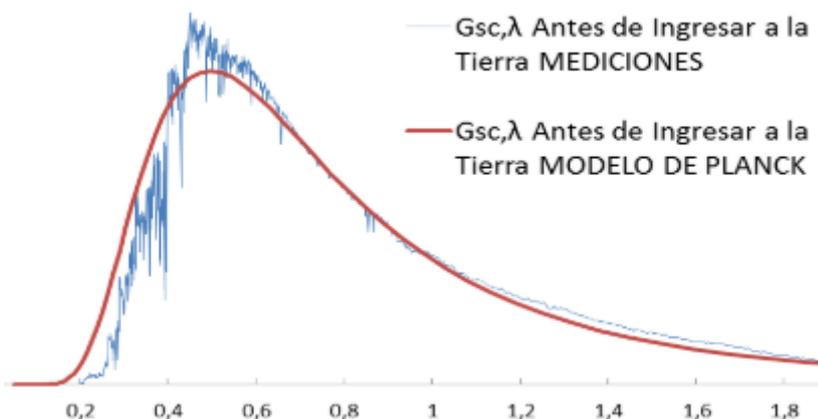
Valor de la Irradiación Solar (I) evaluado en una hora [ $kWh/m^2$ ].

Valor de la Irradiación Solar (H) evaluado en un día [ $kWh/m^2.día$ ]

**Constante Solar  $G_{sc}$ .** El sol puede considerarse como un emisor de cuerpo negro a 5800 K. El espectro emitido por el sol efectivamente medido por diferentes medios soporta

la mencionada suposición, figura 14. El valor de irradiancia que surge de la integración de la energía medida en todas las longitudes de onda y que arrojan las mediciones más aceptadas es de 1367 W/m<sup>2</sup>. Este valor se conoce como constante solar y está definido como el valor de irradiancia solar que incide sobre una superficie perpendicular a la dirección del haz de luz del sol. Como en el espacio exterior no hay atmósfera, este valor solo se ve afectado por la variación de las distancias tierra-sol que varían a lo largo del año.

**Figura 14:** Irradiancia solar espectral W/ m2.µm.



*Nota.* Adaptado de *Modulo 1: Recurso solar, introducción al sistema solar térmico, Unidad 1: Radiación Solar.* (p. 9), de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

**Masa de Aire (MA o AM).** La variación espectral depende de la espesura de la capa atmosférica. Este parámetro determina indirectamente la distancia entre la altura del sol respecto al horizonte y un observador fijo sobre la tierra.

La MA estará dada por la expresión  $1/\cos(\alpha)$ . El ángulo "α" está formado entre la posición de zenit y la posición del sol en el momento de la observación.

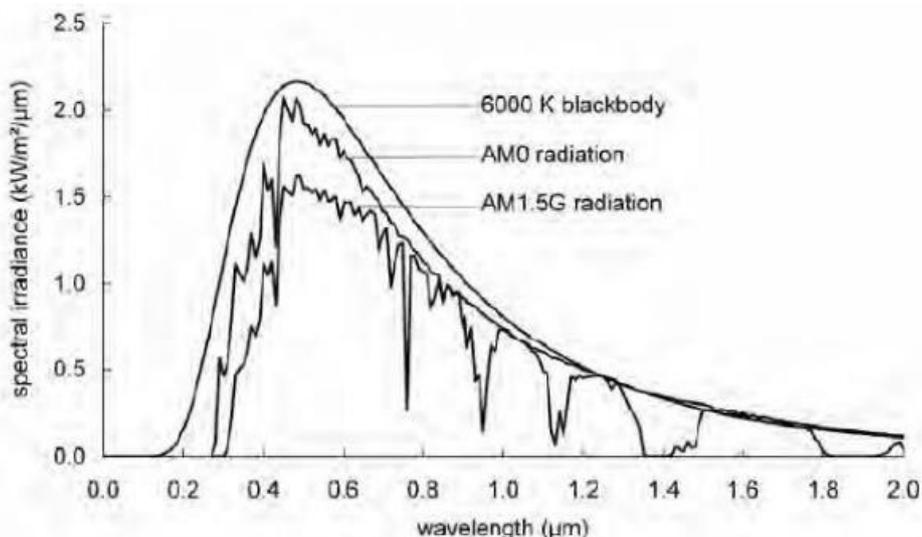
En el zenit, la distancia entre el observador y el sol es mínima, ya que los rayos solares caen formando un ángulo de 90° respecto del horizonte, por lo que la radiación solar atraviesa una distancia mínima a través de la atmosfera.

A la posición del zenit se le asigna, como referencia, una masa de aire unitaria

$$AM = \frac{1}{\cos(0^\circ)} = 1 \quad (2)$$

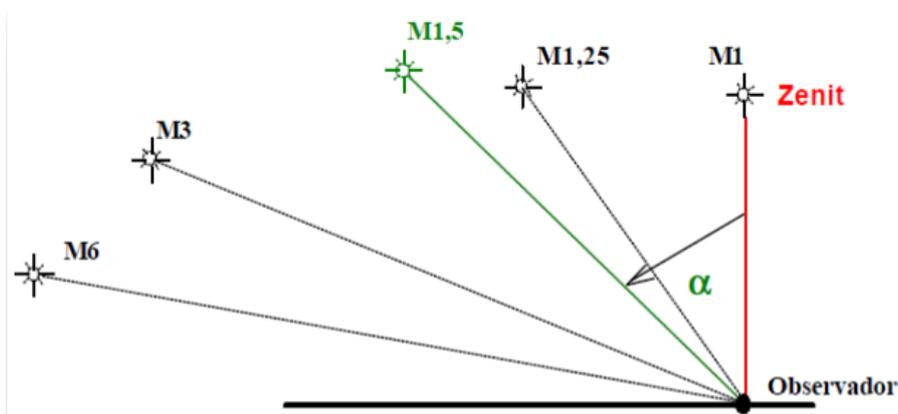
Mientras algunos autores asignan el valor M0 al espectro luminoso fuera de la atmósfera.

Figura 15: Comparación del Espectro de Irradiación.



Nota. Adaptado de *Capítulo 2: La Radiación Solar*. (p. 13), de *Curso de Energía Solar Fotovoltaica.*, 2018, Fundación Energizar.

Figura 16: Zenit la menor distancia entre el sol y un observador,  $\alpha$  variando de MA.



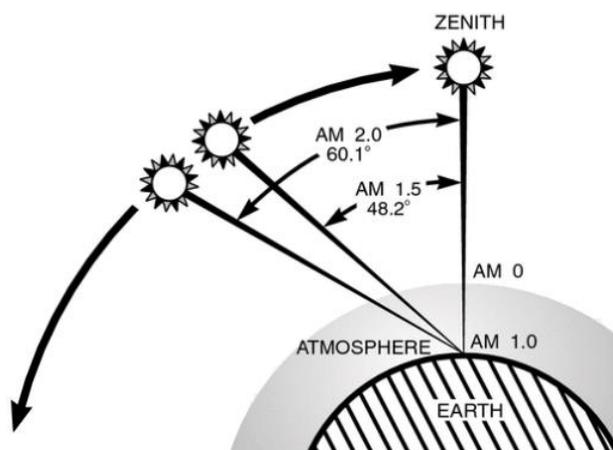
Nota. Adaptado de *Capítulo 2: La Radiación Solar*. (p. 13), de *Curso de Energía Solar Fotovoltaica.*, 2018, Fundación Energizar.

Como sabemos las estaciones del año definen la posición del sol respecto de una ubicación geográfica dada, y esto determina la distancia del sol al observador, porque en invierno la radiación atravesará una mayor MA que en el verano.

La fuente luminosa usada para medir la potencia máxima de salida de un panel FV tiene un espectro luminoso correspondiente a un MA=1,5. Este valor corresponde a un ángulo de 48.2°.

En el Ecuador, MA=1 mientras que en Europa es aproximadamente 1,5. Este es el valor que se adopta como estándar para evaluar la potencia pico de salida de un panel solar fotovoltaico.

Figura 17: Gráfico del Sol con los ángulos correspondientes según MA.



Nota. Adaptado de *Capítulo 2: La Radiación Solar*. (p. 14), de Curso de Energía Solar Fotovoltaica.", 2018, Fundación Energizar.

**Condiciones Estándares de Medición (CEM) o "Estándar Test Condition" (STC).** Son las condiciones ambientales de referencia para realizar las medidas de las características de los módulos FV en laboratorio.

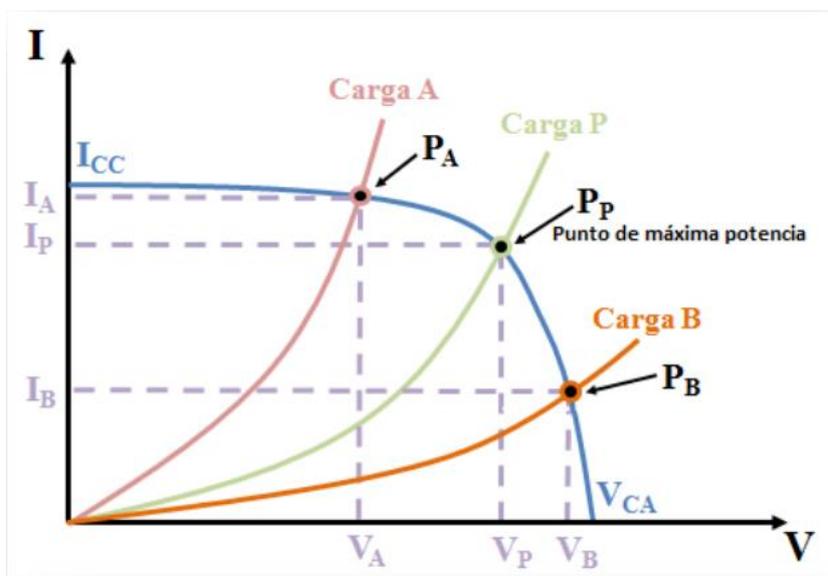
- Irradiancia: 1000 W/m<sup>2</sup>.
- Espectro equivalente al de una masa de aire (AM): 1,5
- Incidencia Normal.
- Temperatura trabajo del panel: 25°C. Esto corresponde, según la tecnología del panel, a una temperatura ambiente entre 0°C y 5°C.

**Temperatura de Operación Nominal de la Celda (TONC) o "Normal Operation Cell Temperature" (NOCT).** Es la temperatura que alcanzan las celdas cuando se somete al módulo a las siguientes condiciones:

- Irradiancia: 800 W/m<sup>2</sup>.
- AM: 1,5
- Velocidad de viento: 1 m/s. Con el viento orientado en paralelo al plano del panel, y todas las partes del mismo completamente expuesto al viento.
- Temperatura de ambiente: 20°C. Dependiendo de la tecnología del panel, es decir la tecnología de la celda en determinadas condiciones el valor oscila entre 45°C y 49°C.

**Punto de Trabajo.** Cuando a un panel fotovoltaico se le conecta una carga externa, este responde mediante un voltaje y una corriente determinada por su curva característica. Y a este punto se lo define como "*punto de trabajo*".

Figura 18: Representación del punto de máxima potencia.



Nota. Adaptado de *Capítulo 5: El panel fotovoltaico*. (p. 25), de Curso de Energía Solar Fotovoltaica., 2018, Fundación Energizar.

Al variar la carga externa (impedancia), el punto de trabajo se desplazará a lo largo de la curva. Si la demanda de corriente es superior a la  $I_p$ , el panel desplaza su punto de trabajo hacia valores superiores de  $I$ , reduciendo su voltaje de salida como se señala en "Carga A", fig. 18.

Si se demanda un voltaje superior a  $V_p$ , el panel desplaza su punto de trabajo hacia valores superiores de  $V$ , reduciendo su corriente de salida como se aprecia en la curva representada por la "Carga B", en fig. 18.

Por último, si se demanda un voltaje igual a  $V_p$ , el panel desplaza su punto de trabajo hacia el punto de máxima potencia, entregando una corriente de salida  $I_p$ , representado por la "Carga P" en fig. 18.

Se verá más adelante, para trabajar en el punto de máxima potencia de los paneles, los inversores de inyección a red poseen entradas capaces de situarse en el punto de máxima potencia. Con este sistema electrónico que utiliza algoritmos específicos que gestionan el punto de trabajo de los módulos de manera de obtener siempre la potencia máxima.

Debido a las variaciones de irradiancia, temperatura, etc., el punto de máxima potencia (MPP) varía constantemente, y el sistema debe seguirlo automáticamente.

**Selección del Panel Solar a Utilizar.**

Se analizará la hoja técnica del Módulo AS-7M144-HC de 550Wp, Marca: Amerisolar. Este modelo de panel será el utilizado para armar la cadena de paneles que estará conectada al inversor. Describiremos su tecnología, número de celdas y la tecnología que conforma a la celda presentando sus ventajas.

El panel solar fotovoltaico AS-7M144-HC, tiene 144 celdas. Este módulo es monocristalino PERC de celda partida o "half cell" (HC), de tamaño 182 x 91 mm, dato que se puede ver en la tabla 1, en "Cell type" o tipo de celda.

**Tabla 1: Características Mecánicas o "Mechanical Characteristics"**

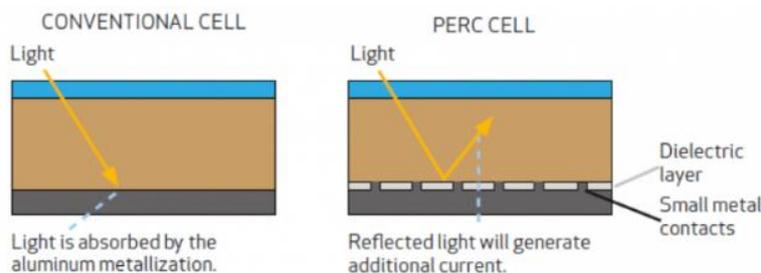
Mechanical Characteristics		
Cell type: Monocrystalline PERC 182*91 mm		
Number of cells	144	6*24
Dimensions	2279x1134x35	mm
Weight	29	kg
Junction box	IP68, 3 diodes	
Cable	4 mm <sup>2</sup> ; Portrait: 300 mm	

*Nota.* Adaptado de la ficha técnica del panel Amerisolar AS-7M144-HC 550 Wp, se adjunta la ficha en el anexo del cap. 1.

La tecnología "Passivated Emitter Rear Cell" (PERC) consiste en colocar una capa reflectante (Dielectric Layer) para aprovechar al máximo la radiación. En el proceso de fabricación se le añade una capa adicional en la parte trasera del panel solar. Esta capa permite reflejar de nuevo hacia la celda parte de los fotones que atraviesan la misma, aumentando la eficiencia total del panel solar.

Las celdas disponen de una capa posterior que ayuda a captar más irradiación solar y una lámina que hace que la luz solar sobrante rebote dentro y se pueda recuperar. Esto es una ventaja frente a las placas solares fotovoltaicas de fabricación estándar.

**Figura 19: Comparación de una celda convencional o "conventional cell" vs. una celda PERC.**



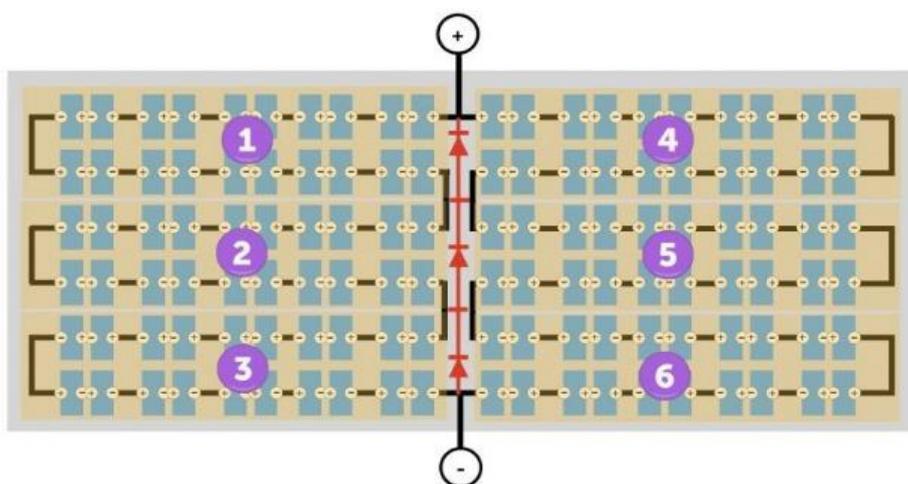
*Nota.* Adaptado de Tecnología PERC y HALF CELL en PANELES SOLARES, 2019, BLOG TECNOSOL ([https://tecnosolab.com/noticias/tecnologia-perc-y-half-cell-en-paneles-solares/#:~:text=PERC%20\(Passivated%20Emitter%20Rear%20Cell,parte%20trasera%20del%20panel%20solar\).](https://tecnosolab.com/noticias/tecnologia-perc-y-half-cell-en-paneles-solares/#:~:text=PERC%20(Passivated%20Emitter%20Rear%20Cell,parte%20trasera%20del%20panel%20solar).))

La tecnología de celda partida o "Half-Cell" (HC), se trata de una innovación a nivel de placas solares. El uso de estas células solares cortadas por la mitad hace que la caja de conexiones se sitúe en el centro del panel. A diferencia de los módulos solares convencionales, el panel solar queda cortado en 2 mitades, con el 50% de capacidad cada una.

Las placas solares compuestas por mitades de celdas solares (HC) dividen el flujo de la corriente en dos partes unidas en serie. Esto reduce la resistencia interna de las placas, hay menores pérdidas de corriente al ser transportada por las pistas conductoras, y asegura una producción continua cuando está parcialmente sombreada o la distancia entre filas es insuficiente. Entonces, los sombreados parciales de una mitad del panel solar no afectarán al total del panel.

El diseño de las celdas y la tecnología Multi-busbar (MBB) le da una alta eficiencia de conversión de energía de hasta un 21.28%.

**Figura 20:** Esquema del cableado interior de un panel solar con tecnología Half Cell.



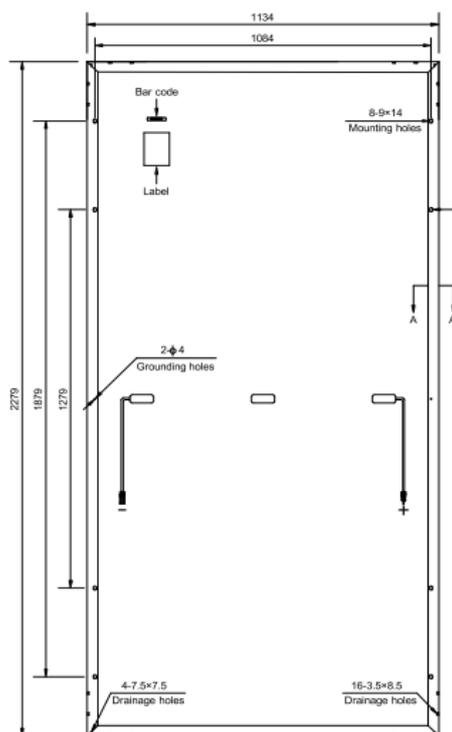
*Nota.* Adaptado de *Tecnología PERC y HALF CELL en PANELES SOLARES*, 2019, BLOG TECNOSOL ([https://tecnosolab.com/noticias/tecnologia-perc-y-half-cell-en-paneles-solares/#:~:text=PERC%20\(Passivated%20Emitter%20Rear%20Cell,parte%20trasera%20del%20panel%20solar\).](https://tecnosolab.com/noticias/tecnologia-perc-y-half-cell-en-paneles-solares/#:~:text=PERC%20(Passivated%20Emitter%20Rear%20Cell,parte%20trasera%20del%20panel%20solar).))

En la figura 20, se puede ver que hay 6 filas separadas de celdas conectadas en paralelo.

El módulo solar cuenta con la siguiente dimensión (*Module dimensions*): 2279 x 1134 x 35 mm y un peso (*Weight*) de 29 kg.

La parte de adelante o "Front cover" del panel tiene un vidrio templado con revestimiento anti-reflectante (*AR-coating*) lo que permite aumentar la transmitancia solar por medio de la disminución de la reflectancia de luz, aumentando así la eficiencia de las celdas solares. Reduce los reflejos del vidrio y la contaminación causada por la reflectancia en el medio ambiente. Protege, en cierta medida, del polvo y suciedad y mejora la autolimpieza del cristal de modo que asegura el mantenimiento de una alta eficiencia en la celda.

Figura 21: Vista real del panel y dimensiones.



Nota. Adaptadas de la ficha técnica del panel solar *Amerisolar AS-7M144-HC 550 Wp*, adjunta en el anexo del cap. 1.

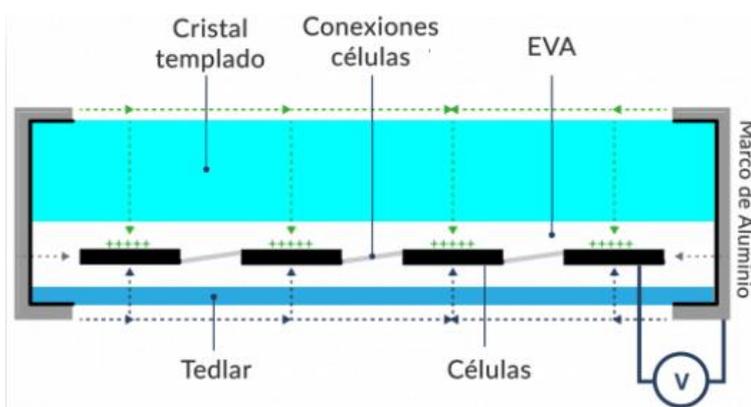
Las características comerciales certificadas aseguran un bajo coeficiente de temperatura y un excelente rendimiento en condiciones de alta temperatura y poca luz. En los capítulos siguientes se profundizará en lo que respecta a la respuesta teórica, de dichos módulos, a condiciones de temperatura extrema.

El marco de aluminio robusto asegura que los módulos soporten cargas de viento de hasta 2400 Pa. Se mostrará, en próximos capítulos, un cálculo elemental de esfuerzos según el tipo de anclaje y se podrá corroborar la presión del viento sobre los módulos.

Desde hace unos años, en los sistemas fotovoltaicos con inversores sin transformador, se han detectado pérdidas de energía de un 30% en algunos módulos fotovoltaicos o en toda la instalación.

Este efecto se denomina Degradación por Potencial Inducido (*PID* o *DIP*). Y es la pérdida gradual de rendimiento del sistema causada por corrientes de fuga entre las celdas del panel y el resto de los componentes (marco, tedlar, eva y vidrio) debido a las altas tensiones que se general entre el marco del panel y las celdas.

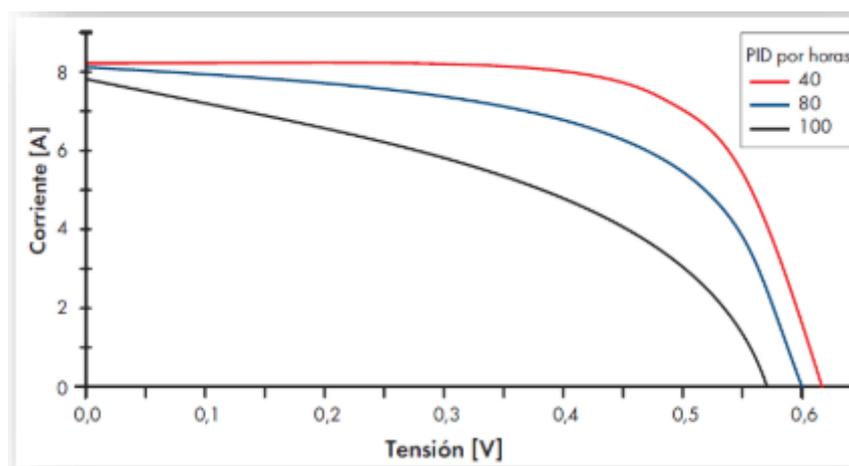
Figura 22: Flujo de corriente entre los materiales que componen el módulo.



Nota. Adaptado de *Capítulo 5: El panel fotovoltaico.* (p. 48), de Curso de Energía Solar Fotovoltaica.", 2018, Fundación Energizar.

Durante el proceso de degradación, la curva característica I- V del generador se modifica, resultando en una pérdida de potencia.

Figura 23: Curva característica modificada por una pérdida de potencia.



Nota. Adaptado de *Capítulo 5: El panel fotovoltaico.* (p. 48), de Curso de Energía Solar Fotovoltaica.", 2018, Fundación Energizar.

El efecto depende de las condiciones medioambientales del lugar, sobre todo en climas cálidos y húmedos. Condiciones eléctricas del sistema, a mayor tensión de las series (cadenas) mayor es la posibilidad de aparición de este efecto. La calidad del panel solar y las de las celdas en cuestión.

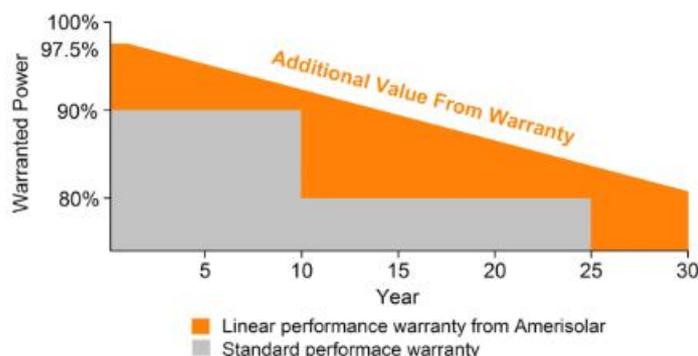
Un bajo rendimiento es el principal resultado de la DIP de los paneles solares, porque en condiciones normales se espera que los paneles duren y muestren su rendimiento óptimo durante 20 años. Pero, en 3 años, se produce la DIP y muchas de las células del panel se dañarán y no cumplirán su función, lo que provoca una pérdida de potencial de hasta el 30%.

En conclusión, el fabricante asegura que sus paneles no sufren este DIP de manera tan súbita como otros paneles estándar.

Respecto, a la garantía del producto o "Product Warranty" que es el tiempo que el fabricante asegura que el producto no sufrirá ninguna avería derivada de una fabricación defectuosa. En este caso se asegura 20 años.

La siguiente figura 24 muestra la garantía de rendimiento de potencia a través de los años. Es decir, el porcentaje de potencia máxima que el fabricante asegura que tendrá el panel después de un determinado periodo de tiempo. Lo compara con la garantía de potencia de otro panel solar estándar.

**Figura 24:** Garantía de Rendimiento Lineal de la Marca Amerisolar vs Garantía de Rendimiento Standard.



*Nota.* Adaptada de la ficha técnica brindada por el fabricante del panel solar *Amerisolar AS-7M144-HC 550 Wp* (pag.2), adjunta al anexo del capítulo 1.

En la figura 24, se observa que un 97.5% corresponde al primer año. Para el segundo año hasta los treinta años, del panel, 0.5% aproximadamente de disminución máxima de la potencia de salida nominal del módulo por año. Finalizando, con el 82,5% en el año 30 posterior a la fecha de inicio de la garantía definida.

A continuación, en tabla 2, se mostrará los parámetros eléctricos del panel solar fotovoltaico, marca Amerisolar, modelo AS-7M144-HC550W. Estos datos fueron tomados de su ficha técnica que se anexa al final del capítulo 1.

Tabla 2: Parámetros Eléctricos Según Condiciones STC.

STC		
Irradiance=1000W/m <sup>2</sup> ; Tcell=25°C; AM=1,5; Tolerance of P <sub>máx</sub> : ±3%; Measurement Tolerance: ±3%.		
Maximum Power (P <sub>max</sub> )	550	W
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	50,00	V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	13,94	A
Voltage at Maximum Power (V <sub>mp</sub> )	41,8	V
Current at Maximum Power (I <sub>mp</sub> )	13,16	A
Module Efficiency (%)	21,28	%
Operating Temperature	-40°C to +85°C	
Maximum System Voltage	1500 V DC	
Fire Resistance Rating	Type 1 (in accordance with UL1703)/Class C(IEC61730)	
Maximum Series Fuse Rating	25	A

Nota. Adaptados de la ficha técnica, del panel AS-7M144-HC 550 Wp, adjunta al anexo del cap. 1.

**Aclaración de términos de la tabla 2.** Irradiancia o "Irradiance". Temperatura de trabajo de celda (T<sub>cell</sub>). Potencia Máxima o "Maximun Power". Eficiencia del módulo o "Module Efficiency" en %. Temperatura de operación o "Operating Temperature". Voltaje máximo del sistema o "Maximum System Voltage". Clasificación de Resistencia al fuego o "Fire Resistance Rating". Rango máximo del fusible en línea o "Maximum Series Fuse Rating".

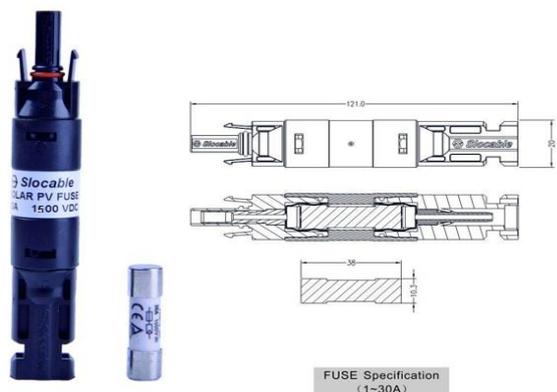
**Eficiencia del Módulo o "Module Efficiency"** . Es la relación entre la potencia del panel fotovoltaicos y la radiación que incide sobre su superficie. No indica la efectividad del panel. Para una misma potencia a mayor tamaño menor eficiencia.

El panel analizado, cuenta con una eficiencia del 21,28%.

**Voltaje Máximo del Sistema o "Maximum System Voltage"** . Es la tensión máxima continua que no podrá superar el conjunto de paneles que componen el string o rama de paneles en serie. En este caso sería 1500 Vdc (*voltaje en corriente continua*).

**Rango Máximo del Fusible en Línea o "Maximum Series Fuse Rating"** . Sobre una gran parte de una rama de paneles conectados en serie puede generarse sombra, esto provocaría que se produzca una corriente inversa que en lugar de fluir desde el panel a la carga circule desde la carga hacia el panel. Para evitar los posibles daños que pueda ocasionar ese fenómeno se debe verificar el valor de este fusible. Dicho valor me da una referencia del máximo número de series de paneles que se puede poner en paralelo sin protección adicional, con el método de convergencia directa. En caso, de que la cantidad de string o ramas en paralelo sobrepase el valor "Maximum Series Fuse Rating" que es 25 A, se debe adicionar en cada rama, individual, en su MC4 un fusible de dicho valor. En este caso, el conector de fusible en línea MC4 sería similar al de la figura 25.

Figura 25: Conector de fusible en línea MC4.



Nota. Adaptado de Slocable. (<https://www.slocable.com.cn>). "¿ Qué es el conector de fusible en línea MC4?". Fuente: sitio web.

**Clase de Resistencia al Fuego o "Fire Resistance Rating"** . La IEC 61730-2:2004 Certificación de seguridad de módulos fotovoltaicos-Parte 2: Requisitos para ensayos. Punto 10.8 Ensayo de fuego, examina el comportamiento de módulos fotovoltaicos respecto al fuego. Establece dos tipos de ensayos de resistencia al fuego: ensayo de propagación de la llama y ensayo de quemado parcial. De esta manera, se permite clasificar a los módulos fotovoltaicos en clase A, B y C según los criterios que se muestran en Figura 26. Siendo para el panel seleccionado clase C.

Figura 26: Condiciones de ensayos de resistencia al fuego de módulos fotovoltaicos.

Parámetro	Clase A	Clase B	Clase C
Inclinación de los módulos fotovoltaicos	22,6° (o según el fabricante siempre que el ángulo sea mayor de 22,6°)		
Velocidades del viento (m/s)	5,3		
Tamaño de la muestra, ancho x largo (m)	1 x 1,8	1 x 2,4	1 x 3,9
<b>Ensayo de propagación de llama</b>			
Temperatura de la llama (°C)	760	760	704
Duración del ensayo (minutos)	10	10	4
<b>Ensayo de quemado parcial</b>			
Tipo de madera del bloque	Madera de abeto secada al horno sin nudos ni bolsas de resina		
Tamaño bloque (mm)	300 x 300 x 57	150 x 150 x 57	38,1 x 38,1 x 19,8
Número de bloques	1	2	20

Nota. Adaptado de Estrucplan. (<https://estrucplan.com.ar/>). Prevención y Actuación Frente A Incendios En Edificios Con instalaciones Fotovoltaicas. Fuente: Norma IEC 61730-2:2004.

A continuación, en tabla 3, se mostrará los parámetros eléctricos del panel solar fotovoltaico seleccionado, pero en condiciones NOTC.

**Tabla 3:** Parámetros eléctricos según condiciones NOTC.

NOTC		
Irradiance=800W/m <sup>2</sup> ; Tamb=20°C; Wind Speed= 1 m/s.		
<b>Maximum Power (Pmax)</b>	411	W
<b>Open Circuit Voltage (Voc)</b>	46,1	V
<b>Short Circuit Current (Isc)</b>	11,28	A
<b>Voltage at Maximum Power (Vmp)</b>	38,1	V
<b>Current at Maximum Power (Imp)</b>	10,79	A

*Nota.* Adaptados de la ficha técnica del panel AS-7M144-HC 550 Wp que se adjunta en el anexo del capítulo 1.

La temperatura de trabajo se determina por el equilibrio entre el calor generado en el panel fotovoltaico por el sol y la conducción, convección y pérdida de calor por radiación.

La diferencia entre la temperatura de trabajo y la temperatura de ambiente obedece una relación cuasi lineal respecto de la irradiancia para una velocidad de viento dada.

El comportamiento de la temperatura de los módulos FV se describe mediante el valor de NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*), que puede ser utilizado en combinación con un procedimiento de cálculo para predecir la temperatura del módulo, T<sub>c</sub>, bajo ciertas condiciones medioambientales. De acuerdo con el modelo NOCT, T<sub>c</sub> y de la irradiancia solar incidente G<sub>inc</sub>, mediante la ecuación:

$$T_c = T_a + \frac{G_{inc}}{800 \frac{W}{m^2}} * (NOCT - 20^\circ C) \quad (3)$$

La ecuación es válida para el valor de viento mostrado en la tabla 3.

Por último, el tipo de montaje afecta considerablemente la temperatura de trabajo debido a que se limita la convección natural de la parte trasera del módulo.

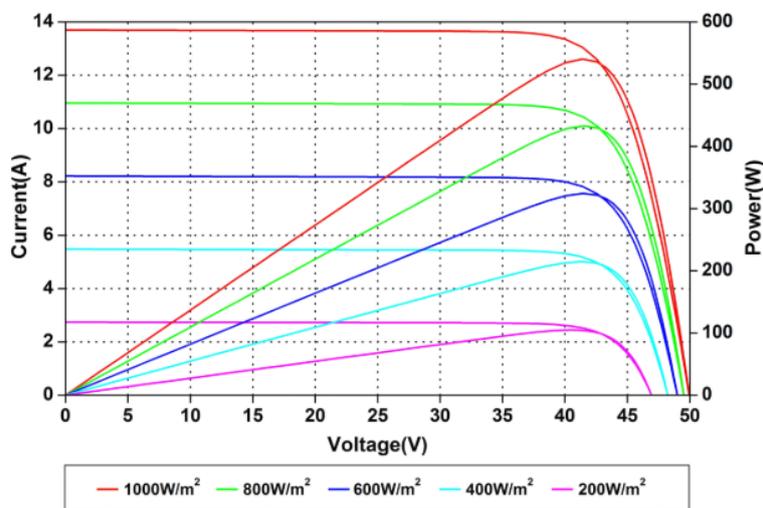
**Efectos de Factores Ambientales Sobre el Panel Solar Seleccionado.**

**Efecto de la Irradiancia.** Se sabe que la potencia pico (Wp) del panel fue medida con una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> y un espectro de una masa de aire MA= 1,5.

Una variación de la nubosidad o de la posición del sol, creará una disminución de la radiación global percibida por el panel. Entonces, la curva I-V se moverá hacia abajo. El fabricante seleccionado *Amerisolar* provee dentro de su ficha técnica las curvas del comportamiento del panel para distintos niveles de irradiancia.

Las curvas contemplan la irradiancia global (*directa, difusa y reflejada*) que recibe el panel.

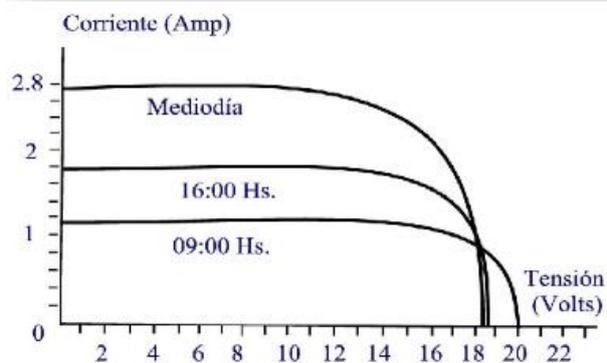
**Figura 27:** Curvas de Corriente-Voltaje y Potencia-Voltaje para diferentes irradiancias.



*Nota.* Adaptada de las curvas brindada por el fabricante en la ficha técnica del panel solar *Amerisolar AS-7M144-HC 550 Wp* (pag.2), adjunta al anexo del capítulo 1.

En la práctica, dependiendo del terreno, o de reflejos de la luz por otras nubes, el nivel de salida puede incrementarse temporariamente, en lugar de decrecer.

**Figura 28:** Ejemplo de Curva I-V, comportamiento según las horas del día.



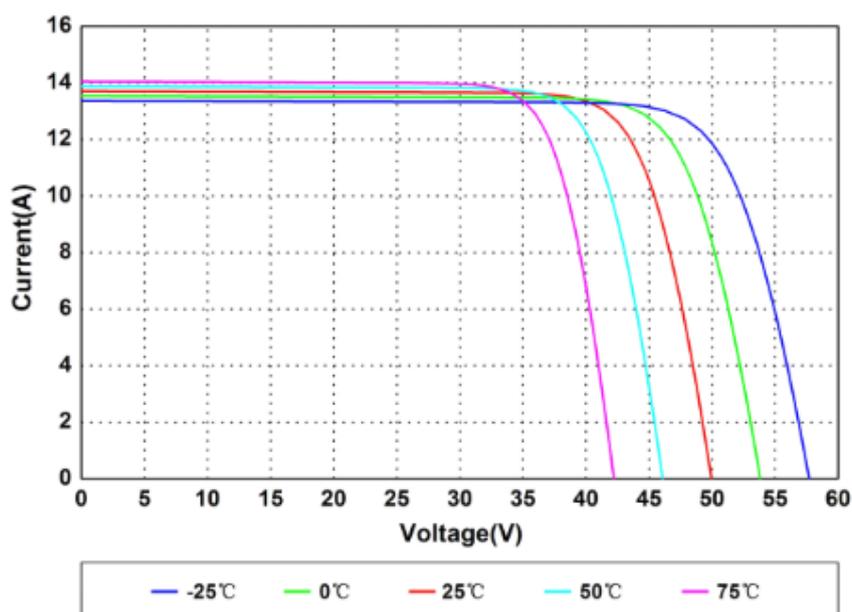
*Nota.* Adaptado de *Capítulo 5: El panel fotovoltaico.* (p. 17), de *Curso de Energía Solar Fotovoltaica.*, 2018, Fundación Energizar.

**Efecto de la Temperatura.** Las mediciones estándares de testeo (STC), el valor de temperatura de trabajo del panel es de 25°C. Esto corresponde, según la tecnología del panel, a una temperatura ambiente entre 0°C y 5°C.

Cuando la temperatura de trabajo del panel se incrementa,  $I_{CC}$  se incrementa levemente, mientras que  $V_{CA}$  disminuye sensiblemente, por lo que toda la curva característica I-V varía.

En la fig. 29, que da el fabricante del panel de 550 Wp, se muestran mencionadas características.

**Figura 29:** Curva I-V a diferentes temperaturas.



*Nota.* Adaptada de las curvas brindada por el fabricante en la ficha técnica del panel solar *Amerisolar AS-7M144-HC 550 Wp (pag.2)*, adjunta al anexo del capítulo 1.

Se aprecia en el fig. 29, que el incremento de la temperatura genera que la corriente  $I_{CC}$  aumente levemente y decaiga la tensión a circuito abierto  $V_{CA}$ .

Si el sistema fuera aislado (no conectado a la red) para que el voltaje de los paneles solares no caiga por debajo del voltaje de las baterías cuando la temperatura del panel se eleva, los fabricantes utilizan las celdas en serie por panel. De esta manera, el voltaje de circuito abierto es elevado a 25°C (más del voltaje nominal de la batería).

Otro punto importante, es que la potencia pico (Wp) disminuye al aumentar la temperatura. Como el desplazamiento de la tensión es mayor al desplazamiento de la corriente, el panel pierde eficiencia con el aumento de temperatura.

La temperatura de trabajo varía en función de la temperatura ambiente, la irradiancia y la ventilación, que está relacionada al tipo de montaje. En el caso de este proyecto, es con soportes en suelo. Más adelante se detallará el tipo de estructura seleccionada.

Un montaje integrado al techo provoca una temperatura de trabajo más alta, aumentando a menudo la temperatura de los módulos en 10°C respecto al cálculo nominal, con la parte posterior del módulo despejada.

Son muy escasos los lugares donde la temperatura máxima de trabajo alcanza sólo 25°C.

En algunos países está estandarizado que la máxima diferencia entre la temperatura ambiente y la temperatura de trabajo es de 25°C para montaje libre, por lo que directamente se utiliza este valor para el diseño:

$$T_T = T_a + 25^\circ C \quad (4)$$

Si se considera un montaje en el techo, la expresión sería:

$$T_T = T_a + 35^\circ C \quad (5)$$

Pero lo más importante de destacar es que a la primera hora de la mañana, antes que el sistema comience a funcionar, los paneles estarán a tensión de circuito abierto ( $V_{CA}$  o  $V_{OC}$ ), sin entregar corriente. Este es el momento en que la temperatura de trabajo de los paneles será igual a la temperatura ambiente  $T_T = T_a$  (6) puesto que no se calentarán por el hecho de no generar potencia (*por lo tanto, no se aplica el NOCT*).

En consecuencia, el voltaje más alto que generarán los paneles será el de circuito abierto en el momento del alba con la temperatura ambiente más baja.

**Efecto Sobre la Potencia Nominal.** Tal como se estuvo exponiendo al principio, debido a la diferencia de temperatura, la potencia de salida no alcanza el valor pico especificado por el fabricante. Esto se termina traduciendo en una pérdida de eficiencia. Entonces, se debe tener en cuenta esta degradación de potencia a fin de que el diseño de la instalación asegure que los requerimientos eléctricos del sistema puedan ser satisfechos durante todos los días del año.

**Coefficiente de Degradación (Cd).** Se define para poder cuantificar las pérdidas de potencia para una determinada temperatura. Entonces, en la ficha técnica o *datasheet* del panel seleccionado encontramos este coeficiente [%/°C].

**Tabla 4:** Características de Temperatura.

Temperature Characteristics		
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C	
Temperature Coefficients of Pmax	-0,36	%/°C
Temperature Coefficients of Voc	-0,28	%/°C
Temperature Coefficients of Isc	0,05	%/°C

*Nota.* Adaptado de la ficha técnica del panel modelo *AS-7M144-HC 550 Wp*, que se adjunta al anexo del capítulo 1

La pérdida de potencia en función de la temperatura de trabajo puede considerarse lineal. Por lo general, es un dato que todos los fabricantes brindan en la ficha técnica pero algunos autores recomiendan que si se desconoce puede utilizarse un valor práctico conservador de 0,5 [%/°C].

**Efecto Sobre el Voltaje de Circuito Abierto (Voc o VCA).** El voltaje de salida de un panel solar disminuye en función de un aumento de la temperatura de trabajo, como hemos podido apreciar en figuras anteriores.

Esta variación debe considerarse para calcular los niveles de voltaje en los casos extremos de temperatura de trabajo puesto que deben estar dentro de los rangos de funcionamiento de las entradas MPPT del inversor.

La información técnica del panel muestra este valor como coeficiente de temperatura ( $CT_{Voc}$ ) [%/°C].

Según el panel seleccionado, se puede apreciar que por cada °C que aumente la temperatura el voltaje disminuirá 0.140 V.

$$CT_{Voc} * \frac{V_{oc}}{100\%} = -0,28 \frac{\%}{^{\circ}C} * \frac{50,0V}{100\%} = -0,140 \frac{V}{^{\circ}C} \quad (4)$$

**Tabla 5:** Características de temperatura.

Temperature Characteristics		
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C	
Temperature Coefficients of Pmax	-0,36	%/°C
Temperature Coefficients of Voc	-0,28	%/°C
Temperature Coefficients of Isc	0,05	%/°C

*Nota.* Adaptado de la ficha técnica del panel modelo AS-7M144-HC, que se adjunta al anexo del capítulo 1

**Efecto Sobre la Corriente de Cortocircuito (Isc).** Como se ha expuesto en párrafos anteriores, la corriente producida por el panel solar aumenta en función de un aumento de la temperatura de trabajo.

Esta variación se debe tener en cuenta cuando se calcula la máxima corriente de entrada a las entradas MPPT del inversor sin producir un corte por exceso de potencia.

En la ficha técnica, el fabricante especifica el valor de coeficiente de temperatura ( $CT_{Isc}$ ) [%/°C].

*Tabla 6: Características de temperatura.*

Temperature Characteristics		
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C	
Temperature Coefficients of Pmax	-0,36	%/°C
Temperature Coefficients of Voc	-0,28	%/°C
Temperature Coefficients of Isc	0,05	%/°C

*Nota.* Adaptado de la ficha técnica del panel modelo AS-7M144-HC, que se adjunta al anexo del capítulo 1.

## *Inversores Fotovoltaicos.*

### *Principio de Funcionamiento.*

Los módulos fotovoltaicos, como se ha visto en los párrafos anteriores, producen corriente continua. Un inversor convierte la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA). Cuando se posee un sistema aislado, el inversor se conecta a las baterías. Pero en sistemas conectados a la red, el inversor se conecta directamente a los módulos fotovoltaicos.

Dentro de sus funciones principales se puede encontrar:

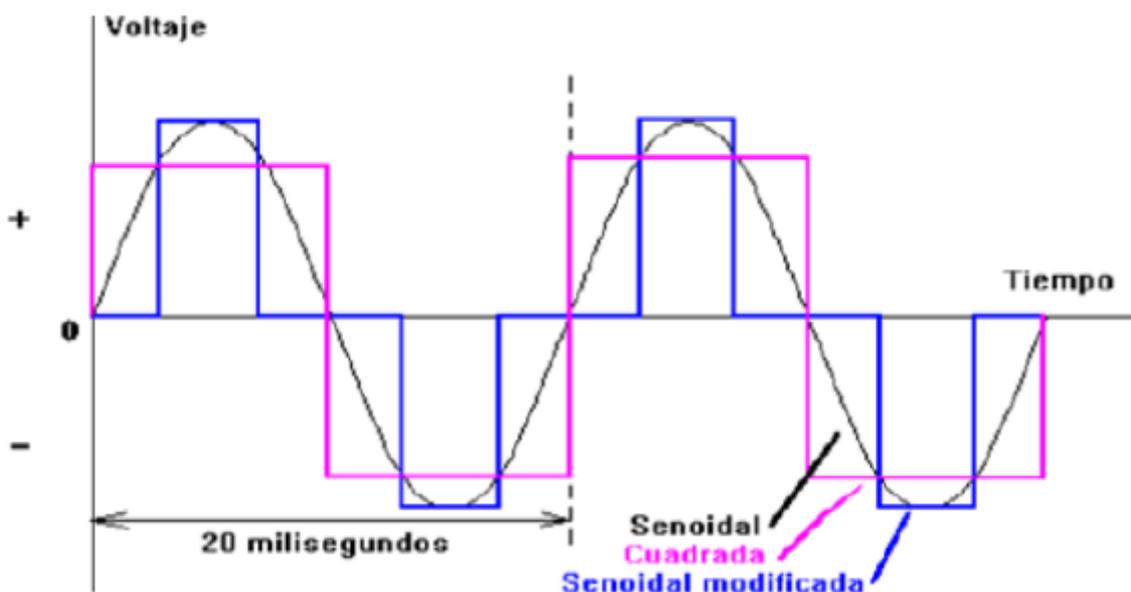
- Inversión CC/CA.
- Modulación de la onda alterna de salida.
- Regulación del valor eficaz de la tensión de salida.

Existen varias maneras de realizar la inversión, la mejor es la que logre ajustar la onda de salida a la onda senoidal ideal.

La conversión de la onda de salida da paso a la clasificación de los mismos en, inversores de:

- Onda cuadrada.
- Onda senoidal modificada.
- Onda Senoidal pura.

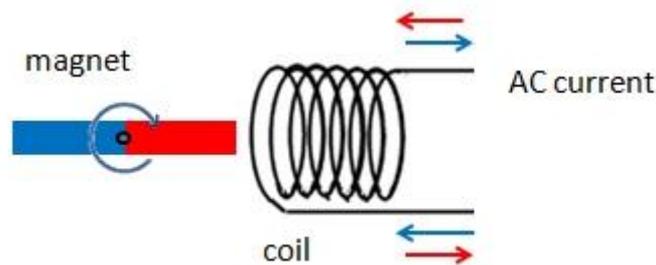
**Figura 30:** Esquema de la conversión de onda en un inversor.



*Nota.* Adaptado de *Modulo 1:Recurso Solar y Tecnologías, Unidad 2: Inversores.* (p. 9), de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

El proceso de conversión de la corriente continua en corriente alterna se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética. La inducción electromagnética es la generación de diferencia de potencial eléctrico en un conductor cuando está expuesto a un campo magnético variable. Por ejemplo: si colocamos una bobina cerca de un imán giratorio, se inducirá una corriente eléctrica en la bobina.

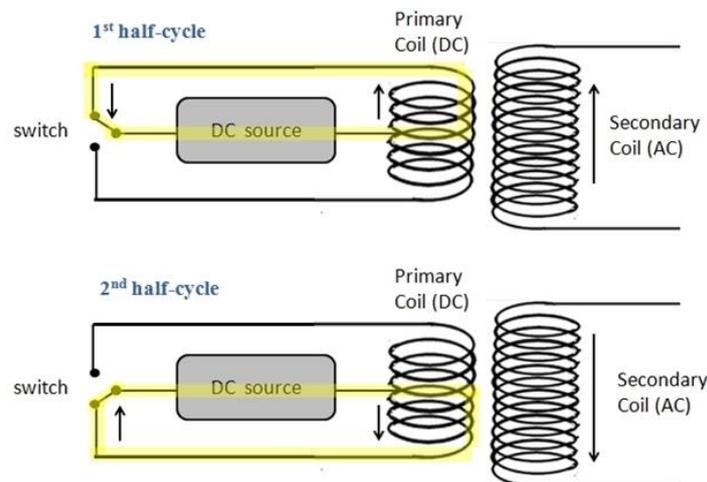
**Figura 31: Inducción Electromagnética.**



*Nota.* Adaptado de *Inverters: principle of operation and parameters* [Imagen], por Mark Fedkin, 2010, (<https://www.e-education.psu.edu/eme812/node/711>).

Luego, al considerarse un sistema con dos bobinas y al hacer circular corriente continua a través de una de estas (bobina primaria). La bobina con corriente CC puede actuar de manera análoga al imán (ya que la corriente eléctrica produce un campo magnético). Si la dirección de la corriente se invierte con frecuencia (por ejemplo, a través de un dispositivo de conmutación), el campo magnético alterno inducirá corriente alterna en la bobina secundaria.

**Figura 32: Ciclos de Inversión.**



*Nota.* Adaptado de *Inverters: principle of operation and parameters* [Imagen], por Mark Fedkin, 2010, (<https://www.e-education.psu.edu/eme812/node/711>).

Se puede apreciar, en la fig. 32, que durante el primer medio ciclo (*1st half cycle, arriba*) la corriente continua de una fuente de CC (módulo solar o batería) se enciende a través de la

parte superior de la bobina primaria. Durante el segundo medio ciclo (*2nd half cycle, abajo*) la corriente continua se enciende a través de la parte inferior de la bobina.

El esquema de dos ciclos que se muestra en la fig. 32 produce una señal de corriente alterna (CA) de onda cuadrada. Es un caso simple, y si el inversor realiza solo este paso, tendríamos un inversor de onda cuadrada. Este tipo de salida no es eficiente y puede ser incluso perjudicial para algunas cargas. La onda cuadrada se puede modificar aún más usando inversores más sofisticados para producir una onda cuadrada modificada u onda sinusoidal.

En la actualidad el funcionamiento de un inversor es posible gracias a la aplicación de la electrónica de potencia. La aplicación de esta permite que exista la generación de una corriente alterna sinusoidal o de otras geometrías sin la presencia de partes giratorias como están presentes en los motores eléctricos.

Se puede nombrar dos tipos principales de inversores:

- Inversor conmutado por la red.
- Inversor auto conmutado.

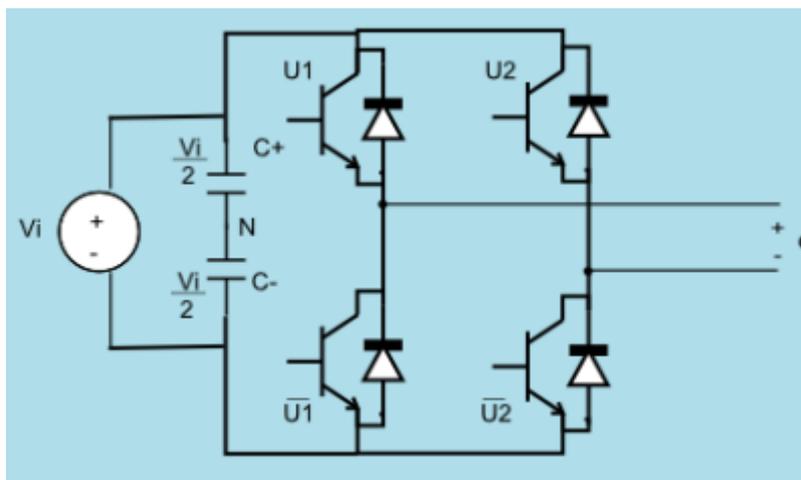
El principio básico de los inversores conmutados por red es el puente entre tiristores. Estos son dispositivos que pueden controlar el tiempo de activación de la conducción, pero no el tiempo de parada. Para detener la conducción precisan de una fuente o circuito adicional que reduzca hasta cero la corriente que lo atraviesa.

El inversor auto conmutado puede controlar libremente la forma de onda de la tensión y corriente en la parte alterna, y ajustar el factor de potencia como también reducir la corriente armónica. Son resistentes a las distorsiones procedentes de la red. Estas ventajas, ubica su principio de funcionamiento en el más utilizado, actualmente.

El principio de funcionamiento de los inversores auto conmutados se basa en la conversión de corriente continua en pequeños pulsos con diferentes amplitudes de tensión y con distintos tiempos de permanencia haciendo que la amplitud promedio resultante de esta corriente se asemeje a la curva senoidal. Estos inversores utilizan transistores IGBT (transistores bipolares de puerta aislada) o MOSFET (transistores de efecto de potencia).

Si se toma como ejemplo el funcionamiento de un módulo de inversión con IGBT. Existirá para cada módulo de IGBT esencialmente dos pares de dispositivos IGBT funcionando en fases opuestas alternadamente. Como se puede ver en la fig. 33, se tiene un circuito con dos pares de interruptores, donde  $U_1$  y  $\bar{U}_1$  no pueden estar en operación al mismo tiempo sin que se produzca un cortocircuito.

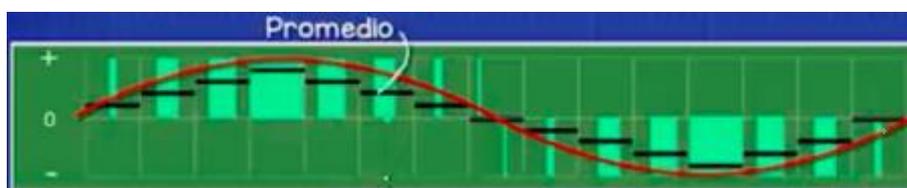
**Figura 33:** Inversor monofásico de puente completo.



*Nota.* Adaptado de "Inversor monofásico de puente completo" (pág. 22), por I. F. David Francisco Balam Tamayo, 2015, "Diseño de un controlador de corriente del lado del inversor para un convertidor fotovoltaico DC-AC". Universidad Autónoma de Yucatán.

En la siguiente fig. 34, se puede observar los pulsos con distintas amplitudes y frecuencias representadas por la línea negra y la línea roja que representa corriente promedio resultante de los pulsos que forman la corriente senoidal alternada deseada. Los responsables de la parte positiva de la curva son U<sub>1</sub> y U<sub>2</sub>, luego la parte negativa es dada por U<sub>1</sub>̄ y U<sub>2</sub>̄.

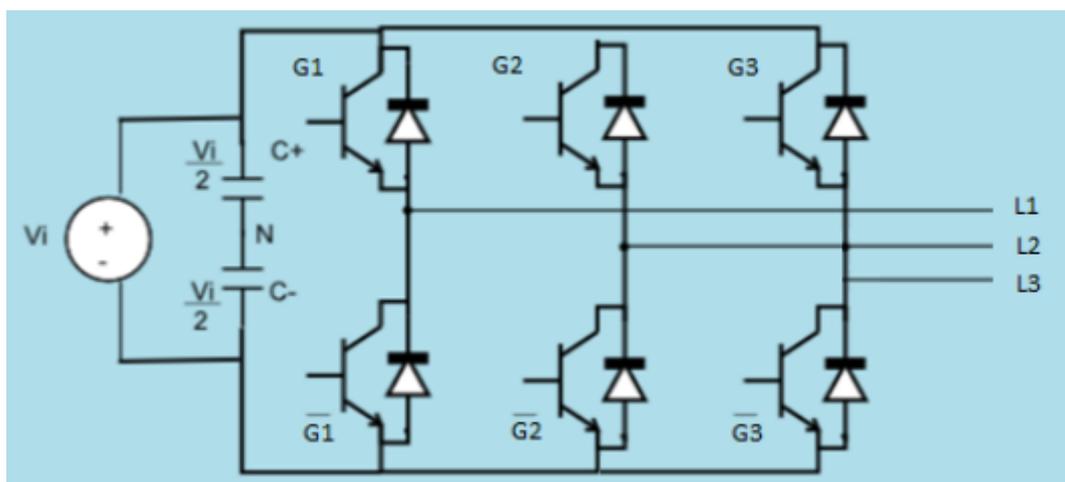
**Figura 34:** Corriente de salida del módulo IGBT monofásico.



*Nota.* Adaptado de "Inversor fotovoltaico" (pág. 9), por Raphael Esquenazi Muniz, 2022, "Análisis de Incidentes en Inversores de Plantas Fotovoltaicas". Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla.

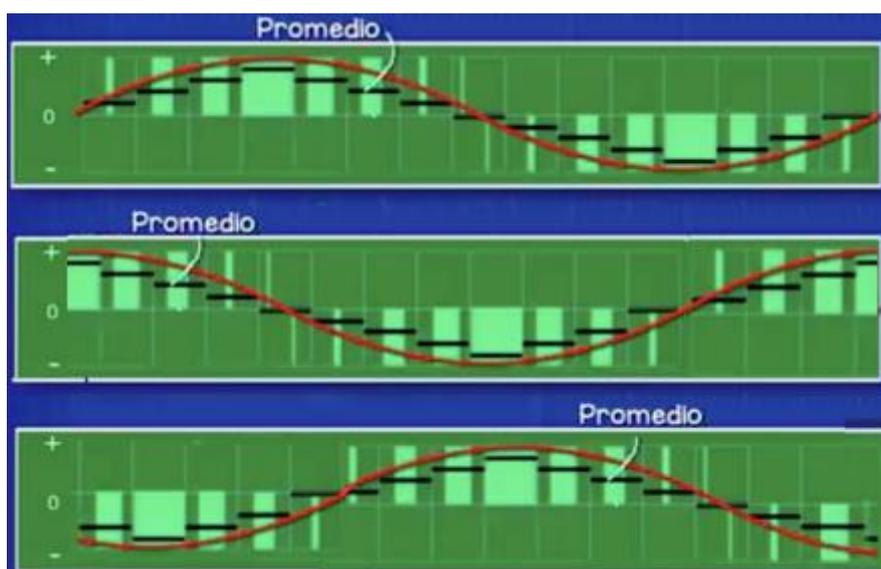
En el caso de la planta solar, se requiere mayor potencia, y esto se obtiene por medio de inversores trifásicos. Donde la diferencia de su principio de funcionamiento radica que el puente se armará con 6 transistores IGBT, en lugar de 4 como se vio al principio. Este par más de dispositivos IGBT; nos da las tres fases en las líneas de la carga que se desfazan en 120° cada una como se ve en la fig. 36.

**Figura 35:** Circuito trifásico de puente completo.



*Nota.* Adaptado de "Inversor fotovoltaico" (pág. 9), por Raphael Esquenazi Muniz, 2022, "Análisis de Incidentes en Inversores de Plantas Fotovoltaicas". Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla.

**Figura 36:** Corriente de salida del puente trifásico completo.



*Nota.* Adaptado de "Inversor fotovoltaico" (pág. 10), por Raphael Esquenazi Muniz, 2022, "Análisis de Incidentes en Inversores de Plantas Fotovoltaicas". Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla.

### ***Otras Clasificaciones de los Inversores.***

Según el modo de operación, los inversores se clasifican en:

- Inversor aislado (*Off Grid*)
- Inversor conectado a red (*On Grid*)
- Inversores Híbridos (para sistemas aislados, como para sistemas conectados a la red).

**Inversor Aislado (Off Grid).** La misión de estos inversores es la de convertir la corriente continua de las baterías en corriente alterna como la de la red y a la misma frecuencia, 50 Hz.

**Inversor Conectado a Red (On Grid).** En este caso, el inversor debe proporcionar una corriente alterna que sea de las mismas características de la red eléctrica a la que está conectado, tanto en forma senoidal como en valor eficaz y sobre todo en la frecuencia, ya que no se permite prácticamente variaciones, con el fin de evitar perturbaciones sobre la red eléctrica de distribución. Estos inversores pueden volcar la energía en monofásica o trifásica.

Además del modo de operación, los inversores conectados a la red también se clasifican según configuración. Hay cuatro categorías diferentes bajo esta clasificación.

- *Inversores centrales*, que generalmente tienen un rango de varios kW a 100 MW.
- *Inversores de cadena (string)*, típicamente clasificados alrededor de unos pocos cientos de Watts a unos pocos kW.
- *Inversores multicadena (multistring)*, normalmente con un rango de entre 1 KW y 50 kW.
- *Inversores de Módulos o Micro Inversores*, típicamente clasificados entre 50 y 500W.

**Inversores Híbridos.** Se conectan a la red eléctrica con la posibilidad de proveer energía y, además, pueden almacenar energía en una batería con el objetivo de consumirla luego o garantizar respaldo en caso de cortes de suministro eléctrico.

### Parámetros Eléctricos de un Inversor.

En los siguientes párrafos se dará a conocer los principales parámetros eléctricos que son necesarios al momento de diseñar la Planta Solar Fotovoltaica. Luego, se expondrá la selección del inversor que se empleará, exponiendo la hoja técnica del mismo y analizando los parámetros mencionados dentro de la misma.

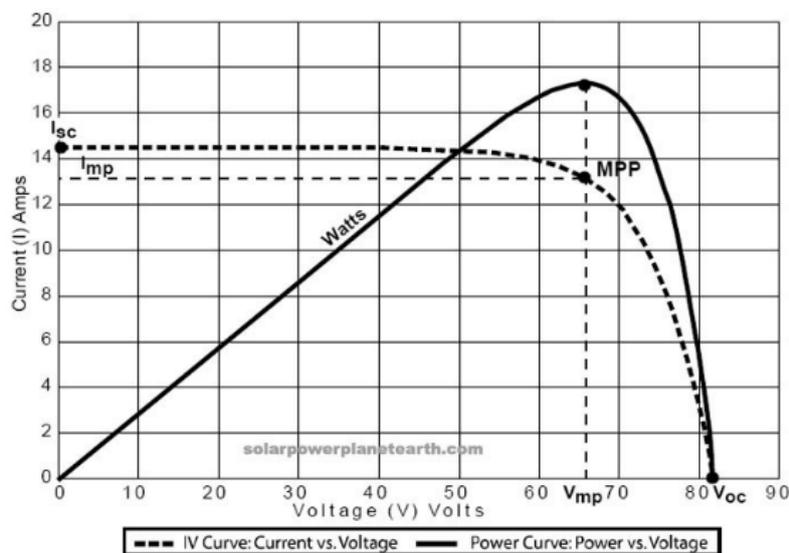
**Máximo Voltaje de Entrada en CC. (Max. Input Voltage).** Todo inversor indicará en su ficha técnica cual es la tensión de entrada en corriente continua. En el día estadísticamente más frío, la tensión en vacío del generador fotovoltaico ( $V_{oc}$ ) no debe ser superior a la tensión de entrada máxima del inversor. Si la tensión en vacío de los módulos fotovoltaicos sobrepasa la tensión de entrada máxima del inversor, la sobretensión provocaría daños irreparables.

**Seguidores de Punto de Máxima Potencia o "Maximum Power Point Traking" (MPPT).** Para trabajar en el punto de máxima potencia de los paneles, los inversores de inyección a red poseen entradas capaces de situarse en el punto de máxima potencia.

La idea es mantener el sistema de energía solar operando constantemente a la máxima potencia, es decir, a la tensión  $V_{mp}$  y la corriente  $I_{mp}$ .

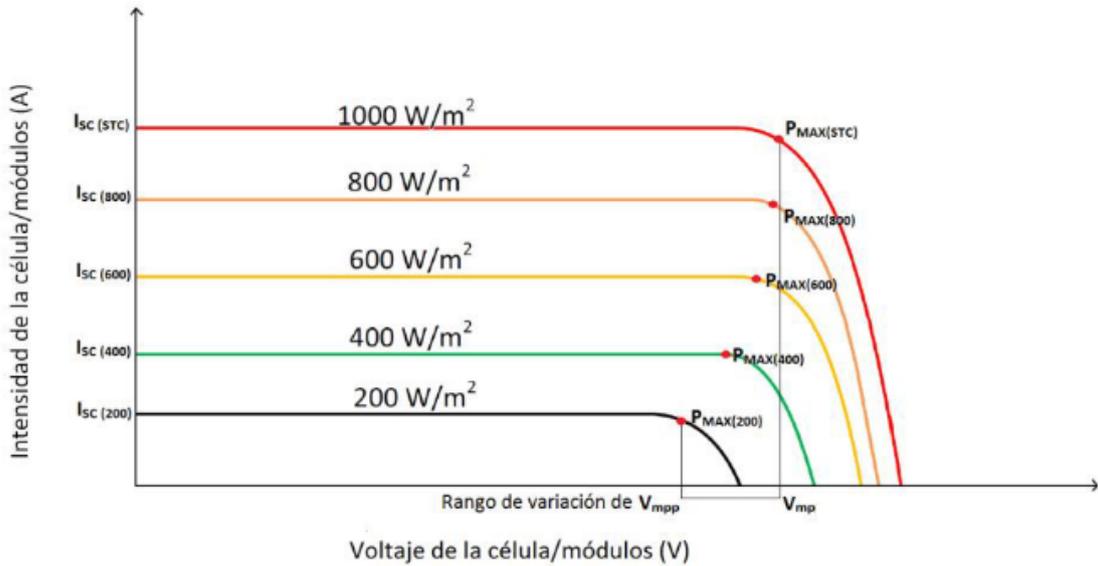
A cierta irradiancia, una celda o un arreglo fotovoltaico funciona a la potencia máxima. Luego, si cambian las condiciones de irradiancia, la característica de rendimiento (curva I-V) de la celda cambia. Por lo tanto, si el voltaje de salida se mantiene contante, la corriente de salida cae significativamente. El seguimiento MPP se usa para ajustar el voltaje al nuevo valor  $V_{mp}$  manteniendo así la máxima potencia de salida.

**Figura 37:** Representación del Punto de Máxima Potencia (MPP).



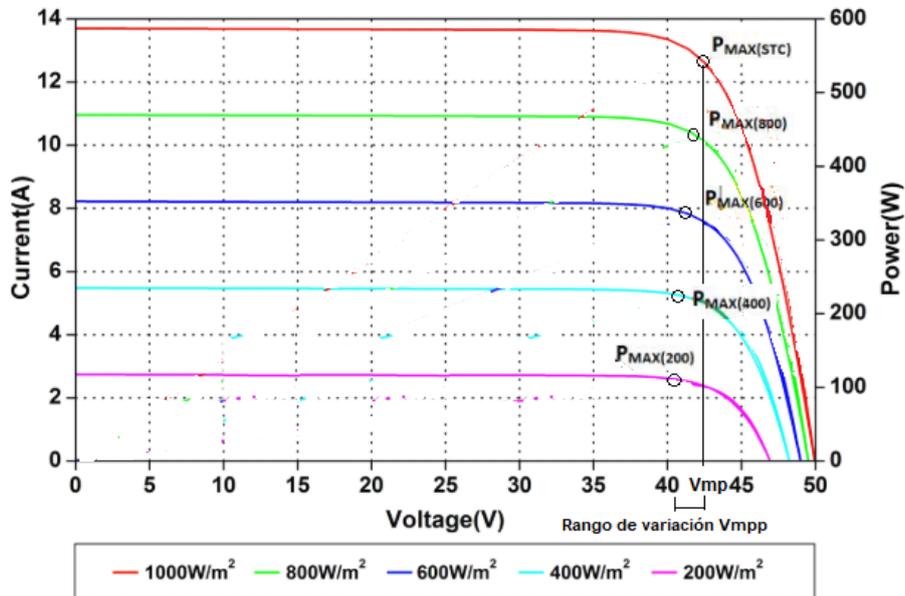
*Nota.* Adaptado de *Capítulo 5: El panel fotovoltaico.* (p. 25), de Curso de Energía Solar Fotovoltaica.", 2018, Fundación Energizar.

Figura 38: Variación de la corriente con la irradiancia, en un módulo estándar.



Nota. Adaptado de *Modulo 1:Recurso Solar y Tecnologías, Unidad 2: Inversores.* (p. 24), de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

Figura 39: Variación de la corriente con la irradiancia, en un módulo AS-7M144-HC, 550 Wp.



Nota. Adaptada de las curvas brindada por el fabricante en la ficha técnica del panel solar Amerisolar AS-7M144-HC 550 Wp, adjunta al anexo del capítulo 1.

Las curvas superiores en la fig. 38 demuestran el rendimiento de un módulo en condiciones de mayor radiación. Si se unen los puntos, se obtiene una trayectoria vertical que cruza las curvas de rendimiento indicando el desplazamiento del punto de máximas potencia. La fig.

39 nos muestra el comportamiento de la corriente según las distintas irradiaciones a la cual fue sometido.

En grandes instalaciones solares, es beneficioso contar con seguimiento de MPP individual para conectarse a cada salida del arreglo, ya que diferentes arreglos pueden tener diferentes características I-V (debido a la variación de la Irradiancia, orientación, inclinaciones y potencias diferentes.). Esto mejora el rendimiento general de la planta.

La mayoría de los inversores modernos tienen seguidores MPP incorporados para asegurar que se extraiga la máxima potencia de la matriz FV. Varias entradas MPPT independientes lo que permite mayor flexibilidad cuando se diseña una planta solar fotovoltaica. Optar por inversores que tengan algoritmos inteligentes de gestión de sombras, de modo de maximizar la potencia instantánea del generador es, también, una ventaja.

Actualmente, la eficiencia de los algoritmos de seguimiento de punto de máxima potencia es mayores al 96%.

**Rango de Tensión de Entrada MPP o "MPPT Operating Voltage Range".** Este valor hace referencia al rango de voltaje dentro del cual el *MPPT* puede operar de manera óptima y realizar el seguimiento del punto de máxima potencial del panel solar.

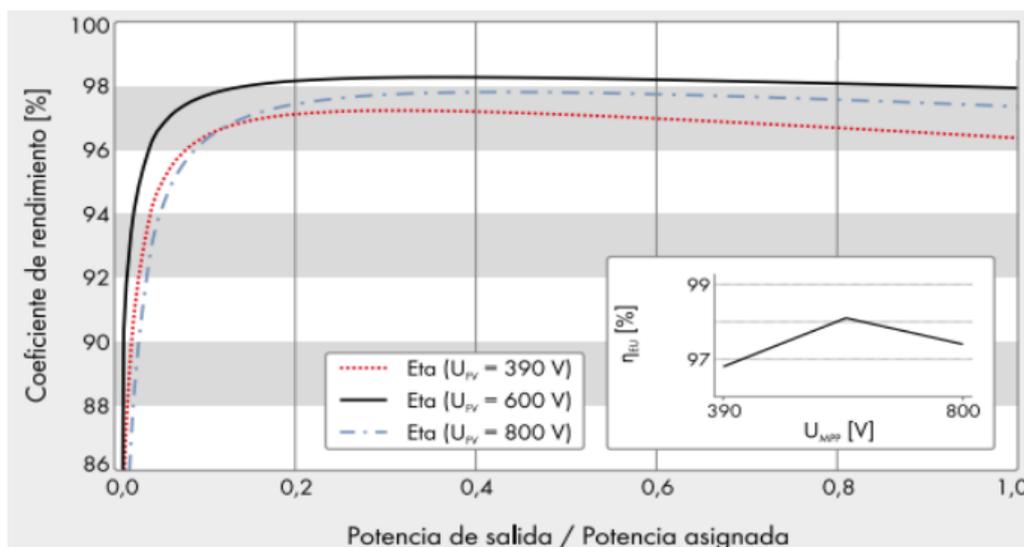
Recordemos que cada panel solar tiene su MPP en su curva de voltaje-corriente para una determinada intensidad de luz. El *MPPT* se encargará de ajustar la tensión de salida del panel para mantenerlo lo más cerca de este punto de trabajo, lo que maximiza la eficiencia del sistema y la producción de energía.

Entonces el rango de voltaje definirá los límites mínimo y máximo dentro de los cuales este puede operar de manera eficiente. Esto, no significa que el voltaje de salida del panel deba estar en este rango para que el *MPPT* pueda funcionar correctamente y realizar el seguimiento del *MPP*.

La entrada de tensión del arreglo fotovoltaico o string se debe ubicar dentro de este rango para que se garantice su funcionamiento, un rendimiento óptimo y una mayor eficiencia en la generación de energía a partir de la radiación solar disponible.

**Voltaje Nominal a la Entrada del Inversor o "Nominal Input Voltage"** . Dentro del rango que se definió en los párrafos anteriores, hay un valor de tensión en donde la eficiencia es máxima, este parámetro, dependiendo del fabricante , se lo llama "*tensión asignada de entrada en CC*".

Figura 40: Curva de rendimiento- Inversor genérico.



Nota. Adaptado de *Modulo 1:Recurso Solar y Tecnologías, Unidad 2: Inversores.* (p. 20), de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

**Tensión de Entrada Mínima en CC.** Para cada fabricante existe un valor de tensión mínima de entrada que no asegura el arranque del inversor y se puede encontrar fuera del rango del MPPT.

**Tensión de Arranque del Inversor en CC o "Start Voltage".** Es el voltaje más bajo aceptable que se necesita para que el inversor se active. Cada inversor tiene un valor de voltaje de entrada mínimo que no puede activar el inversor si la tensión del arreglo fotovoltaico es inferior a la que se detalla en la hoja de especificaciones.

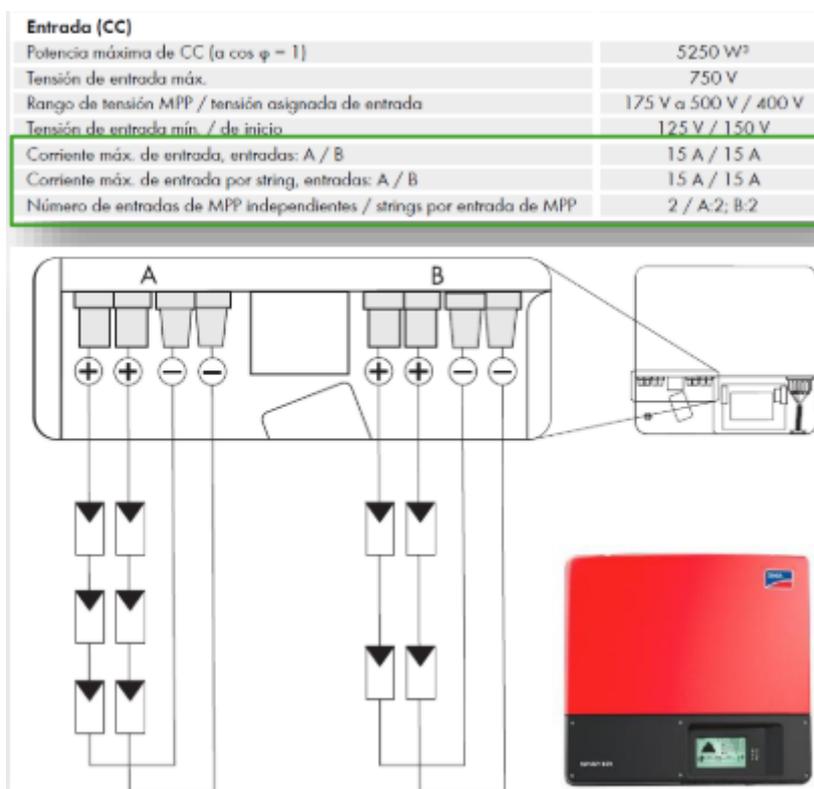
La tensión de arranque es diferente a la tensión de funcionamiento mínima para un inversor, porque los dispositivos de conmutación de electrónica de potencia necesitan un poco más de voltaje para ponerse en marcha por la mañana. Sin embargo, están diseñados para permitir un voltaje más bajo una vez que están en el modo "ENCENDIDO", y eso es lo que quiere decir con el rango mínimo de voltaje operativo.

**Corriente Máxima de Entrada CC o "Max. Current per MPPT".** Dependiendo del fabricante, se le llama entrada a un conjunto de bornes tantos positivos como negativos, que responden a un *MPPT*. En la actualidad, los inversores vienen con tres o más entradas *MPPT* y cada entrada con 4 o más pares de conectores para las cadenas de módulos. Entonces, en el diseño se debe respetar la corriente de entrada máxima por string.

**Entradas de CC.** En general, los inversores tienen varias entradas de CC que pueden clasificarse como:

- **Entradas MPPT independientes:** poseen *MPPT* independientes, lo que permite conectar independientemente arreglos fotovoltaicos con distintas potencias, orientación, inclinación y sombreado.
- **Entradas por string:** Cada entrada MPPT independiente (A y B), como se ve en la fig. 41, suelen estar compuestas por dos entradas en paralelo (A:1; A:2 y B:1; B:2). Estas entradas permiten conectar dos arreglos fotovoltaicos en paralelo, por lo que deberán poseer las mismas características eléctricas, orientación, e inclinación, ya que el MPPT es común a ambas entradas.

Figura 41: Ejemplo de entrada CC, de un inversor marca SMA.



Nota. Adaptado de *Capítulo 6: El inversor conectado a red.* (p. 18), de *Curso de Energía Solar Fotovoltaica.*, 2018, Fundación Energizar.

**Potencia Nominal de CA o "Nominal Power AC".** La potencia nominal de salida en CA, es la que caracteriza al inversor, al momento de adquirirlo. También, en la ficha de datos técnicos se encuentra la Potencia Activa Nominal CA o "*Nominal AC Active Power*"; la Máxima Potencia Aparente CA o "*Max. AC Apparent Power*" y la Máxima Potencia Activa o "*Max. AC Active Power*".

**Tensión Nominal de CA o "Nominal Output Voltage".** Este parámetro indica la tensión de la red, ya sea monofásica como trifásica. Los inversores ongrid, para poder inyectar energía a la red, primero deben ponerse en fase con la red, la cual tiene sus parámetros con

su respectiva variabilidad. Si los parámetros de la red fluctúan, y se sale del rango estipulado de tensión, se saldrá de la red. El parámetro de "Rango de tensión de CA" permite configurar estos valores.

**Frecuencia Nominal CA o "Rated AC Grid Frequency" y Rango.** Se sabe que los inversores ongrid pueden ser configurados para 60 Hz o 50 Hz que es la frecuencia de red en Argentina. Dentro de esta configuración se puede configurar un rango, según lo establecido bajo norma que debe cumplir un inversor que se conecta a la red eléctrica.

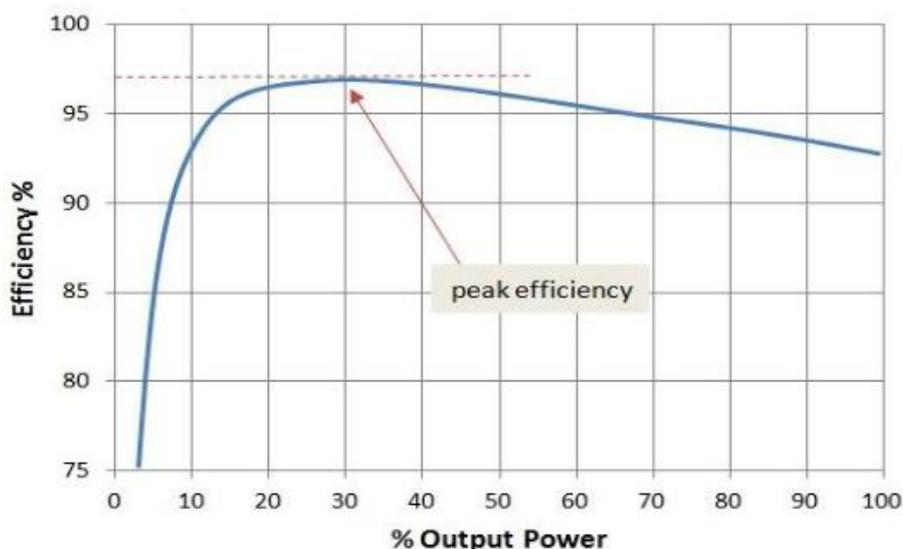
**Máxima Corriente de Salida [A] o "Nominal Output Current"** . Es la máxima corriente que el inversor podrá entregar a la red. Se utiliza para dimensionar las protecciones.

**Rendimiento, Eficiencia o "Efficiency"**. La eficiencia de un inversor indica cuánta potencia de CC se convierte en energía CA. Una parte de la energía se puede perder en forma de calor, y también se consume algo de energía de reserva para mantener el inversor encendido. Es importante resaltar que la eficiencia del inversor no es un número fijo. La fórmula de eficiencia general es:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (5)$$

Donde el termino  $P_{AC}$  es salida de potencia de CA en watt [W] y  $P_{DC}$  es la entrada de potencia de CC en watt [W]. En la actualidad, los inversores de onda sinusoidal tienen una eficiencia de 94–98%. Estos valores de eficiencia suenan impresionantes, pero, aunque son porcentajes dignos de mención no es la última palabra sobre la eficiencia del mismo. Porque es posible que el inversor funcione en su rango de eficiencia máxima durante una parte muy pequeña del día o no funcione en absoluto. Es por esto que se han desarrollado las eficiencias ponderadas según laboratorios donde reconocen que los inversores no siempre funcionan en condiciones óptimas y en cambio, las mediciones que ofrece cada fabricante ofrecen una indicación de cómo podría funcionar un inversor a lo largo del día. Pero los inversores de onda sinusoidal modificada de menor calidad son menos eficientes: 75–88%.

Figura 42: Ejemplo de Curva de rendimiento- Eficiencia de un inversor.



Nota. Adaptado de *Modulo 1:Recurso Solar y Tecnologías, Unidad 2: Inversores*. (p. 22), de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

La curva de eficiencia típica de un inversor, nos dice que por debajo del 10-15% de la potencia de salida, la eficiencia presenta valores bajos. Esto se debe, en parte, al hecho que las pérdidas en stand by para un inversor son las mismas para todos los niveles de potencia de salida, por lo que la eficiencia en las salidas más bajas se ve más afectada. A una potencia de salida alta, la eficiencia es constantemente alta con algunas pequeñas variaciones.

Las pérdidas en stand-by o pérdidas en vacío en un inversor ongrid se refiere a la energía consumida por el propio inversor cuando está en modo de espera o inactivo, es decir, cuando no está generando energía ni alimentando la red eléctrica, "en vacío". Aunque el inversor no está en plena operación, todavía necesita un mínimo de energía para mantenerse encendido, monitorear la red eléctrica, los cambios en la calidad de la energía y la preparación para reiniciarse rápidamente en caso de una falla en el suministro eléctrico.

Entonces, estas pérdidas son resultado de la eficiencia interna del inversor y de los componentes electrónicos que permanecen activos incluso cuando no hay carga o generación de energía. Son importantes al momento de evaluar la eficiencia general de un inversor. Cuando estas pérdidas son bajas, el inversor es más eficiente y consume menos energía en vacío.

Usualmente, la eficiencia de un inversor se especifica en tres formas:

**Eficiencia Pico o Máxima [ $\eta_{max}$ ]**. Indica el rendimiento del inversor funcionando en el punto óptimo de potencia de salida. Se puede utilizar como criterio de calidad.

**Eficiencia Europea [ $\eta_{euro}$ ].** Pondera las eficiencias del inversor teniendo en cuenta la frecuencia con la que el inversor operará en diferentes salidas de potencia. Es un parámetro de la eficiencia del inversor funcionando a lo largo de un día solar anual promedio en Europa Central.

$$\eta_{euro} = 0,03 * \eta_{5\%} + 0,06 * \eta_{10\%} + 0,13 * \eta_{20\%} + 0,1 * \eta_{30\%} + 0,40 * \eta_{50\%} + 0,20 * \eta_{100\%} \quad (6)$$

**Eficiencia Californiana [ $\eta_{CEC}$ ].** La eficiencia californiana (*California Energy Commission (CEC)*) se basa en la misma idea que la europea, pero varía sus coeficientes para adaptarlos a un día solar anual promedio en california.

$$\eta_{CEC} = 0,04 * \eta_{10\%} + 0,05 * \eta_{20\%} + 0,12 * \eta_{30\%} + 0,21 * \eta_{50\%} + 0,53 * \eta_{75\%} + 0,05 * \eta_{100\%} \quad (7)$$

Desde el punto de vista del MPPT, la máxima eficiencia del mismo, que influye en la eficiencia del inversor, se alcanza cuando la tensión del generador fotovoltaico coincide con el valor de tensión asignada de entrada dada por el fabricante.

**Relación de Potencia CC/CA o "Ratio DC/AC".** Cada inversor viene con una potencia en CC máxima recomendada, o a veces se denomina "factor de capacidad CC-CA", que se define como el porcentaje de potencia de CC (*corriente continua*) de un arreglo PV, es decir la potencia de salida nominal de cada módulo solar bajo STC, y la capacidad total de salida en corriente alterna (CA) del inversor.

Como regla general, el rango de relación de CC a CA (*factor de capacidad*) no debe ser menor del 80 % y no debe exceder el 125% dependiendo de la ubicación y la Irradiancia y el tipo de inversor utilizado. En algunos casos, sucede que, para una localización determinada, la radiación es menor que la clasificación de potencia STC de los módulos, y en ese caso se recomienda sobredimensionar la matriz PV o ya que es muy poco que se sobrecargue el inversor. En otros lugares, con mayor nivel de radiación, no se puede exceder el 110% puesto que se alcanza a la radiación en el nivel de STC y hasta se logra sobrepasarlo.

La mayoría de los fabricantes de inversores crean sus propias herramientas y brindan consejos al momento de dimensionar.

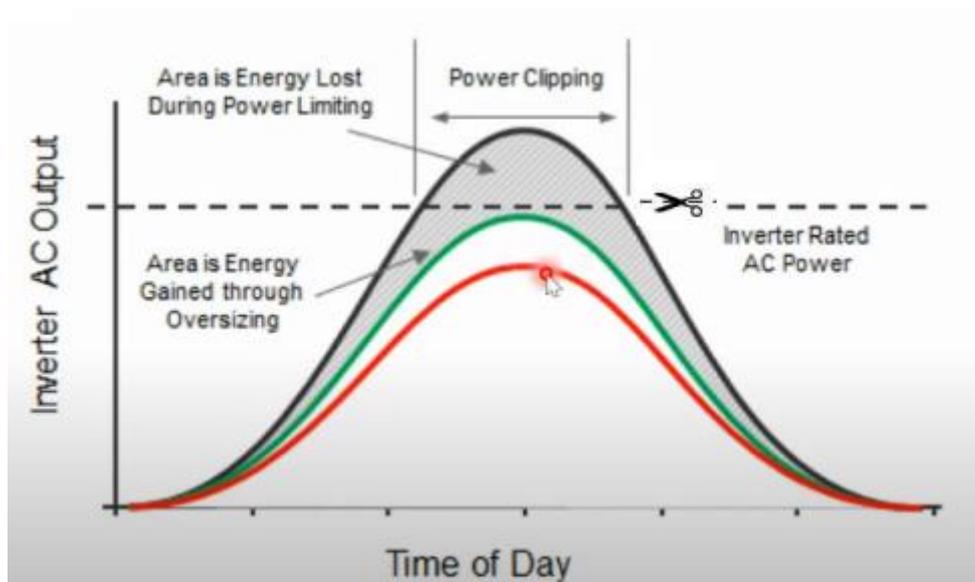
Según lo investigado, para instalaciones típicas orientadas al Norte/Sur y con inclinaciones óptimas, este coeficiente tiene su valor óptimo alrededor del 90% - 95%.

En algunos lugares, se aconseja no utilizar este coeficiente al 100% porque la potencia máxima del inversor se requiere sólo a determinadas horas del día, y solo si a la vez las condiciones de irradiación son las ideales.

Si se prescinde del 10% superior de la potencia del inversor, se reduce el rendimiento energético de la instalación en únicamente un 0.2% mientras que el ahorro de costes de inversión con una potencia del inversor reducida prevalece. En muchas instalaciones, la ganancia anual de energía inyectada a la red aumenta debido a que el inversor puede aprovechar de manera más eficiente la energía generada con baja insolación.

$$DC/AC \text{ Ratio} = \frac{\text{Potencia Pico Nominal de los PS @STC}}{\text{Potencia de Salida Nominal Total del Inversor}} \quad (8)$$

**Figura 43:** Sud-dimensionamiento y Sobredimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico.



*Nota.* Adaptado de *Optimal DC/AC ratio and idea behind it [Figura]*, [Webinar] Technical Guide for DC/AC Ratio Design, 2021, Huawei FusionSolar (<https://youtu.be/ZqNFQiUWuEY?list=LL&t=496>).

Se puede ver en la fig. 43, que un ratio DC/AC igual a uno (1) se debe a que la potencia pico de los paneles en DC es igual a la potencia nominal de salida del inversor en AC (curva verde). Esto nos habla de un rendimiento ideal.

Cuando se tiene un ratio DC/AC menor a uno (1), curva roja, significa que la mayor parte de la potencia que estaría disponible del inversor no se utiliza. Aquí un porcentaje de energía quedaría perdido por un dimensionamiento deficiente (undersizing).

Pero si se sobredimensiona (oversizing) el sistema, es decir, un ratio DC/AC mayor a uno (1), en un momento del mediodía, o entre las 11 am a 2 pm, la potencia puede ser limitada. Distintos, autores, señalan que no es una limitación, porque la potencia se maximiza, pero aparece un fenómeno denominado recorte de potencia o "Clipping" porque la potencia nominal de salida AC tiene un cierto valor. (curva negra).

Cuando se produce el "Clipping", toda la potencia disponible no podrá ser utilizada, produciéndose pérdidas por recorte. Se representa como un área, que muestra la energía no generada debido a la limitación de potencia del inversor. Pero en los demás momentos del día, es decir, durante el comienzo del día y el final del día se puede obtener un rendimiento extra del sistema, es decir, un mayor rendimiento en las horas antes y después del mediodía gracias al sobredimensionamiento.

En el otoño, con un ratio AC/DC igual a uno (1), se obtendría una curva como la de color rojo, porque el periodo del año no dejaría que se obtenga una energía extra o no se podría extraer más potencia en DC.

En la misma estación, con un sobredimensionamiento de ratio, se obtendría una curva verde. Luego, no se daría el "clipping", y no habría pérdida de energía.

**Derrateo por Temperatura.** En funcionamiento normal, los inversores trabajan en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico (FV). En este punto de trabajo, la relación entre la tensión y la corriente fotovoltaicas está ajustada de tal manera que resulta la potencia máxima.

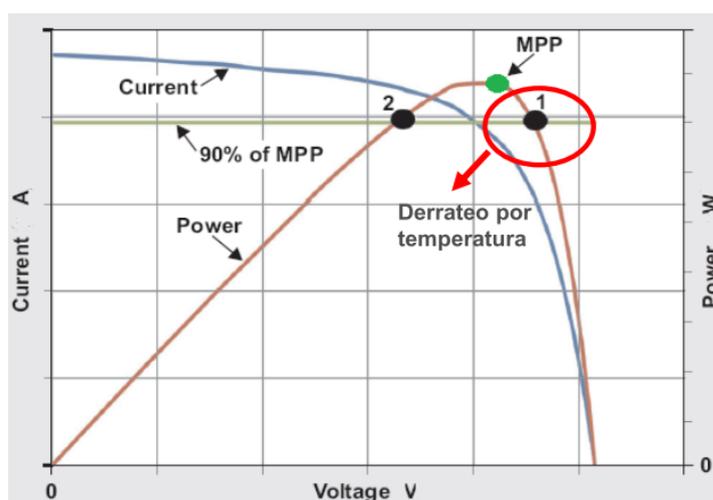
La temperatura de trabajo del inversor estará determinada por:

- La posición del punto de máxima potencia, ya que varía constantemente en función de la irradiación y la temperatura de los módulos fotovoltaicos.
- La temperatura ambiente y la correcta instalación del inversor.
- La relación de potencia entre la potencia pico del generador y la potencia nominal del inversor.

Con cierta frecuencia, la temperatura de trabajo del inversor a veces es mayor a la máxima temperatura soportada por el mismo. Entonces, se produce un "derrateo por temperatura" que es la reducción controlada de la potencia del generador FV (en inglés se denomina "derating") con el fin de proteger la electrónica del inversor de un calentamiento excesivo.

La reducción de potencia consiste en el desplazamiento del punto de trabajo a una potencia menor. En algunos, inversores, puede desconectarse por completo.

**Figura 44:** Variación por derrateo por temperatura.



*Nota.* Adaptado de *Capítulo 6: El inversor conectado a red.* (p. 23), de *Curso de Energía Solar Fotovoltaica.*, 2018, Fundación Energizar.

Cuando la temperatura de los componentes, que están en riesgo, es inferior al valor crítico, el inversor se dirige de nuevo al punto de trabajo óptimo.

Se recomienda, no excluir el derrateo por temperatura en el diseño fotovoltaico, debido a que:

- La eficiencia máxima del inversor se obtiene aproximadamente al 50% de su potencia nominal y luego se mantiene prácticamente constante.
- La potencia máxima del inversor se requiere sólo a determinadas horas del día, y solo si a la vez las condiciones de irradiación son las ideales.

Normalmente, el derrateo debería aparecer esporádicamente. Si este aparece con frecuencia, se ha seleccionado una potencia del inversor muy baja comparada con la potencia del generador fotovoltaicos.

Algunas de las causas por las cuales se produce el derrateo por temperatura:

- La suciedad en el disipador, en la rejilla de ventilación o una falla en el ventilador del inversor.
- Cuando la potencia del inversor es demasiado baja comparada con la del generador fotovoltaico.
- En condiciones climáticas extremas, como en el caso de una irradiancia solar muy alta combinada con temperaturas bajas de los paneles fotovoltaicos, la potencia del del generador fotovoltaico puede sobrepasar la potencia nominal del inversor incluso si el diseño si el diseño de la instalación es correcto.
- La zona en la que el inversor está instalado no ofrece las condiciones climáticas que son necesarias. Debe mantenerse las distancias mínimas entre varios equipos y obstáculos.

El derrateo no tiene consecuencias negativas en el inversor, y muchos equipos emiten la alarma de fallo "Derating".

### ***Selección del Inversor.***

A continuación, se analizará la ficha técnica del inversor solar fotovoltaico modelo SUN2000-215KTL-H3, de potencia activa nominal en AC de 200.000 W, marca Huawei. Es un inversor de red trifásico que será el utilizado para convertir la corriente continua, proveniente de las cadenas de paneles solares fotovoltaicos, en corriente alterna que luego se inyectará a la red de distribución de energía eléctrica.

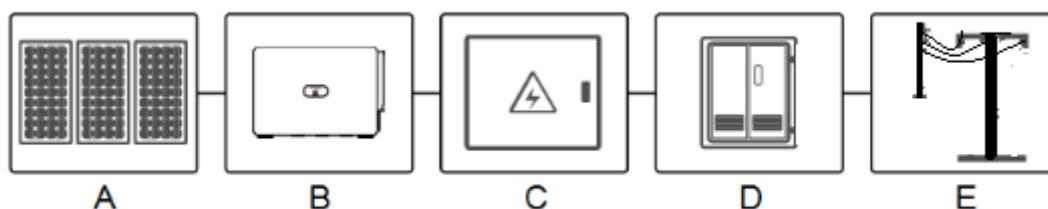
Siguiendo el código de su modelo, SUN2000-215KTL-H3, se puede apreciar que:

- SUN2000 hace alusión a la serie que caracteriza a los inversores para red, trifásicos, que trabajan a nivel del string o cadena.

- 215K es la clase de potencia: la potencia de salida nominal es 200 kW, según ficha técnica que se anexará al finalizar el capítulo uno.
- TL hace referencia a "transformerless" y se refiere a la ausencia de transformador en el inversor. Lo que significa que no utiliza transformador de aislamiento en su diseño. La función de un transformador en un inversor solar es aislar eléctricamente el circuito de corriente continua (DC) del circuito de corriente alterna (AC), pero los inversores "transformerless" utilizan tecnologías avanzadas, como la conmutación de alta frecuencia y la electrónica de potencia, para lograr el aislamiento sin necesidad de un transformador físico. Dando como ventaja mayor eficiencia, menor costo y tamaño más compacto.
- H3 serie de productos con voltaje de entrada de DC de 1500 VCC.

Este inversor sirve para grandes plantas de energía solar fotovoltaica. Normalmente, el sistema conectado a la red consiste en una cadena de paneles solares (PV), un inversor, una unidad de distribución de energía en AC y un transformador elevador.

**Figura 45:** Esquema del sistema conectado a la red.



*Nota.* Adaptado de SUN2000-(196KTL-H3, 200KTL-H3, 215KTL-H3) *User Manual*, (2021), Huawei (<https://support.huawei.com/enterprise/es/doc/EDOC1100208797?section=j008>)

En la fig. 45 se puede ver:

- (A) Paneles Fotovoltaicos.
- (B) Inversor.
- (C) Unidad de distribución de CA (ACDU).
- (D) Transformador elevador.
- (E) Red eléctrica.

El SUN2000-215KTL-H3 se conecta a un transformador de alimentación específico, o estación transformadora inteligente, que se verá más adelante, en lugar de conectarse directamente a líneas eléctricas aéreas de baja tensión.

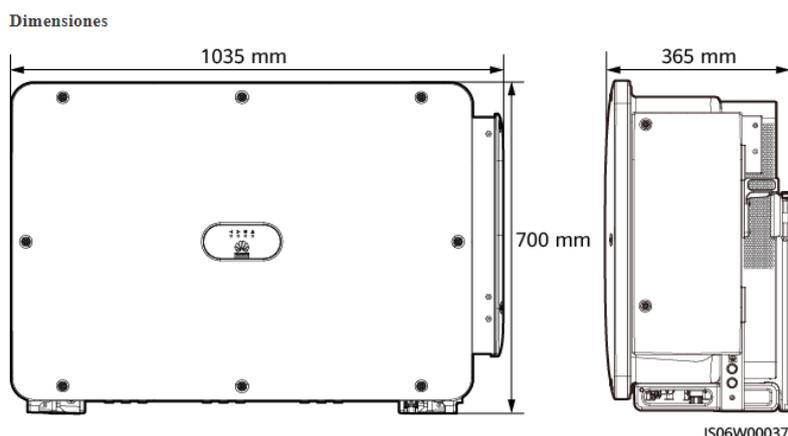
Las características generales, según su ficha técnica son:

Tabla 7: Características Generales del Inversor SUN2000-215KTL-H3.

General	
Dimensions (W x H x D)	1035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	≤ 86 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4000 m
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector +OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Nota. Adaptados de la ficha técnica del inversor SUN2000-215KTL-H3 que se adjunta en el anexo del capítulo 1

Figura 46: Aspecto físico del inversor SUN2000-215KTL-H3.



Nota. Adaptado de SUN2000-(196KTL-H3, 200KTL-H3, 215KTL-H3) User Manual, (2023), Huawei (<https://support.huawei.com/enterprise/es/doc/EDOC1100208797/7b656c37>)

Se aprecia, en la tabla 7, que el peso (*weight*) con la placa de montaje es menor o igual a 86 kg, y puede operar en un rango de temperatura (*Operating Temperature Range*) de los -25°C hasta los 60°C. Su método de enfriamiento (*Cooling Method*) es por control inteligente.

Este inversor puede operar hasta una altitud (*Max. Operating Altitude*) de 4000 m, sin derrateo (*Derating*).

Tiene un grado de protección (*Protection Degree*) IP66, y sus conectores en DC son tipo MC4 EVO2 y los conectores AC son a prueba de agua y tipo +OT/DT (*Waterproof Connector +OT/DT Terminal*).

La máxima eficiencia del inversor SUN2000-215KTL-H3 es mayor o igual al 99% y en lo que respecta a su eficiencia europea se encuentra en un valor mayor o igual al 98,8%.

Se mostrará a continuación sus características eléctricas de entrada (*Input*).

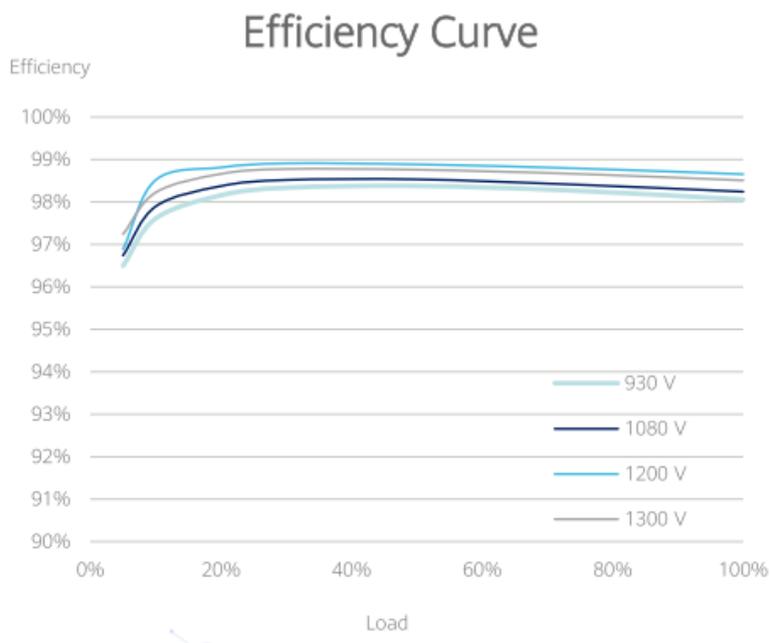
**Tabla 8:** Características de eléctricas de entrada DC.

Input		
Max. Input Voltage	1500	V
Number of MPP Trackers	3	
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A	
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5	
Start Voltage	550	V
MPPT Operating Voltage Range	500 ~ 1500	V
Nominal Input Voltage	1080	V
Max. Short Circuit Current per string	32.5	A

*Nota.* Adaptados de la ficha técnica del *SUN2000-215KTL-H3* que se adjunta en el anexo del capítulo 1.

Como se puede ver, en la tabla 8, el máximo voltaje de entrada es 1500 Vcc. El fabricante no aconseja llegar a este valor máximo cuando se diseña los strings que serán conectados a las entradas PV. El voltaje de entrada nominal será de 1080 Vcc. Estos rangos de voltaje permiten, al momento de diseñar las ramas, mantenerse dentro de una eficiencia del 98%–99% que dependiendo de la carga conectada se conserve constante, o sin una variación brusca que produzca un porcentaje de perdidas notables en el rendimiento del inversor.

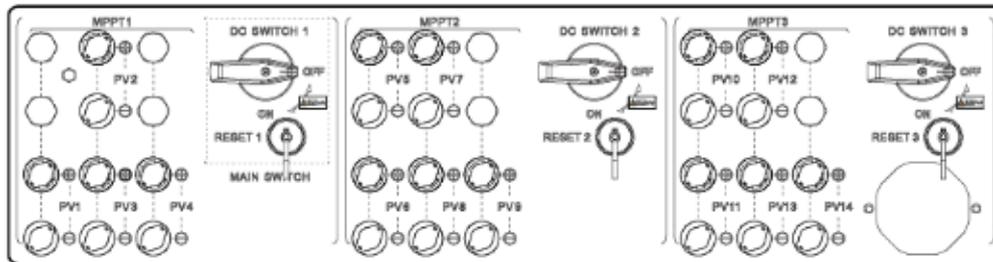
**Figura 47:** Curva de eficiencia según carga y voltaje de entrada DC.



*Nota fig. 47.* Adaptado de la ficha técnica *SUN2000-215KTL-H3, Smart String Inverter*, pág. 1, que se adjunta en el anexo capítulo 1.

El inversor seleccionado, cuenta con tres (3) MPPT independientes, con una corriente máxima por MPPT de 100 A. El inversor proporciona 14 bornes de entrada de CC controlados por sus tres interruptores de CC. DC SWITCH 1 que controla los bornes de entrada CC del MPPT1 del 1-4. El segundo DC SWITCH 2 que controla los bornes de entrada de CC 5-9 del MPPT2 y por último el DC SWITCH 3 que controla los bornes de entrada de CC 10-14 que son los pertenecientes al MPPT 3.

**Figura 48:** Bornera de entrada CC del inversor SUN2000-215KTL-H3.

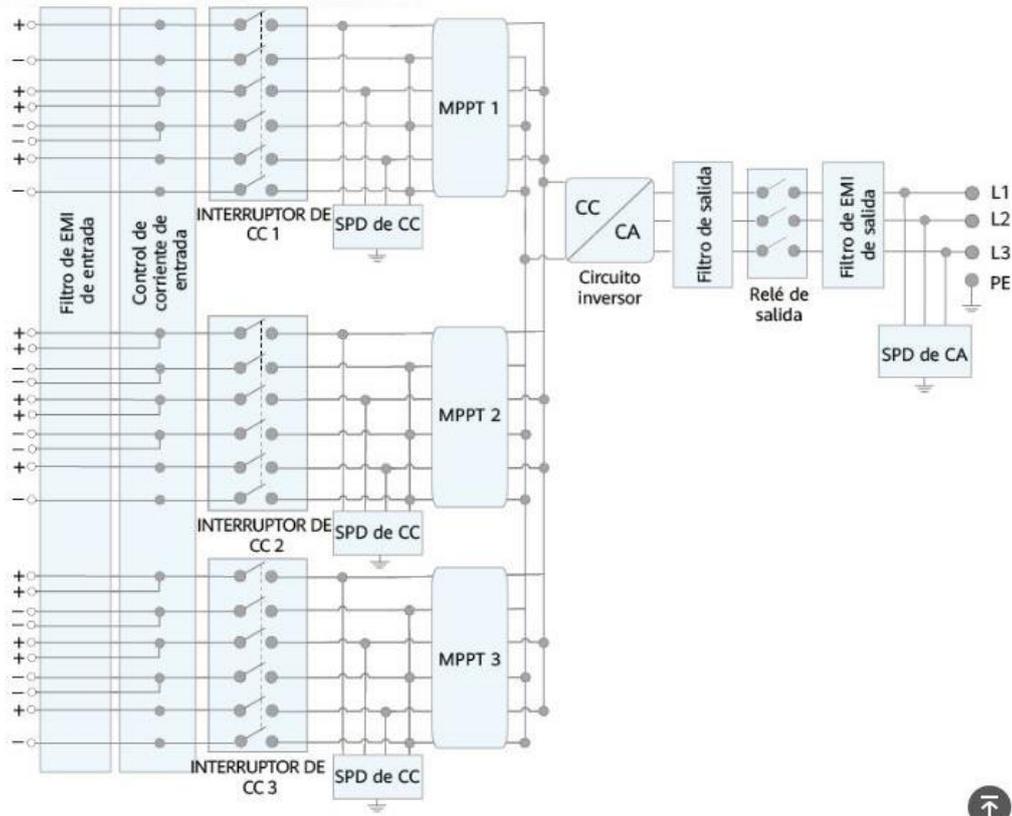


*Nota.* Adaptado de SUN2000-(196KTL-H3, 200KTL-H3, 215KTL-H3) *User Manual*, (2023), Huawei (<https://support.huawei.com/enterprise/es/doc/EDOC1100208797/aa4f1894>).

Siempre, recomienda el fabricante que el borne de entrada CC PV1 del MPPT1 esté conectado a una cadena de paneles FV. Los strings fotovoltaicos que se conecten al mismo circuito MPPT deben contener la misma cantidad de módulos FV, idénticos. Puesto que si la cantidad de paneles FV de una cadena es inferior a la de otras cadenas en más de un 10% se podría producir daños a los mismos.

En este modelo de inversor seleccionado no se admite la conexión en paralelo, es decir que las cadenas fotovoltaicas se conecten entre sí en paralelo fuera del inversor solar y después se conecten al inversor solar de forma independiente. Tampoco, el fabricante, aconseja el uso de conectores en derivación en Y, ya que el inversor se vería expuestos a daños.

Figura 49: Diagrama conceptual del inversor.

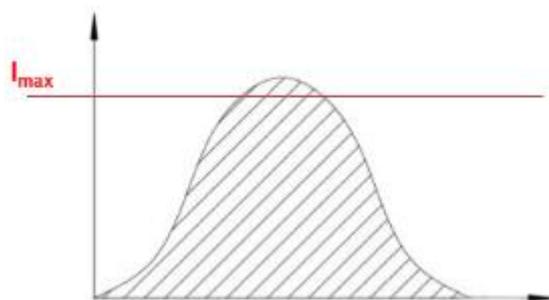


Nota. Adaptado de SUN2000-(196KTL-H3, 200KTL-H3, 215KTL-H3) *User Manual*, (2023), Huawei (<https://support.huawei.com/enterprise/es/doc/EDOC1100208797/de6a8462>).

En la fig. 49, se puede apreciar que el inversor tiene tres MPPT independientes. Según las especificaciones técnicas la corriente de entrada máxima por MPPT es 100 A, pero no hay que confundir con la corriente máxima de cortocircuito (*por las cadenas fotovoltaicas*) que es de 32.5 A para este modelo de inversor, valor dado por el fabricante.

Hay que tener en cuenta estos valores, puesto que el recorte de corriente o "*current clipping*" se daría cuando la corriente de las 3 entradas supere los 100 A, que puede suceder al mediodía. Esto significa que la limitación de corriente ocurre simultáneamente como cuando se espera que haya una potencia excesiva y se produzca el fenómeno definido en párrafos anteriores como "*Power Clipping*" o *recorte de potencia*.

Figura 50: Diagrama de recorte de corriente, donde  $I_{max}$  es la máxima corriente de MPPT.



Nota. Adaptado de "Power Clipping Due to Input Current Limitation", pág. 14, de "Guide for String Configuration" (2020), Huawei.

En ese momento, el voltaje de entrada ( $V_{in}$ ) aumenta y por lo tanto  $I$  disminuye de acuerdo con el mecanismo de operación del inversor, lo que indica que, por lo tanto, se puede minimizar el recorte de corriente. En algunos casos, para igualar la relación CC/CA, algunas entradas se dejan desconectadas y, por lo tanto, no se producirá un recorte de corriente para los MPPT con entradas vacías.

El voltaje de encendido del inversor es de 550 V en este caso, y el rango de voltaje de operación del MPPT es de 500 V a los 1500 V.

Tabla 9: Datos de salida en corriente alterna, del SUN2000-215 KTL-H3.

Output		
Nominal AC Active Power	200000	W
Max. AC Apparent Power	215000	VA
Max. AC Active Power ( $\cos\phi=1$ )	215000	W
Nominal Output Voltage	800V, 3W + PE	
Rated AC Grid Frequency	50	Hz
Nominal Output Current	144.4	A
Max. Output Current	155.2	A
Adjustable Power Factor Range	0,8 LG ... 0,8 LD	
Max. Total Harmonic Distortion	< 1 %	

Nota. Adaptados de la ficha técnica del SUN2000-215KTL-H3 que se adjunta en el anexo del capítulo 1.

Según la tabla 9, la potencia activa nominal AC del inversor seleccionado es de 200.000 W. Pero con un  $\cos\phi$  igual a uno (1) se encuentra, su máx. potencia activa en los 215.000 W.

Su máxima potencia aparente en AC es de 215.000 VA. Su voltaje nominal de salida es de 800 V, trifásico de tres conductores más el conductor de tierra (PE).

Trabaja a una frecuencia de red de 50 Hz, que se adapta a la frecuencia de la red eléctrica de distribución.

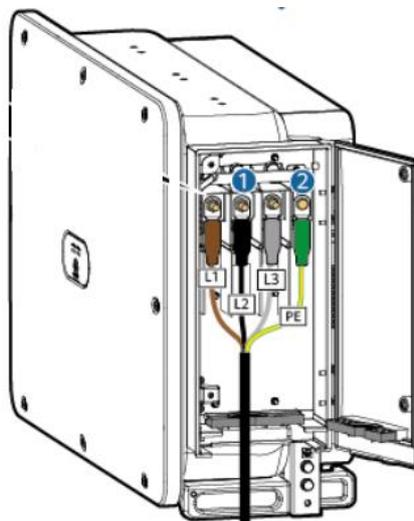
La distorsión armónica total (*THD*) o "*Total Harmonic Distortion*) es el parámetro que indica el porcentaje de contenido armónico de la onda de tensión de salida del inversor. Que según la ficha de datos es menos del 1%.

Por lo que respecta a la corriente de salida nominal esta es de 144.4 A y su máximo es de 155.2 A.

El término "*Adjustable Power Factor Range*" hace referencia al rango ajustable del factor de potencia. Este rango de factor de potencia que se menciona en la hoja de datos del modelo seleccionado es de 0.8 "*Lagging*" (*LG*) ... 0.8 "*Leading*" (*LD*). Los cuales hacen referencia a "LD=líderes o adelantado" o "LG=rezagados o atrasado" para mostrar el signo del ángulo de fase. Las cargas capacitivas son el factor de potencia en adelante y las cargas inductivas son las que dan el factor de potencia en atraso.

El voltaje de salida del inversor es consistente con la red eléctrica. Si el inversor no genera potencia reactiva, su forma de onda actual y su forma de onda de voltaje se superponen. Por lo tanto, el factor de potencia del inversor es 1. Si el inversor es reactivo, la forma de onda actual y la forma de onda de voltaje son incorrectas. En este caso, el factor de potencia definitivamente no es 1.

**Figura 51:** Bornera de salida CA del inversor SUN2000-215KTL-H3.



*Nota.* Adaptado de SUN2000-(196KTL-H3, 200KTL-H3, 215KTL-H3), (pág. 40) *User Manual*, (2023), Huawei (<https://support.huawei.com/enterprise/es/doc/EDOC1100208797/aa4f1894>).

**Inyección de Potencia Reactiva.** Algunos inversores tienen la posibilidad de utilizar un cierto porcentaje de la potencia proveniente del generador fotovoltaico para inyectar potencia reactiva inductiva o capacitiva.

Esto ayuda a compensar el Factor de Potencia (*FP*) de la carga, acercando el  $\cos(\phi)$  o Factor de Potencia (*FP*) de la carga a 1 ( $\phi = 0^\circ$ ).

Como consecuencia, la potencia activa inyectada por el inversor disminuirá, disminuyendo la energía útil inyectada, lo que se reflejará en la Relación de Potencia (*RP*).

Es importante destacar que el inversor es capaz de inyectar potencia activa siempre ( $FP_{inv}=1$ ) independientemente del Factor de Potencia de la instalación y de la red.

**Protecciones Integradas en el Inversor SUN2000-215KTL-H3.** El modelo de inversor seleccionado cuenta con una serie de protecciones integradas dentro del mismo equipo. Entre ellas podemos encontrar dispositivo de desconexión del lado de entrada (*Input-side Disconnection Device*); Protección anti- isla (*Anti-islanding Protection*); Protección contra sobrecorriente AC (*AC Overcurrent Protection*); Protección de polaridad inversa de DC (*DC Reverse-polarity Protection*); Monitoreo de fallas de cadenas de arreglos fotovoltaicos (*PV-array String Fault Monitoring*); Descargadores de sobretensiones de CC y CA tipo II (*Surge Arrester DC and AC*); Detección de resistencia de aislamiento de DC (*DC Insulation Resistance Detection*) y una unidad de monitoreo de corriente residual (*Residual Current Monitoring Unit*).

**Tabla 10:** Tabla de protecciones del SUN2000-215KTL-H3.

Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes

*Nota.* Adaptados de la ficha técnica del SUN2000-215KTL- H3 que se adjunta en el anexo capítulo 1.

### **Estación Transformadora Inteligente STS-3000K-H1.**

#### **Función y Modelo Seleccionado.**

La estación transformadora (*ET*), modelo STS-3000K-H1, convertirá la energía de CA de baja tensión generada por el inversor fotovoltaico SUN2000-215KTL-H3 en energía de CA de media tensión para conectarse a la red de distribución.

La ET está integrada por la unidad principal de la red, el transformador, el armario de baja tensión y un suministro eléctrico auxiliar dentro de un contenedor de estructura de acero para ofrecer una solución de transformación y distribución de energía altamente integrada

para plantas solares fotovoltaicas de media tensión, establecidas sobre la superficie y conectadas a la red.

El adjetivo de inteligente, integrado en su descripción, se basa en la característica de poder detectar el estado de funcionamiento, de la unidad principal de la red, el transformador y el armario de baja tensión, en tiempo real. También, puede detectar los parámetros de potencia en la línea, con una precisión en la detección de corriente y tensión de hasta 0.5.

Admite el mando a distancia del disyuntor general para el armario de baja tensión y de la unidad principal de la red, como así también la consulta remota de información sobre el funcionamiento de la ET.

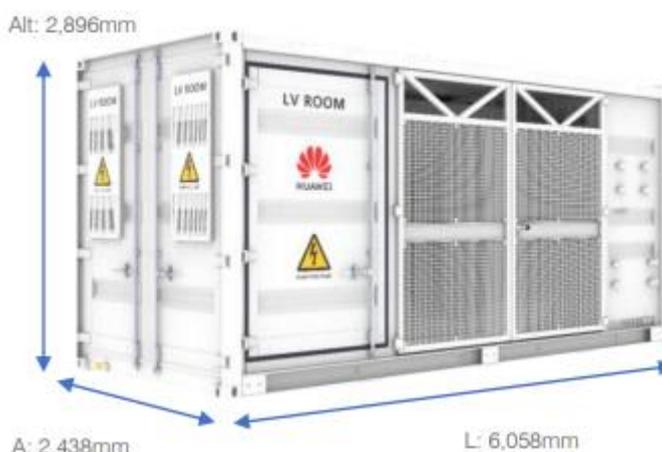
Es un equipamiento simple, puesto que el equipo interno está prefabricado e instalado. La clasificación de las salas de media y baja tensión es grado IP54. Su estructura es de contenedor compacto, cuyas dimensiones se muestran en la tabla 11, con su peso que es mayor a 22 t.

**Tabla 11:** Fragmento de las características generales de la ET inteligente modelo STS3000K.

General	
Dimensiones (L x A x A)	6.058 x 2.896 x 2.438 mm
Peso	< 22 t
Rango de Temp. De Operación	-25 °C - 60 °C
Humedad Relativa	0% - 95%
Máx. Altitud de Operación	2000 m

*Nota.* Adaptado de la ficha técnica STS-3000K-H1, Smart Transformer Station, pág. 2, que se adjunta en el anexo del capítulo 1.

**Figura 52:** Vista real de la STS3000K-H1.



*Nota fig. 52.* Adaptado Estación de Transformación Inteligente (STS): STS-3000K-H1, FusionSolar Smart PV Solution: Portfolio y beneficios de las soluciones en string de Huawei para el segmento PMGD, pág. 19, (2020). Huawei (solar.huawei.com).

El rango de temperatura de operación es de  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ , pero cuando la temperatura ambiente sea igual o superior a los  $55\text{ }^{\circ}\text{C}$  se debe instalar bajo un techo y no debe tener exposición directa al sol.

Al momento de instalarse solo se necesita enrutar los cables de baja tensión (*BT*) y los cables de media tensión (*MT*) se pueden enrutar in situ.

Según sus parámetros de entrada, tabla 12, los inversores disponibles para este tipo de ET son los SUN2000-215KTL-H3, entre otros que son nombrados en sus datos técnicos, pero para este capítulo se señala la compatibilidad con el inversor SUN2000-215KTL-H3, seleccionado en párrafos anteriores.

**Tabla 12:** Parámetros de Entrada.

Entrada	
Inversores Disponibles	SUN2000-215 KTL- H3
Potencia AC	3.250 kVA @40 °C / 2.960 kVA @50°C
Cantidad Máx. de Inversores	16
Voltaje de Entrada Nominal	800 V
Máx Corriente de Entrada a Voltaje Nominal	2.482,7 A
Interruptores Principales de BT	ACB (2900 A/800 V/3P, 1 pcs), MCCB (250A/ 800 V/3 P,16 pcs)

*Nota.* Adaptado de la ficha técnica STS-3000K-H1, Smart Transformer Station, pág. 2, que se adjunta al anexo del capítulo 1.

La potencia en corriente alterna (*CA*) cambia según la temperatura ambiente (*tamb*). En su curva de "de rating", se aprecia, en tabla 12, que para  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$  de *tamb* tendremos 3.250 kVA pero para *tamb* de  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ , la potencia, se reduce a 2.960 kVA.

Soporta la conexión de un máximo de 16 inversores, con un voltaje nominal de 800V AC. Se deberá tener en cuenta que la corriente de entrada no sobrepase el valor máximo de corriente de entrada a voltaje nominal, 2.482,7 A.

El contenedor de la estación transformadora, modelo STS-3000K-H1, marca Hauwei, consta de tres partes: una sala de baja tensión (*BT*), una sala de transformador y una sala de media tensión (*MT*).

En la sala de *BT*, se encuentran los interruptores principales de *BT* o "LV Main Switches". Dicha sala, posee un interruptor de bastidor abierto (*ACB*) que se usa para la protección y el control a la entrada de la instalación, que según datos técnicos es de 2900 A de corriente, 800 V de tensión y tres polos (*3p*). En la misma, sala, también se puede encontrar 16 interruptores de caja moldeada (*MCCB*) que protegen los cables y cuentan con alta capacidad de ruptura logrando proteger a los cables más pequeños cuando se conectan cerca de una fuente de tensión, optimizando el consumo de energía y la gestión de activos. Los *MCCB*, según la tabla

12, tienen una capacidad de corriente de 250 A, 3p y 800 V de voltaje en AC que es la salida de los inversores seleccionados.

**Tabla 13:** Parámetros Eléctricos de Salida. STS 3000K– H1.

Salida	
Voltaje de Salida Nominal	33 kV
Frecuencia	50 Hz
Tipo de Transformador	Inmerso en aceite/Tipo Tanque de Expansión
Tipo de Refrigeración del Transformador	ONAN
Tomador de Taps	$\pm 2 \times 2,5\%$
Tipo de Aceite del Transformador	Aceite Mineral (PCB Free)
Grupo de Conexión Transformador	Dy11
Perdidas en Carga	30.1 kW
Perdidas en Vacío	2,51 kW
Impedancia (HV-LV1, LV2)	7% (0~+10%)@3250 kVA
Tipo de Celda Media Tensión	Aislado en SF6, 3 Alimentadores
Transformador Auxiliar	Transf. Seco, 5 kVA, Dyn11
Voltaje de salida del Transf. Aux.	400/230 Vca

*Nota.* Adaptado de la ficha técnica STS–3000K–H1, *Smart Transformer Station*, pág. 2, que se adjunta al anexo del capítulo 1.

El voltaje de salida nominal o "Rated Output Voltage" de la estación transformadora inteligente (STS) es de 33 kV  $\pm 2 \times 2.5\%$  y 50 Hz de frecuencia. Esto permite la conexión hacia la red de distribución de MT, sin necesidad de otro transformador de potencia elevador. Pero, se deja planteado un espacio, en el mismo terreno de la planta solar, para la Estación de Maniobra Solar como playa de maniobra. Su objetivo será acoplar de manera segura, al sistema de red, la Planta Solar con los dispositivos de protección y maniobra adecuados.

La sala del transformador se utiliza para convertir energía de CA de BT en energía de CA de MT. El equipo principal es el transformador, configurado con una protección no eléctrica para el gas, la temperatura del aceite, la presión y el nivel de aceite. El dispositivo de protección de corriente está configurado para el transformador de la sala de media tensión.

**Método de Refrigeración o "Transformer Cooling Type".** Este método de refrigeración del transformador también se denomina auto enfriamiento por inmersión en aceite. Su esencia es la refrigeración por convección natural del aceite interno. La denominación de los tipos de refrigeración de los transformadores de distribución de aceite depende de las características del medio de refrigeración. Según la norma IEC 60076–2, para su identificación tenemos que los aceites minerales o líquidos aislantes con un punto de inflamación superior a los 300 °C se representan con la letra "O". La segunda letra define el modo de circulación del refrigerante interno, como se trata de una circulación natural se

índice con "N". La tercera letra define el medio de refrigeración externo, si es aire es la letra "A". La cuarta letra define el modo de circulación del fluido externo y como se trata de convección natural se define por la letra "N". Señalando entonces, en la tabla 13, *ONAN*.

**Parámetros Eléctricos de Salida (cont.).** Retomando con la descripción de los parámetros nombrados en la tabla 13.

El tipo de aceite del transformador que integra a la STS 3000k- H1, es mineral libre de PCB.

**Grupo de Conexión o "Transformer Vector Group".** Es Dy11, lo que significa que la conexión delta o triángulo se encuentra del lado de alta tensión y la conexión en estrella se encuentra del lado de baja tensión. El 11 (*once*) hace referencia a la diferencia de fase entre el lado de *AT* y *BT*, siendo de 30°.

Esta conexión, Dy, no tiene problema con los componentes de tercer armónico de tensión, puesto que estos dan lugar a una corriente circulante en el lado conectado en triángulo. Este tipo de conexión es buena bajo cargas desequilibradas, ya que el triángulo redistribuye parcialmente cualquier desequilibrio que se presente. La conexión en triángulo causa que las tensiones sufran un desplazamiento de 30° con respecto a las tensiones del lado de *BT*. En este caso se trata de un transformador elevador, como se ha definido anteriormente, permitiendo elevar el voltaje en AC de los inversores de 800 V a 33 kV.

**Tipo de Interruptor de MT o "MV Switchgear Type".** En la sala de *MT*, se usa la unidad principal de la red SF<sub>6</sub> del tipo CCV o un armario equivalente, incluye un armario de disyuntor y dos armarios de interruptores de carga.

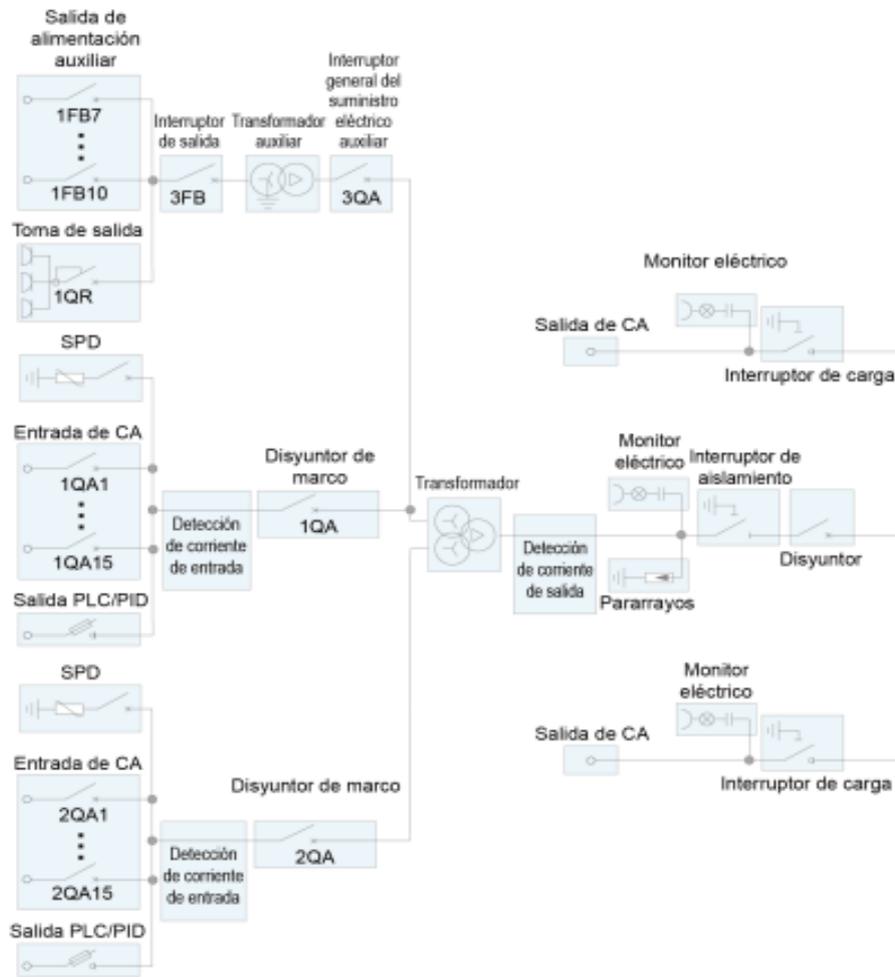
Son dos armarios tipo C (*G1* y *G3*), de interruptores de carga. Su función principal es generar corriente hacia la red en anillo y conectar la salida del subcampo al punto de la red eléctrica que está ligado la red.

El armario V (*G2*), es el armario del disyuntor, también se denomina como "*armario de protección del transformador*", que se utiliza, para proteger el transformador mediante un dispositivo de protección de relé.

Si el transformador está sobrecargado o hace cortocircuito, se desconectará el armario V de manera confiable.

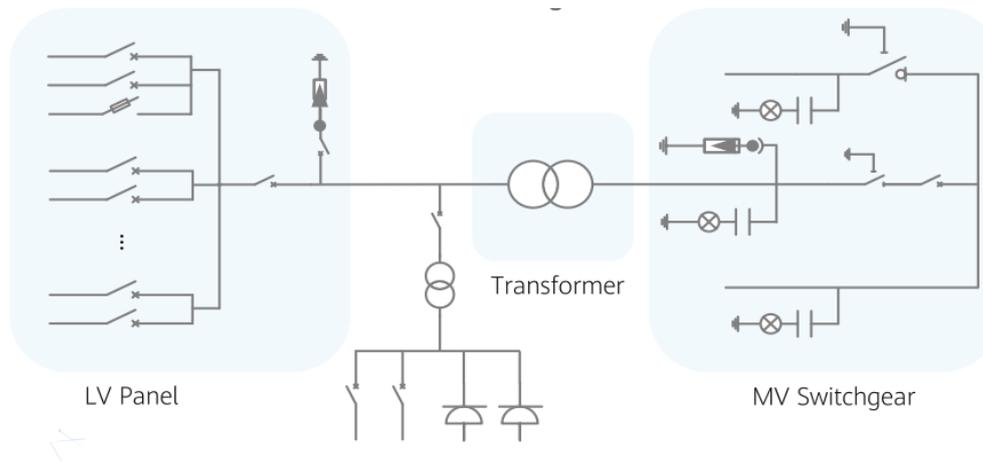
Si la unidad del transformador tiene una falla por exceso de temperatura, por gas pesado o un exceso de presión de aceite, el armario V entrará en funcionamiento protegiendo al sistema de manera rápida.

Figura 53: Diagrama del sistema del circuito principal.



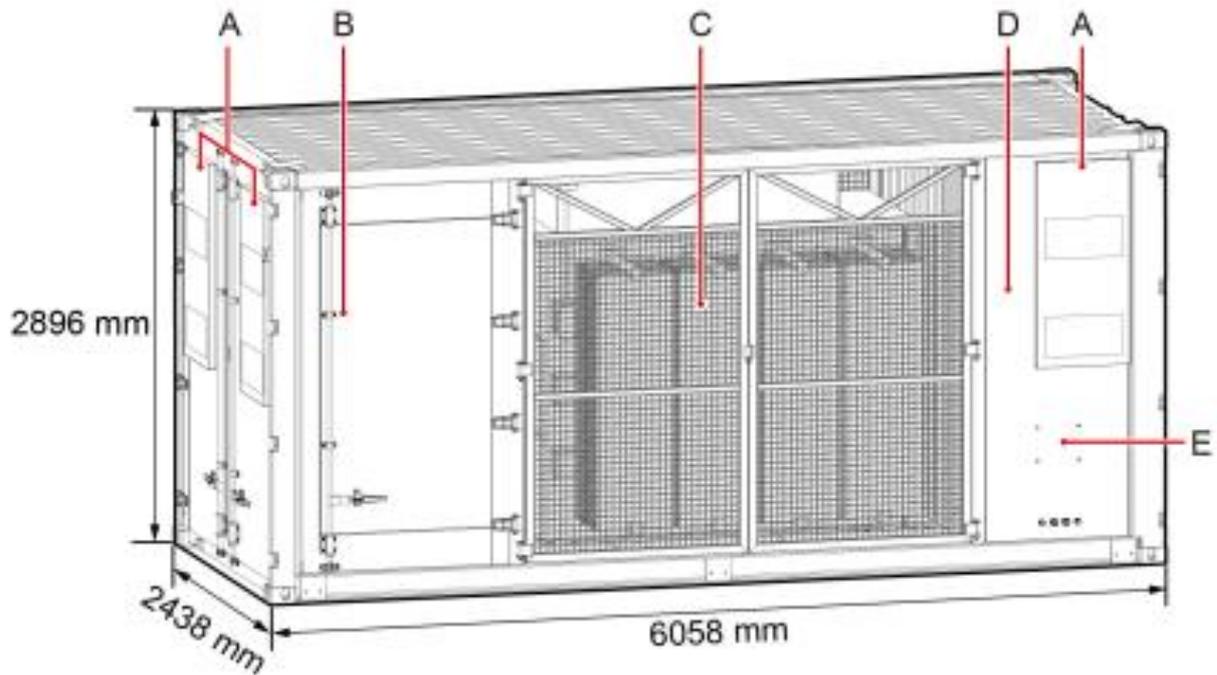
Nota. Adaptado 2.5 Escenario de configuración. (pag.23) Estación de Transformación Inteligente (STS): STS-3000K-H1, Manual de Usuario (2019). Huawei (solar.huawei.com).

Figura 54: Esquema Eléctrico de la STS-3000K-H1.



Nota fig. 54. Adaptado de la ficha técnica STS-3000K-H1, Smart Transformer Station, pág. 1, que se adjunta al anexo del capítulo 1.

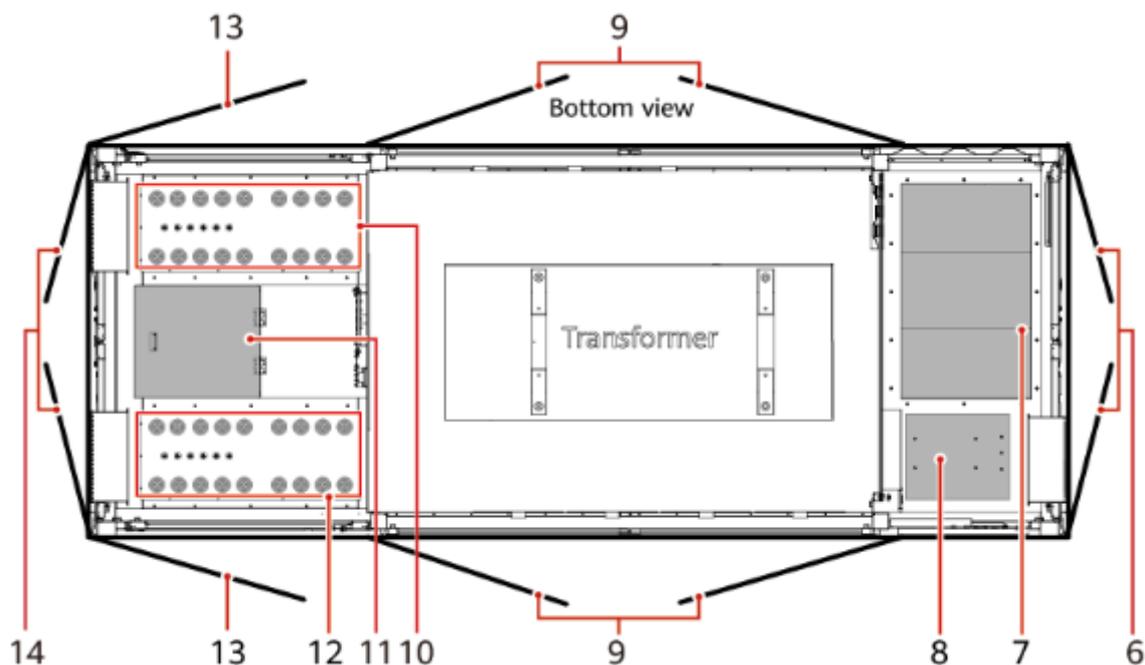
Figura 55: Aspecto General y Dimensiones de STS3000K-H1.



Nota. Adaptado 2.2 Aspecto. (pag.9), Estación Transformadora Inteligente STS-(3000K, 6000K)- H1, Manual de Usuario (2021). Huawei (solar.huawei.com).

**Descripción de la fig. 55.** (A) Intercambiador de calor; (B) Sala de Baja Tensión (BT o LV); (C) Sala del Transformador (TR); (D) Sala de Media Tensión (MT o MV); (E) Posición de Instalación del Controlador de Matriz Inteligente.

Figura 56: Vista Superior de STS3000K-H1.



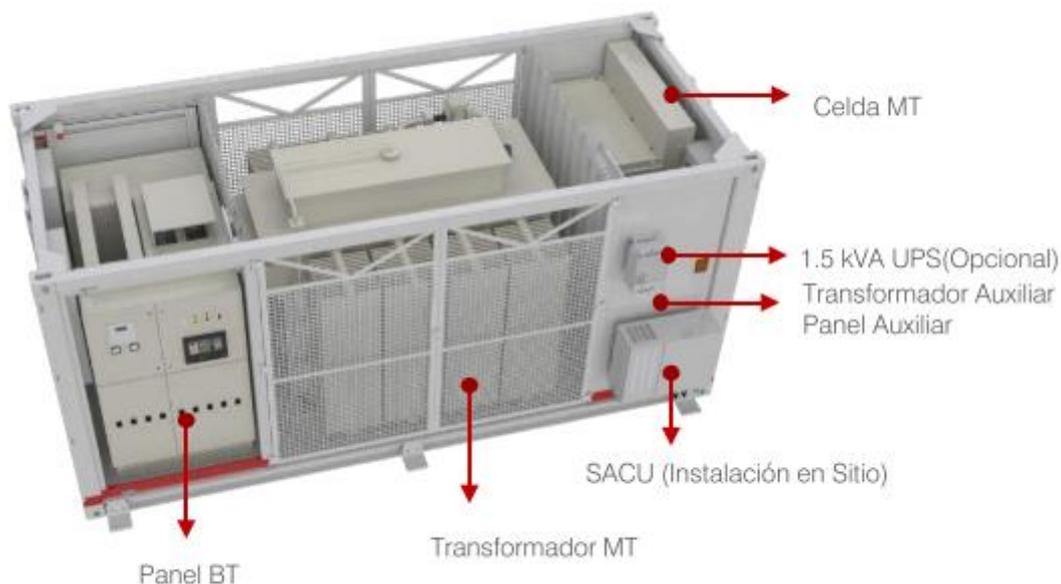
Nota. Adaptado 2.2 Aspecto. (pag.9), STS-(3000K, 6000K)- H1 Smart Transformer Station, User Manual (2021). Huawei (solar.huawei.com).

**Descripción de la fig. 56.** (6) Puerta doble de la sala de *MT* o *MV*; (7) Unidad Principal de Red o (*Ring Main Unit*); (8) Transformador Auxiliar; (9) Puerta Mosquitera Doble Batiente del Transformador; Transformer (*Transformador*).

(10) Armario B de *BT*. En el caso de la STS3000K-H1 no cuenta con este armario, pero en las descripciones de "Diseño General" comparte el manual con la STS6000K-H1 que posee este armario B de *BT* y por lo expuesto aparece en la fig. 56.

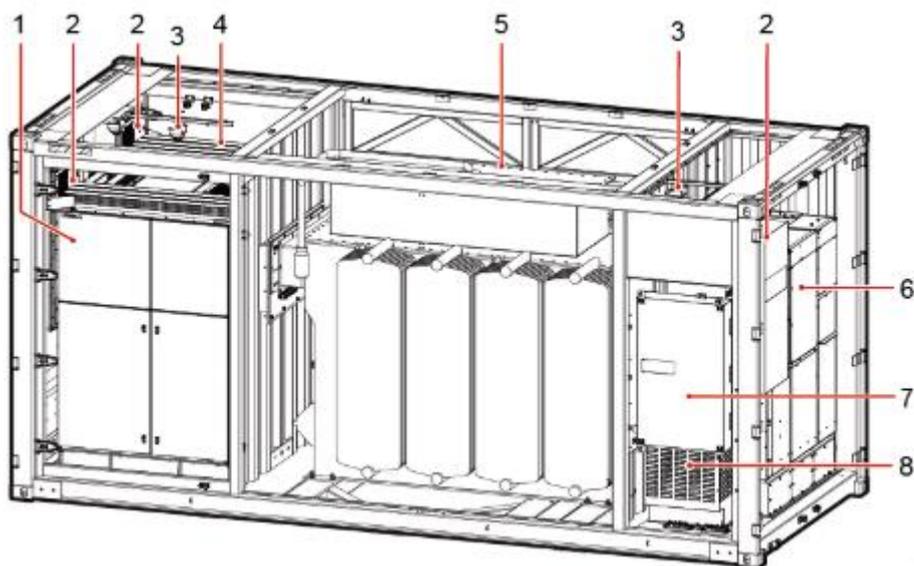
(11) Entrada de Pozo de Registro; (12) Armario A de *BT* o "*AC input cable hole LV Panel A*", este armario viene en la STS3000K-H1. (13) Puerta simple de la Sala de *BT*. (14) Puerta doble de la Sala de *BT*.

Figura 57: Aspecto Real de la STS3000K-H1.



Nota. Adaptado Estación de Transformación Inteligente (STS): STS-3000K-H1, FusionSolar Smart PV Solution: Portafolio y beneficios de las soluciones en string de Huawei para el segmento PMGD, pág. 19, (2020). Huawei (solar.huawei.com).

Figura 58: Componentes de la STS3000K-H1. Vista Lateral Longitudinal.

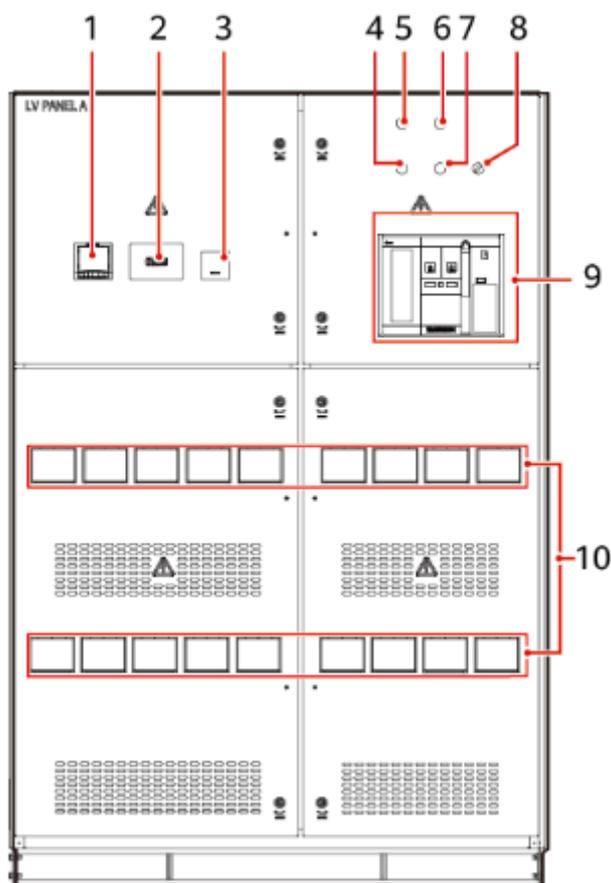


Nota. Adaptado 2.4.1 STS. (pag.12), STS-(3000K, 6000K)- H1 Smart Transformer Station, User Manual (2021). Huawei (solar.huawei.com).

**Descripción de la fig. 58.** (1) Panel A BT. (2) Intercambiador de Calor. (3) Sensor de Humo; (4) El Armario B en el caso de la STS3000K-H1 no viene incluido. (5) Transformador.

(6) Unidad Principal de Red MT. (7) Caja de Distribución de Energía (PDB). (8) Transformador Auxiliar.

**Figura 59:** Sala de Baja Tensión o "LV Room".

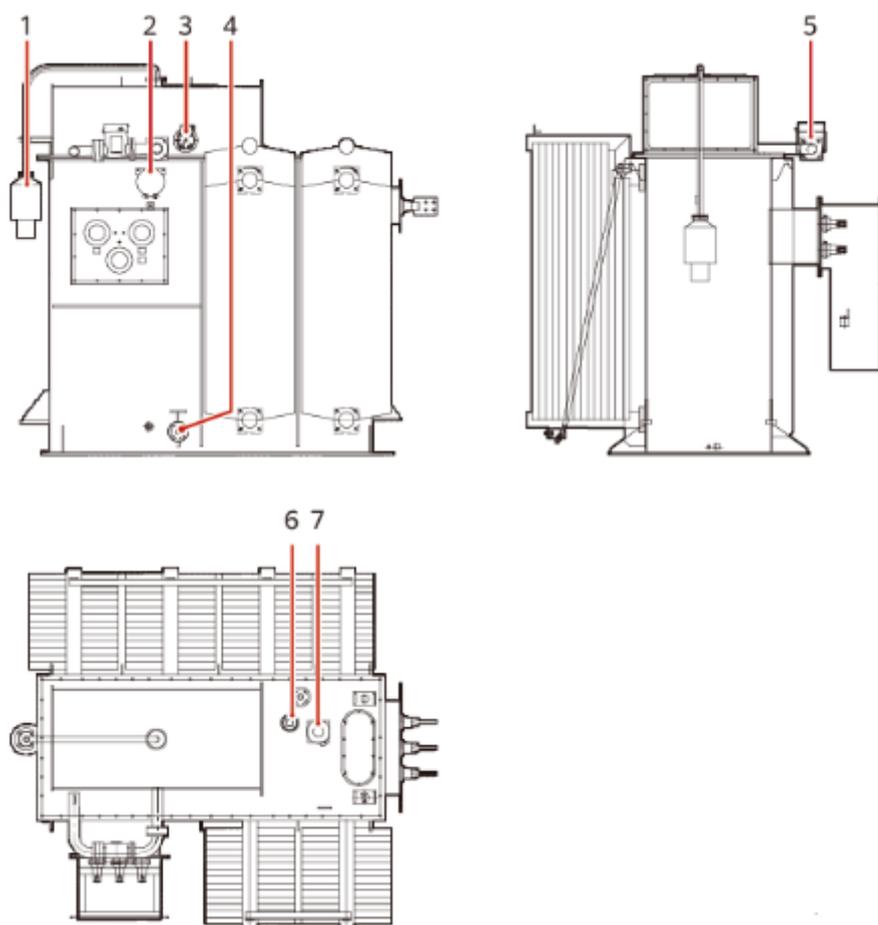


*Nota.* Adaptado 2.4.1 STS. (pag.12), STS-(3000K, 6000K)- H1 Smart Transformer Station, User Manual (2021). Huawei (solar.huawei.com).

**Descripción de la fig. 59.** La sala de BT es una estructura de gabinete de un solo lado. Panel A. Para realizar cualquier operación, solo se necesitará abrir la puerta del gabinete sin ingresar al STS.

Luego, según referencia numérica, fig.59, (1) Control de Temperatura y Humedad. (2) Dispositivo de Medición y Control. (3) Multímetro. (4) Botón de Apagado. (5) Indicador de Apagado. (6) Indicador de Encendido. (7) Botón de Encendido. (8) Interruptor de Transferencia. (9) Disyuntor de Aire (ACB). (10) Interruptor de Alimentación de CA.

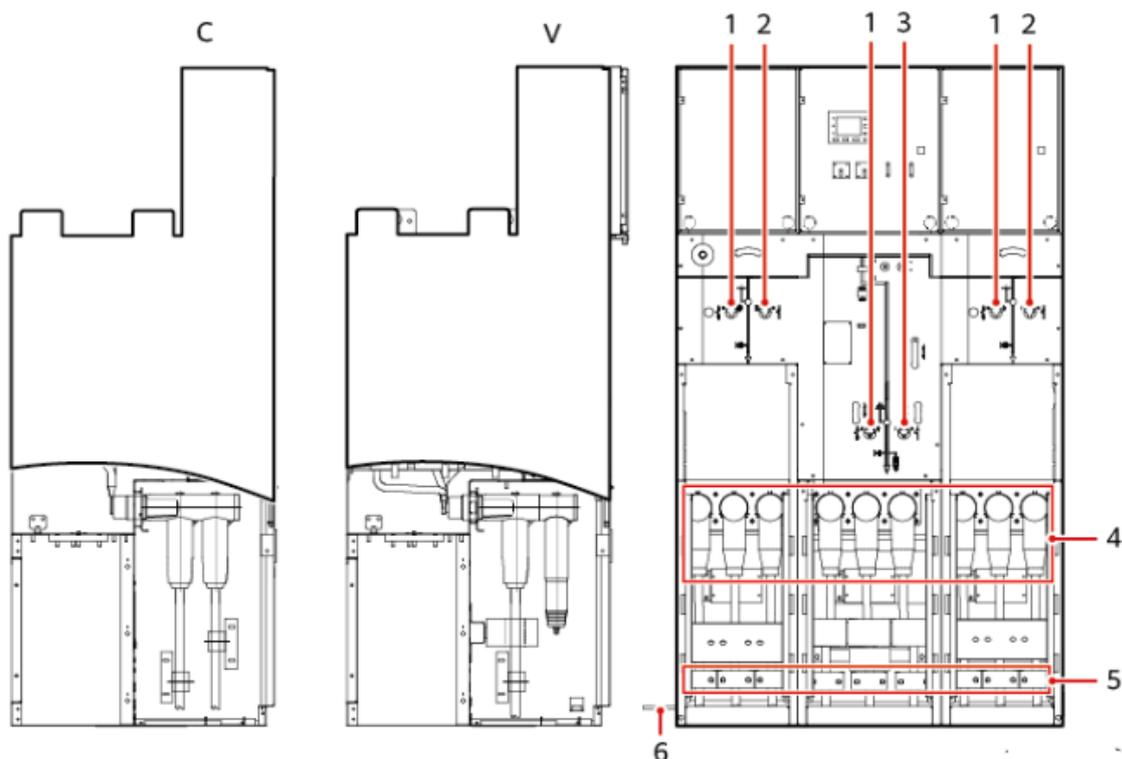
Figura 60: Transformador.



Nota. Adaptado 2.4.3 Transformer Room. (pág.19), STS-(3000K, 6000K)- H1 Smart Transformer Station, User Manual (2021). Huawei (solar.huawei.com).

**Descripción de la fig. 60.** (1) Filtro de humedad o respirador deshidratante: Contiene gel de sílice para absorber la humedad y las impurezas en el aire. (2) Termómetro de superficie de aceite: mide y controla la temperatura de la capa superior del aceite. (3) Indicador de nivel de aceite: reporta las alarmas de nivel alto o bajo de aceite. (4) Válvula de Drenaje de Aceite del Transformador. (5) Relé de Gas: Emite alarmas en caso de gases livianos y dispara el disyuntor de la unidad principal de la red en el caso de gases pesados. (6) Cambiador de Tomas en Vacío: tiene cinco niveles para regular tensión, 1 es el más alto, 3 el nominal y 5 el nivel más bajo. (7) Válvula de Descarga de Presión: libera la presión, cuando la presión alcanza el límite, el aceite del transformador se descarga y la presión interna del transformador disminuye hasta llegar a su valor nominal y al mismo tiempo envía una señal para activar el disyuntor de accionamiento.

Figura 61: Sala de Media Tensión o "MV Room". DQS-24 (CVC).



Nota. Adaptado 2.4.4 MV Room. (pag.20), STS-(3000K, 6000K)- H1 Smart Transformer Station, User Manual (2021). Huawei (solar.huawei.com).

**Descripción de la fig. 61.** (1) Orificios de Operación de Interruptores de Puesta a Tierra. (2) Orificios de Operación de Interruptores de Carga. (3) Orificio de Operación de Interruptor de Aislamiento. (4) Conectores de Cables. (5) Abrazaderas de Cables. (6) Barra de Tierra.

### ***Estructura para Soporte de Paneles Solares.***

La estructura para el montaje de los paneles solares se encuentra dentro de la selección de equipo puesto que una adecuada elección de su diseño permite sacar un mejor rendimiento, a los paneles solares. Asegurar su correcto montaje da paso a que la estructura que soporta los módulos no sufra las inclemencias climáticas que lleven a pérdidas causadas por daños materiales.

### ***Métodos de Montaje.***

La selección del método de anclaje de un sistema fotovoltaico es crítica desde el punto de vista económico del proyecto. No investigar adecuadamente las condiciones de suelo puede conducir a la selección de un método de montaje equivocado y dar lugar a retrabajos y retrasos en la fecha de finalización de la obra. También, una vez llevado a cabo la colocación de los soportes, una mala selección del tipo de montaje puede ocasionar pérdidas por daño materiales, por no resistir las condiciones climáticas donde se encuentra emplazada la Planta Solar.

Dentro de las características del lugar que determinan cuál será el método de anclaje adecuado para cada proyecto se encuentran:

- Condiciones climáticas locales.
- Tipo de suelo.
- Tamaño del módulo.
- Inclinación del arreglo.

Los análisis previos incluyen estudios de suelo realizados por empresas de ingeniería a lo largo de toda el área donde se instalará la Planta Fotovoltaica. Dichos informes tienen en cuenta la profundidad de empotramiento, el tipo correcto de protección contra la corrosión necesaria para los cimientos. En este capítulo, se dará a conocer marca y modelo de la estructura para montaje seleccionada según tamaño de panel. El tema de análisis de suelo se tendrá en cuenta en los costos de emplazamiento de la obra, asignándole un porcentaje del 1% según lo consultado a las empresas que se especializan en esa área.

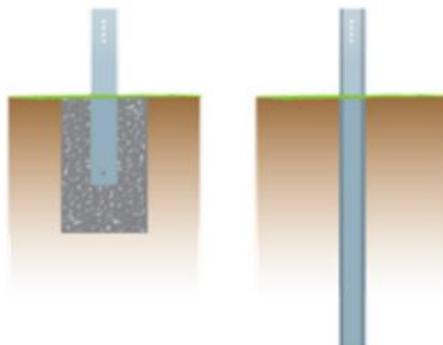
Más adelante, se justificará la inclinación que llevará la estructura y se hará una breve descripción del tipo de suelo que se podría encontrar en la zona, recurriendo a las cartas de suelo aportadas por la UTN Facultad Regional Concordia. Puesto que, este análisis pertenece a otras ingenierías y escapa del objetivo de este proyecto.

Volviendo, a las generalidades del montaje. Existen cuatro tipos principales de fundaciones a tener en cuenta:

- Pilotes/postes empotrados simple.

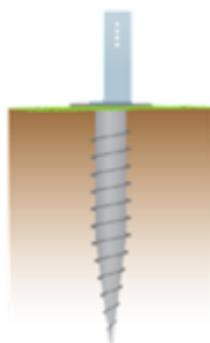
- Pilotes empotrados con hormigón.
- Tornillos a Tierra
- Base de Hormigón.

**Figura 62:** Pilotes Empotrados. Con Hormigón y Simple.



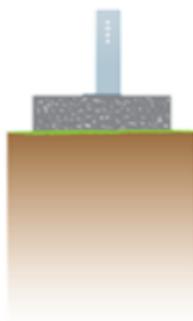
*Nota.* Adaptado de *Modulo 1:Recurso Solar y Tecnologías, Unidad 4: Estructura.* (p. 9), de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

**Figura 63:** Base Atornillada.



*Nota.* Adaptado de *Modulo 1:Recurso Solar y Tecnologías, Unidad 4: Estructura.* (p. 10), de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

**Figura 64:** Base de Hormigón.



*Nota.* Adaptado de *Modulo 1:Recurso Solar y Tecnologías, Unidad 4: Estructura.* (p. 10), de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

### ***Estructura de Soporte.***

Las estructuras de soporte deben estar diseñadas para resistir las fuerzas (cargas) que resultan del peso de todos los materiales de construcción, de los módulos fotovoltaicos y de las fuerzas ejercidas por efectos ambientales y climáticos tales como nieve, viento, etc.

Dentro de las consideraciones generales, la estructura deberá garantizar una adecuada ventilación de los módulos para permitir la disipación del calor.

Los módulos FV deben instalarse manteniendo una separación entre ellos de 20 (*veinte*) mm, aproximadamente, que ofrece las mordazas o "*clamp*" intermedias, también llamadas "clip omega" para las instaladas en entremedio y "clip medio omega" para los extremos . Además de sujetar los paneles a la estructura permite mantener ese gap o espacio necesario, para una correcta dilatación térmica de los materiales y se evita el "*silbido del viento*".

La estructura deberá ser diseñada tomando en cuenta la velocidad del viento en el lugar de la instalación.

Las mesas de paneles, instaladas contiguamente, deberán tener una separación de al menos 200 (*doscientos*) mm de manera de distribuir la carga generada por el viento.

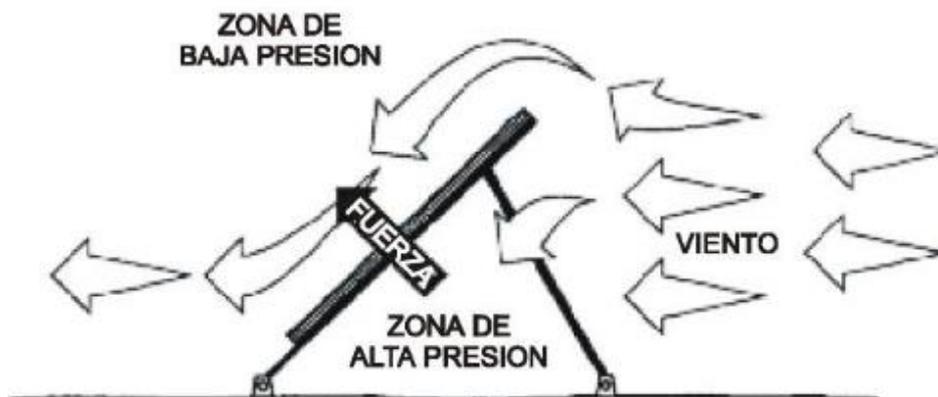
Los paneles y la estructura deberán ir conectados a tierra.

Figura 65: Esquema ilustrativo de la acción del viento en los paneles y estructura soporte.



Nota. Adaptado de *Capítulo 7: Sistemas de Montaje*. (p. 4), de Curso de Energía Solar Fotovoltaica.", 2018, Fundación Energizar.

Figura 66: Esquema ilustrativo II.

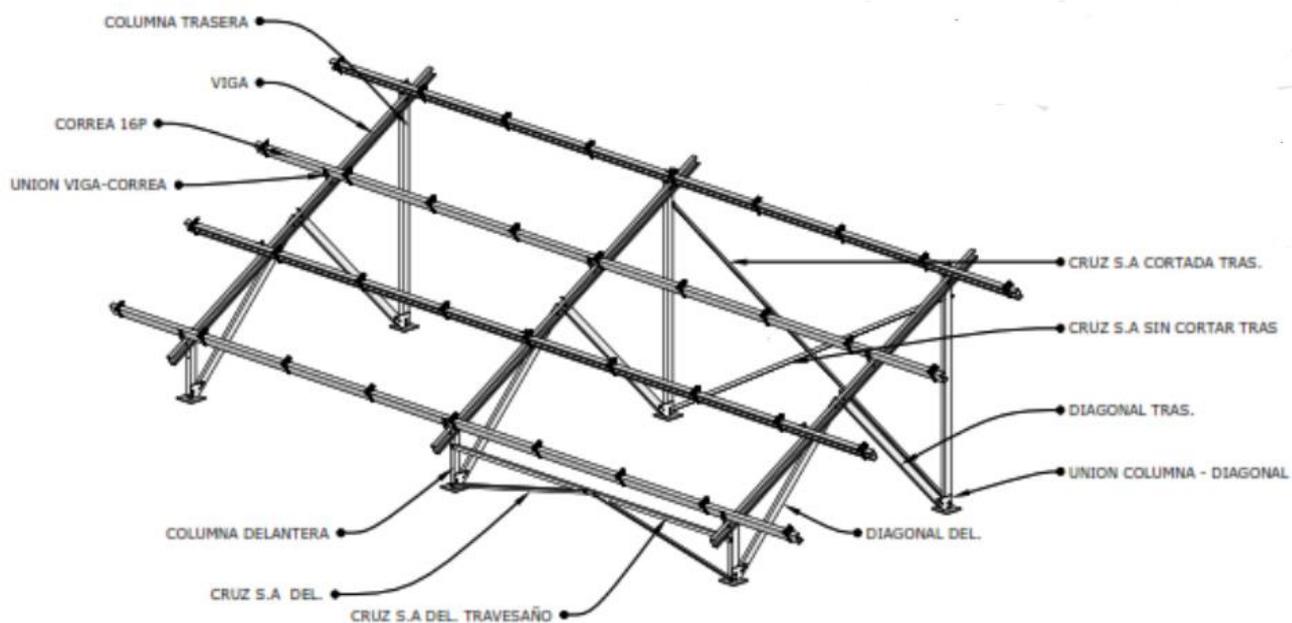


Nota. Adaptado de *Capítulo 7: Sistemas de Montaje*. (p. 4), de Curso de Energía Solar Fotovoltaica.", 2018, Fundación Energizar.

### *Selección y Modelo de Estructura Soporte.*

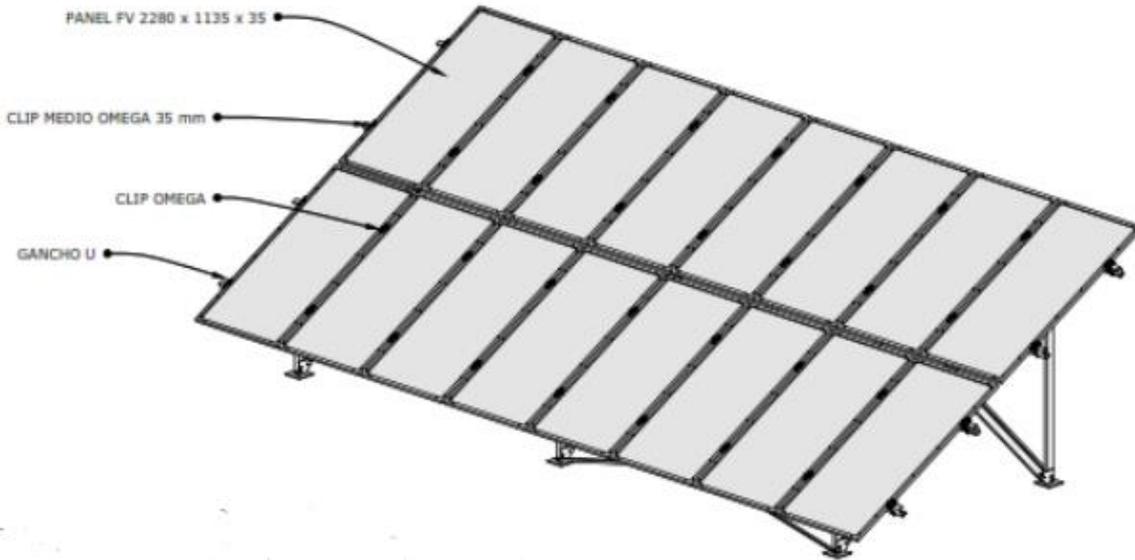
La estructura de soporte para los paneles solares seleccionados será marca *IDERO*, modelo SF30x16, diseñado para soportar 16 paneles en forma vertical con una disposición de 2 filas de 8 paneles cada una. Esta estructura cuenta con homologación del *INTI* como producto 100% nacional.

**Figura 67:** Imagen Ilustrativa de la Estructura Soporte.



*Nota.* Adaptada de la ficha técnica *IDERO Modelo SF30x16* ofrecida por el fabricante en su propuesta comercial.

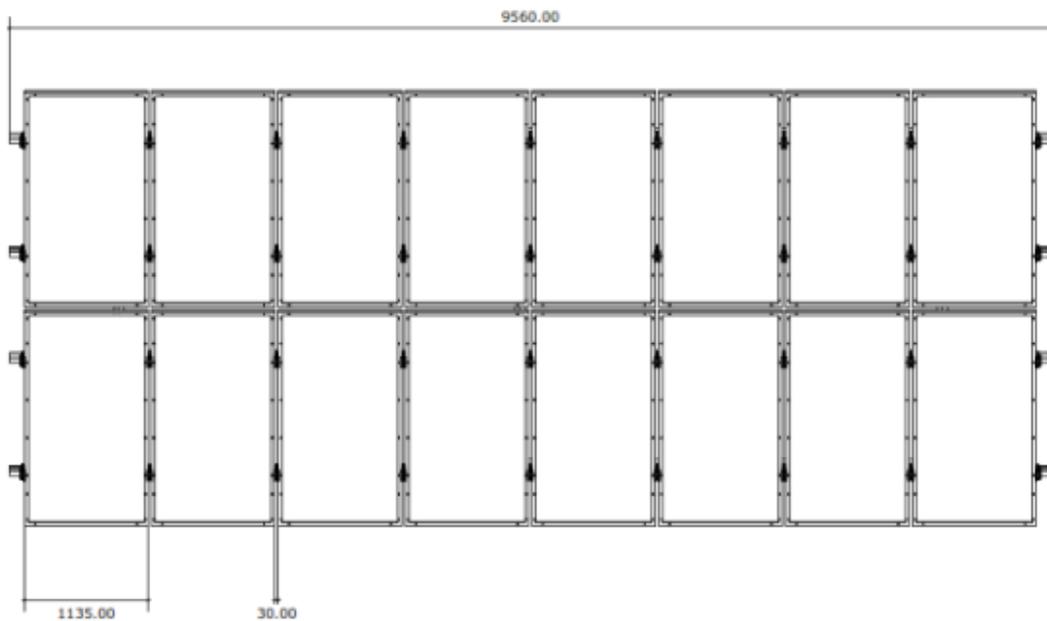
**Figura 68:** Imagen Ilustrativa de la estructura marca IDERO, modelo SF30x16, con los paneles colocados. (Dimensiones en mm).



*Nota.* Adaptada de la ficha técnica IDERO Modelo SF30x16 ofrecida por el fabricante en su propuesta comercial.

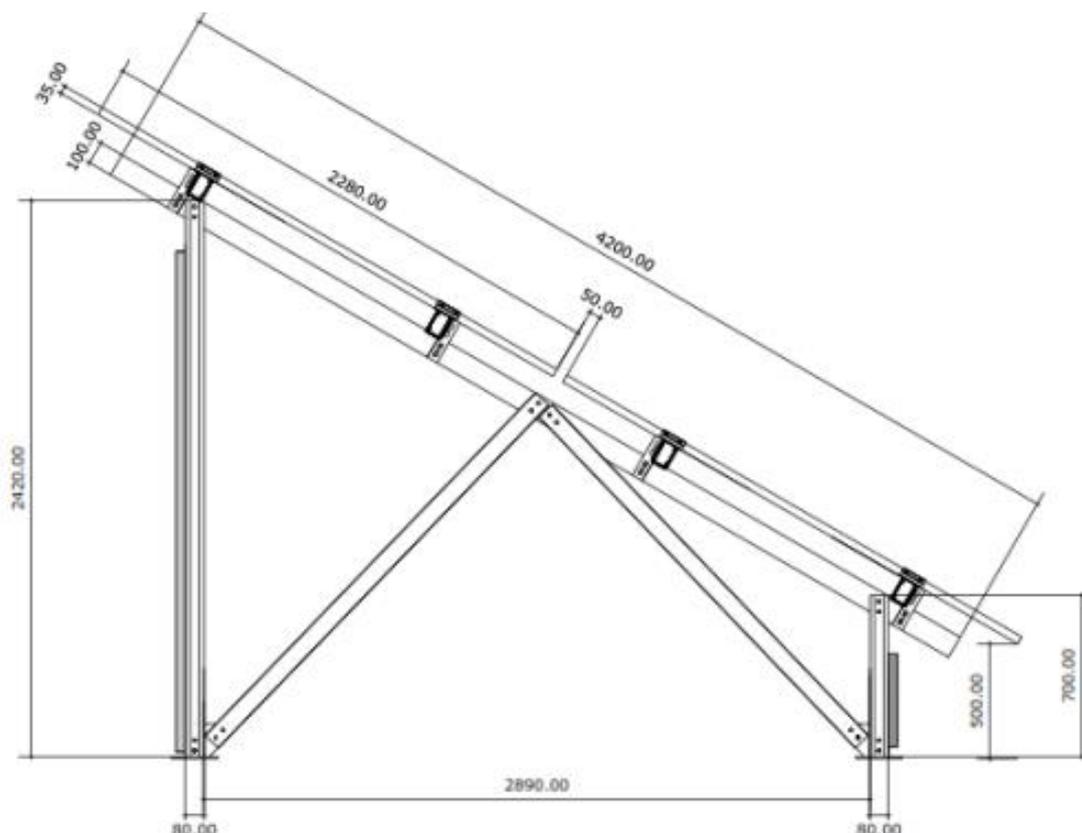
La inclinación y la cantidad de estructuras se expondrá en capítulos posteriores.

**Figura 69:** Dimensiones de la mesa eléctrica armada con 16 paneles. (Dimensiones en mm).



*Nota.* Adaptada de la ficha técnica IDERO Modelo SF30x16 ofrecida por el fabricante en su propuesta comercial.

Figura 70: Dimensiones de la Estructura Soporte, vista lateral. (Dimensiones en mm).



Nota. Adaptada de la ficha técnica *IDERO Modelo SF30x16* ofrecida por el fabricante en su propuesta comercial.

Según lo expuesto por el fabricante, el modelo seleccionado del soporte fijo, está construido en acero ZAR 340 Z275 y es diseñado bajo Norma AISI 1996/2001 LRFD, aplicando las cargas de viento según ASCE 2016 (*cap. 7*) y de acuerdo a las Normas CIRSOC 2005 en general, para Argentina, aplicando el reglamento CIRSOC 102-2005.

Las normas de viento, enunciadas, han sido aplicadas considerando lo siguiente:

- Categoría de Exposición C (o inferior).
- Factor de importancia II (o inferior).
- Los coeficientes locales de viento de componentes y revestimientos se adoptan solo para los paneles solares y para los clips. (*De acuerdo con el Comité Americano Solar de Códigos y Estándares y la Asociación de Ingenieros de California*).
- Las correas se calculan con coeficientes globales de viento, para estructura principal.
- Coeficiente de combinación de cargas de viento: 1.5 (*LRFD*).
- Combinaciones de inclinaciones y velocidades de viento de diseño:

**Tabla 14:** Velocidad del viento.

Altura de Panel (m)	Velocidad de Viento (m/s)		
	Inclinación (Grados)		
	20	25	30
2,000	59	54	48
2,100	58	52	47
2,300	55	50	45

*Nota.* Adaptada de la ficha técnica *IDERO Modelo SF30x16* ofrecida por el fabricante en su propuesta comercial.

**Tipo de Anclaje.**

El soporte se fija a la base de anclaje mediante una unión abulonada. Dentro de los anclajes ofrecidos por el mismo fabricante, de la estructura soporte, se tiene para el hormigonado in situ: bases de acero con insertos para ser colocados en el hormigón durante el colado de las fundaciones hincadas hormigonadas. La altura de la base a partir del nivel final de hormigón se encuentra estandarizada, y el tipo de inserto seleccionado es la *Placa de Hormigonado T1*.

**Placa de Hormigonado T1:** Tanto el anclaje delantero como el trasero se fabrican en Acero ZAR con trabas de hierro redondo en la parte inferior para evitar deslizamiento dentro del hormigón, poseen una línea indicadora para colocarla y nivelarla.

**Figura 71:** Tipo de Inserto Placa de Hormigonado T1.



*Nota.* Adaptada de la ficha técnica *IDERO Modelo SF30x16* ofrecida por el fabricante en su propuesta comercial.

**Sobre los Materiales de Construcción.**

Acero ZAR 340 Z275. Acero al carbono según IRAM-IAS U 500-214/05 de producción local de 275 g de zinc por metro cuadrado.

**Figura 72: Propiedades Mecánicas.**

Propiedades Mecánicas								
Grado			ZAR 230	ZAR 250	ZAR 280	ZAR 340	ZAR 340 Clase 2	ZAR 550
Propiedad	Unidad	Direc.				(2)		
Tensión de Fluencia	MPa	L	230 min.	250 min.	280 min.	340 min.	340 min.	550 min.
Tensión de Rotura <sup>(1)</sup>	MPa	L	310 min.	330 min.	360 min.	420 min.	-	570 min.
Alargamiento mín.	%	L	20 min.	18 min.	16 min.	12 min.	12 min.	-

*Nota.* Adaptada de la ficha técnica *IDERO Modelo SF30x16* ofrecida por el fabricante en su propuesta comercial.

**Figura 73: Recubrimientos.**

Recubrimientos				
Designación	Masa de revestimiento Triple spot ambas caras (g/m2)	Espesor de revestimiento Single spot ambas caras (g/m2)	Espesor de revestimiento Nominal ambas cara (um)	Observaciones
Z100	100 min.	85 min.	15	
Z180	180 min.	150 min.	30	
Z275	275 min.	235 min.	40	Espesor mín. 0.30 mm
Z350	350 min.	300 min.	50	Bajo Consulta
Z400	400 min.	350 min.	60	Bajo Consulta
Z600	600 min.	520 min.	90	Bajo Consulta

*Nota.* Adaptada de la ficha técnica *IDERO Modelo SF30x16* ofrecida por el fabricante en su propuesta comercial.

ANEXO CAP. I

## Capítulo 2 Emplazamiento.

En este capítulo se expondrán los niveles de irradiación y temperatura analizados en la zona de emplazamiento propuesta. Las horas solares pico (*HPS*), orientación e inclinación de los paneles solares seleccionados y cálculo de la fuerza del viento sobre los mismos.

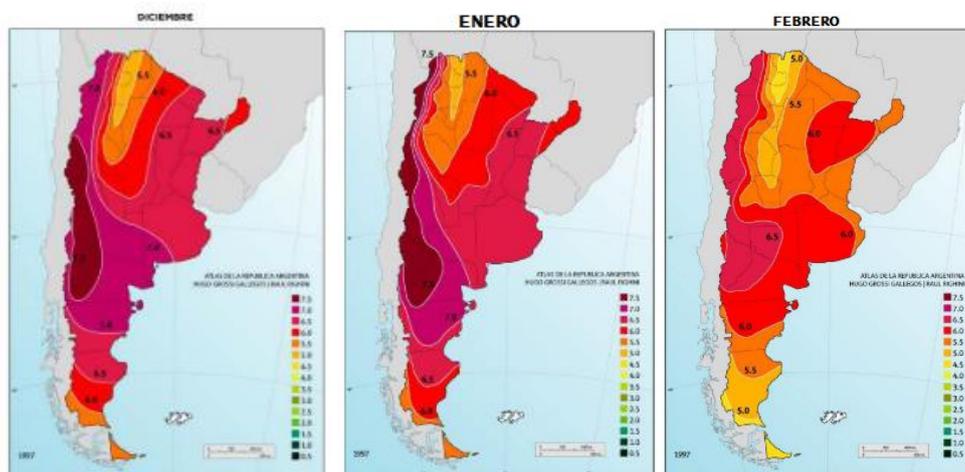
Con los datos obtenidos se podrá adquirir un detalle de la energía anual que puede generar el sistema fotovoltaico con las limitaciones de espacio, orientación e inclinación optima propuesta.

### Recurso Solar Local.

Utilizando el "Atlas de energía Solar de la República Argentina" (Grossi Gallegos & Righini, 2007) que más adelante se nombrará con el acrónimo *GGCD*, se conocerá la irradiación solar para cada mes del año  $H_T$ . Se utilizará las tablas de transposición y la base de datos de radiación solar en superficie horizontal  $H_o$  de Hugo Grossi Gallegos.

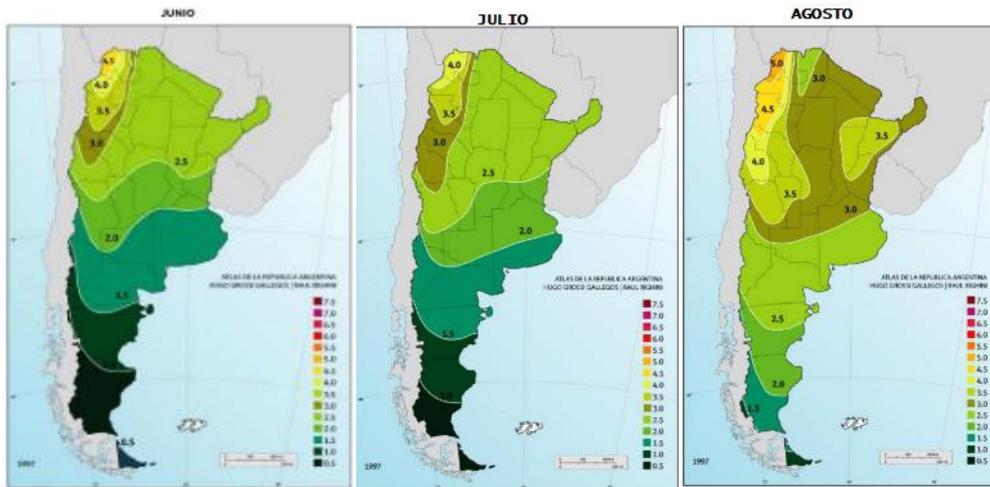
La Irradiación ( $H$ ) solar es la radiación que incide durante un período de tiempo sobre una superficie determinada [ $kWh/m^2$ ]. Se utilizarán las *Cartas Mensuales con la Distribución Espacial Promedio de la Irradiación Solar Global Diaria Sobre un Plano Horizontal* para las distintas zonas de nuestro país.

**Figura 74:** Distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria [ $kWh/m^2$ ] correspondiente a los meses de Diciembre, Enero y Febrero respectivamente.



*Nota.* Adaptado de *Cartas Mensuales con la Distribución Espacial Promedio de la Irradiación Solar Global Diaria Sobre un Plano Horizontal*. (p. 17, 18, 28), "Atlas de Energía Solar de la República Argentina", (2007). Grossi Gallegos & Righini.

**Figura 75:** Distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria [kWh/m<sup>2</sup>] correspondiente a los meses de Junio, Julio y Agosto respectivamente.



*Nota.* Adaptado de *Cartas Mensuales con la Distribución Espacial Promedio de la Irradiación Solar Global Diaria Sobre un Plano Horizontal.* (p. 22, 23, 24), "Atlas de Energía Solar de la República Argentina", (2007). Grossi Gallegos & Righini.

Se exponen en fig. 74 y 75, las cartas correspondientes a seis meses del año. Es una carta por cada mes del año, siendo doce en total. Cada área definida entre isolíneas por un color, correspondiente a un valor de irradiación media mensual en el plano horizontal. Este valor puede identificarse en la escala que figura en cada uno de los mapas. EL espaciamiento entre las isolíneas sucesivas tiene un valor de 0.5 kWh/m<sup>2</sup>.

En la provincia de Entre Ríos, y en particular en la zona de Concordia, considerando los valores para los doce meses se tiene la siguiente tabla:

**Tabla 15:** Irradiación Solar Global Diaria Sobre un Plano Horizontal. Entre Ríos, Concordia.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom(ANUAL)
Datos Atlas: Ho	6,5	5,5	5	3,5	3	2,5	2,5	3	4	5,5	6	6,5	4,46

*Nota.* Adaptada de los valores tomados de las cartas mencionadas al comienzo.

La tabla 15 contiene los datos medio mensuales de irradiación global diaria en el plano horizontal expresados en kWh/m<sup>2</sup>, resultado del trabajo realizado por Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini. Por último, vemos el promedio anual de energía solar que recibe la unidad de superficie seleccionada para el emplazamiento.

Pero como el objetivo es el aprovechamiento fotovoltaico, el plano de interés se encuentra inclinado y orientado en diferente dirección.

La irradiación solar que llega a esos planos no es la misma que llega al plano horizontal, sino que cambia completamente. Cada situación de inclinación y orientación se debe analizar de forma separada, se puede usar valores promedios en la mayor parte de los casos. Se analizará

distintos casos que brindarán mayor o menor energía con respecto al plano horizontal, dependiendo de la latitud, del mes en cuestión y de la superficie inmediatamente frente al plano de interés.

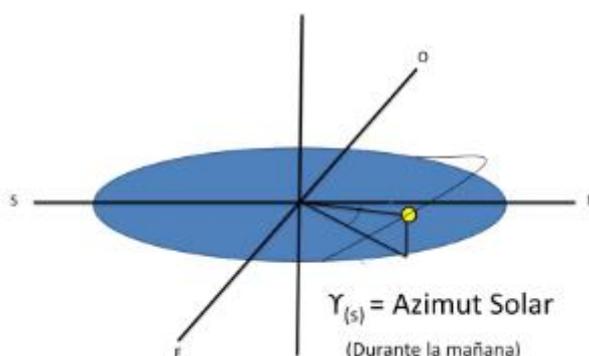
De esta manera, recurriendo a las tablas de trasposición, dadas en el ANEXO II de la *Guía del Recurso Solar* de la Secretaría de Energía de Argentina (2019), obtendremos el factor por el cual hay que multiplicar la irradiación solar en el plano horizontal para poder estimar la irradiación media solar en el mes para todas las provincias, pero en este caso se mostrará para Entre Ríos.

Las tablas cuentan con valores que representan el cociente entre la irradiación en el plano inclinado y la irradiación en el plano horizontal, por tanto, para conocer los valores de irradiación en la superficie inclinada, basta con multiplicar dichos coeficientes por la irradiación media mensual en el plano horizontal, para cada ubicación geográfica, orientación e inclinación.

Dentro de las tablas de transposición, en Entre Ríos, tenemos una por cada valor de acimut que varía de 0° a 60° con una diferencia de 15°. Cada tabla contiene los cocientes de transposición para inclinaciones que varían entre 0° y 90° con una diferencia de 5°.

Recordemos que el acimut o ángulo acimutal mide cuán desplazado está el sol respecto al Norte. Al mediodía este ángulo es cero (el sol está en el Norte). El ángulo acimutal para la hora de salida del sol varía cada día del año.

**Figura 76:** Acimut Solar.



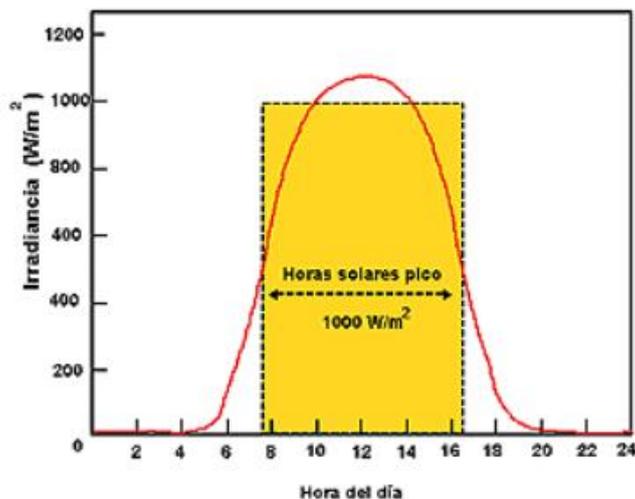
*Nota.* Adaptado de *Modulo 1: Recurso solar, introducción al sistema solar térmico, Unidad 1: Radiación Solar.* (p. 18), de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

También, es necesario aclarar que, con el objetivo de facilitar los cálculos a la hora de dimensionar los sistemas fotovoltaicos, se define la Hora Solar Pico (*HSP*) como el número de horas de un día con una hipotética irradiación solar constante de 1000 W/m<sup>2</sup> que tendría la misma irradiación total real de ese día. Entonces, el valor numérico de la irradiación es igual al número de Hora Solar Pico.

Para entender este concepto supongamos que de un mapa o tabla de irradiación solar se obtiene un valor de 8 kWh/m<sup>2</sup> de irradiación diaria en un lugar específico.

Si suponemos, como las muestras de laboratorio expuestas en capítulos anteriores, que la irradiancia del sol durante el día fue de 1 kW/m<sup>2</sup> durante 8 h (rectángulo amarillo de la fig 77), obtendríamos el mismo valor de irradiación que calculando el área bajo la curva, ya que el área del rectángulo es de 1000 W/m<sup>2</sup> x 8 h= 8 kWh/m<sup>2</sup>.

Figura 77: Hora Solar Pico.



Nota. Adaptado de *Capítulo 2: La Radiación Solar.* (p. 26), de Curso de Energía Solar Fotovoltaica.", 2018, Fundación Energizar.

Desde el punto de vista energético podemos asumir 8 Horas Solares Pico con una irradiancia constante de 1 kWh/m<sup>2</sup>.

$$HSP = \frac{8 \text{ kWh/m}^2}{1 \text{ kW/m}^2} = 8 \text{ horas} \quad (9)$$

Se analizará a continuación, las HSP que tendríamos en el caso de seleccionar una orientación hacia el Norte de 45° con una inclinación de 15°, 25° y 30° de los paneles FV en comparación a la orientación de 15° hacia el Norte e inclinación de 15°, 25° y 30°. Ambas opciones serán comparadas con una orientación de 0° hacia el Norte (es decir, completamente mirando hacia el Norte) y una inclinación de los paneles de 15°, 25° y 30°.

Retomando el uso de las tablas de transposición para la provincia de Entre Ríos:

**Tabla 16:** Tabla de Transposición para Entre Ríos, Acimut 0° y β (ángulo de inclinación de paneles FV) de 15°, 25° y 30°.

### ENTRE RÍOS

TABLA 1 - R = H<sub>T</sub>/H Latitud = 31°50' Localidad : Paraná Inta Provincia : Entre Ríos  
Acimut = ±0°

β°	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	ANUAL
0	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99
5	1,00	1,00	1,02	1,04	1,07	1,09	1,08	1,05	1,02	1,01	1,00	0,99	1,03
10	0,99	1,01	1,04	1,08	1,14	1,17	1,16	1,11	1,05	1,02	0,99	0,98	1,06
15	0,98	1,01	1,05	1,12	1,20	1,26	1,23	1,15	1,07	1,02	0,98	0,97	1,09
20	0,96	1,00	1,08	1,15	1,26	1,33	1,30	1,20	1,09	1,02	0,97	0,95	1,11
25	0,94	0,99	1,06	1,17	1,31	1,40	1,36	1,23	1,10	1,01	0,95	0,93	1,12
30	0,91	0,97	1,06	1,19	1,35	1,45	1,41	1,26	1,10	1,00	0,93	0,90	1,13
35	0,89	0,95	1,05	1,20	1,39	1,50	1,45	1,28	1,10	0,98	0,90	0,87	1,13
40	0,85	0,92	1,04	1,21	1,41	1,54	1,48	1,29	1,09	0,96	0,87	0,84	1,12
45	0,81	0,89	1,02	1,20	1,43	1,57	1,51	1,29	1,08	0,93	0,83	0,80	1,11
50	0,77	0,86	0,99	1,19	1,44	1,59	1,52	1,29	1,06	0,89	0,79	0,75	1,10
55	0,73	0,82	0,96	1,18	1,44	1,60	1,53	1,28	1,03	0,86	0,75	0,71	1,07
60	0,68	0,77	0,92	1,15	1,43	1,60	1,52	1,26	1,00	0,82	0,70	0,66	1,04
65	0,63	0,73	0,88	1,12	1,41	1,59	1,51	1,24	0,97	0,77	0,66	0,61	1,01
70	0,58	0,68	0,84	1,09	1,38	1,57	1,49	1,21	0,92	0,72	0,61	0,56	0,97
75	0,53	0,63	0,79	1,04	1,35	1,54	1,45	1,17	0,88	0,67	0,55	0,51	0,93
80	0,48	0,57	0,74	0,99	1,30	1,50	1,41	1,12	0,83	0,62	0,50	0,46	0,88
85	0,43	0,52	0,68	0,94	1,25	1,45	1,36	1,07	0,77	0,56	0,45	0,41	0,82
90	0,38	0,46	0,62	0,88	1,20	1,39	1,30	1,01	0,71	0,50	0,40	0,36	0,77

Nota. Adaptado de Anexo II Tablas de Transposición para Diferentes Orientaciones e Inclinaciones. (p. 35), "Guía del Recurso Solar", (2019). Secretaria de Gobierno de Energía.

Luego, tomando en consideración  $H_o$ , (tabla 16), tomado de los mapas de irradiación presentados.

$$HSP = H_o \times R\beta \quad (10)$$

Se obtiene los siguientes valores:

**Tabla 17:** Valores de HSP obtenidos de las inclinaciones de 15°, 25° y 30° con una orientación de 0°.

Datos obtenidos de la Guía Solar					γ=0								
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom(ANUAL)
Datos Atlas: $H_o$	6,5	5,5	5	3,5	3	2,5	2,5	3	4	5,5	6	6,5	4,46
Datos de tabla: $R\beta_{15}$	0,98	1,01	1,05	1,12	1,2	1,26	1,23	1,15	1,07	1,02	0,98	0,97	1,09
Resultado: $H\beta_{15}$	6,37	5,56	5,25	3,92	3,6	3,15	3,08	3,45	4,28	5,61	5,88	6,31	4,86
Datos de tabla: $R\beta_{25}$	0,94	0,99	1,06	1,17	1,31	1,4	1,36	1,23	1,1	1,01	0,95	0,93	1,12
Resultado: $H\beta_{25}$	6,11	5,45	5,30	4,10	3,93	3,50	3,40	3,69	4,40	5,56	5,70	6,05	4,99
Datos de tabla: $R\beta_{30}$	0,91	0,97	1,06	1,19	1,35	1,45	1,41	1,26	1,1	1	0,93	0,9	1,13
Resultado: $H\beta_{30}$	5,92	5,34	5,30	4,17	4,05	3,63	3,53	3,78	4,40	5,50	5,58	5,85	5,04

Nota. Los resultados expresados se obtienen de aplicar la fórmula 10.

Estos resultados se obtendrían de colocar los paneles solares completamente orientados hacia el Norte.

**Figura 78:** Los paneles FV orientados a 0° respecto el Norte, tendrían la dirección de la flecha roja.



*Nota.* Adaptado de “-31.419969, -58.069861”. Marca agregada por editor de imagen–Fuente: sitio web Google Map.

Luego, si se adoptara una orientación de 15° con respecto al Norte. La tabla de transposición correspondiente sería:

**Tabla 18:** Tabla de Transposición para Entre Ríos, Acimut 15° y  $\beta$  (ángulo de inclinación de paneles FV) de 15°, 25° y 30°.

TABLA 2 - R = H <sub>T</sub> /H Latitud = 31°50'		Localidad : Paraná Ita												Provincia : Entre Ríos
Acimut = +15°														
$\beta^\circ$	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	ANUAL	
0	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99	
5	1,00	1,00	1,02	1,04	1,07	1,08	1,08	1,05	1,02	1,01	1,00	0,99	1,03	
10	0,99	1,01	1,04	1,08	1,13	1,17	1,15	1,10	1,05	1,01	0,99	0,98	1,06	
15	0,98	1,00	1,05	1,11	1,20	1,25	1,22	1,15	1,07	1,02	0,98	0,97	1,08	
20	0,96	1,00	1,06	1,14	1,25	1,32	1,29	1,19	1,09	1,02	0,97	0,95	1,10	
25	0,94	0,99	1,06	1,17	1,30	1,38	1,34	1,22	1,10	1,01	0,95	0,93	1,11	
30	0,92	0,97	1,06	1,18	1,34	1,43	1,39	1,24	1,10	1,00	0,93	0,90	1,12	
35	0,89	0,95	1,05	1,19	1,37	1,48	1,43	1,28	1,10	0,98	0,90	0,87	1,12	
40	0,85	0,92	1,03	1,19	1,39	1,52	1,46	1,27	1,09	0,95	0,87	0,84	1,12	
45	0,82	0,89	1,01	1,19	1,41	1,54	1,48	1,28	1,07	0,93	0,84	0,80	1,10	
50	0,78	0,86	0,99	1,18	1,41	1,56	1,50	1,27	1,05	0,90	0,80	0,76	1,09	
55	0,74	0,82	0,90	1,16	1,41	1,57	1,50	1,26	1,03	0,86	0,76	0,72	1,06	
60	0,69	0,78	0,92	1,13	1,40	1,57	1,49	1,24	0,99	0,82	0,71	0,67	1,04	
65	0,64	0,73	0,88	1,10	1,38	1,55	1,48	1,22	0,96	0,78	0,67	0,62	1,00	
70	0,59	0,69	0,84	1,07	1,35	1,53	1,45	1,18	0,92	0,73	0,62	0,57	0,96	
75	0,54	0,64	0,79	1,02	1,32	1,50	1,42	1,14	0,87	0,68	0,57	0,53	0,92	
80	0,49	0,59	0,74	0,98	1,27	1,46	1,38	1,09	0,82	0,63	0,52	0,48	0,87	
85	0,44	0,53	0,68	0,92	1,22	1,41	1,33	1,04	0,76	0,57	0,46	0,43	0,82	
90	0,40	0,48	0,63	0,86	1,16	1,35	1,27	0,98	0,71	0,52	0,42	0,38	0,76	

*Nota.* Adaptado de Anexo II Tablas de Transposición para Diferentes Orientaciones e Inclinaciones. (p. 35), “Guía del Recurso Solar”, (2019). Secretaria de Gobierno de Energía.

Los valores de HSP, obtenidos serían:

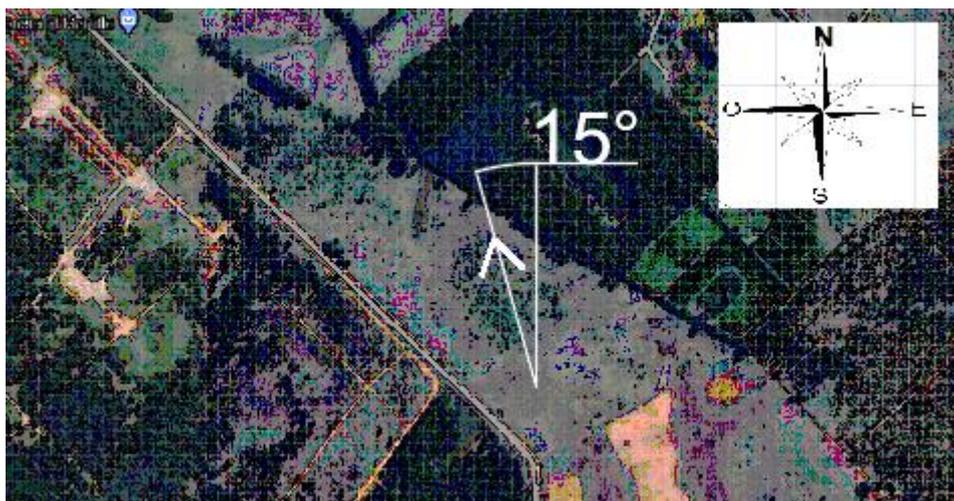
**Tabla 19:** Valores de HSP obtenidos de las inclinaciones de 15°, 25° y 30° con una orientación de 15°.

Datos obtenidos de la Guía Solar					$\gamma=15$								
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
Datos Atlas: Ho	6,5	5,5	5	3,5	3	2,5	2,5	3	4	5,5	6	6,5	4,46
Datos de tabla: R $\beta$ 15	0,96	1	1,06	1,11	1,2	1,25	1,22	1,15	1,07	1,02	0,98	0,97	1,08
Resultado: H $\beta$ 15	6,24	5,50	5,30	3,89	3,60	3,13	3,05	3,45	4,28	5,61	5,88	6,31	4,82
Datos de tabla: R $\beta$ 25	0,94	0,99	1,06	1,17	1,3	1,38	1,34	1,22	1,1	1,01	0,95	0,93	1,11
Resultado: H $\beta$ 25	6,11	5,45	5,30	4,10	3,90	3,45	3,35	3,66	4,40	5,56	5,70	6,05	4,95
Datos de tabla: R $\beta$ 30	0,92	0,97	1,06	1,18	1,34	1,43	1,39	1,24	1,1	1	0,93	0,9	1,12
Resultado: H $\beta$ 30	5,98	5,335	5,3	4,13	4,02	3,575	3,48	3,72	4,4	5,5	5,58	5,85	4,993

*Nota.* Los resultados expresados se obtienen de aplicar la fórmula 10.

Estos resultados se obtendrían de colocar los paneles solares orientados 15° hacia el Norte, es decir con su ángulo azimutal de  $\gamma=15^\circ$ .

**Figura 79:** Los paneles FV orientados a 15° respecto el Norte, tendrían la dirección de la flecha blanca.



*Nota.* Adaptado de “-31.419969, -58.069861”. Marca agregada por editor de imagen–Fuente: sitio web Google Map.

Se analizará a continuación, las HSP que tendríamos en el caso de seleccionar una orientación hacia el Norte de 45° con una inclinación de 15°, 25° y 30°.

**Tabla 20:** Tabla de Transposición para Entre Ríos, Acimut 45° y β (ángulo de inclinación de paneles FV) de 15°, 25° y 30°.

TABLA 4 - R = H<sub>T</sub>/H Latitud = 31°50' Localidad : Paraná Inta Provincia : Entre Ríos  
Acimut = +45°

β°	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	ANUAL
0	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99
5	1,00	1,00	1,01	1,02	1,05	1,06	1,05	1,03	1,01	1,00	1,00	0,99	1,02
10	0,99	1,00	1,02	1,05	1,09	1,12	1,11	1,07	1,03	1,01	0,99	0,99	1,04
15	0,98	1,00	1,03	1,08	1,14	1,17	1,16	1,10	1,05	1,01	0,98	0,98	1,06
20	0,97	0,99	1,03	1,10	1,17	1,22	1,20	1,13	1,05	1,00	0,97	0,96	1,07
25	0,95	0,98	1,03	1,11	1,20	1,26	1,24	1,15	1,06	1,00	0,96	0,94	1,07
30	0,93	0,96	1,03	1,11	1,23	1,29	1,26	1,16	1,06	0,98	0,94	0,92	1,07
35	0,90	0,94	1,01	1,12	1,24	1,32	1,29	1,17	1,05	0,97	0,91	0,89	1,07
40	0,87	0,92	1,00	1,11	1,25	1,34	1,30	1,17	1,04	0,94	0,88	0,86	1,06
45	0,84	0,89	0,98	1,10	1,26	1,36	1,31	1,16	1,02	0,92	0,85	0,83	1,04
50	0,81	0,86	0,95	1,08	1,25	1,35	1,31	1,15	1,00	0,89	0,82	0,79	1,02
55	0,77	0,83	0,92	1,06	1,24	1,35	1,30	1,13	0,97	0,86	0,79	0,76	1,00
60	0,73	0,79	0,89	1,04	1,22	1,33	1,28	1,11	0,94	0,82	0,75	0,72	0,97
65	0,69	0,76	0,86	1,00	1,19	1,31	1,26	1,08	0,91	0,78	0,71	0,68	0,94
70	0,65	0,71	0,82	0,97	1,16	1,28	1,23	1,05	0,87	0,74	0,67	0,64	0,90
75	0,61	0,67	0,77	0,93	1,12	1,25	1,19	1,01	0,83	0,70	0,63	0,60	0,86
80	0,57	0,63	0,73	0,88	1,08	1,20	1,15	0,96	0,78	0,66	0,58	0,55	0,81
85	0,53	0,59	0,68	0,84	1,03	1,15	1,10	0,91	0,74	0,61	0,54	0,51	0,77
90	0,49	0,54	0,64	0,78	0,97	1,10	1,04	0,86	0,69	0,57	0,50	0,47	0,72

Nota. Adaptado de Anexo II Tablas de Transposición para Diferentes Orientaciones e Inclinaciones. (p. 36), "Guía del Recurso Solar", (2019). Secretaria de Gobierno de Energía.

Los valores de HSP, obtenidos serían:

**Tabla 21:** Valores de HSP obtenidos de las inclinaciones de 15°, 25° y 30° con una orientación de 45°.

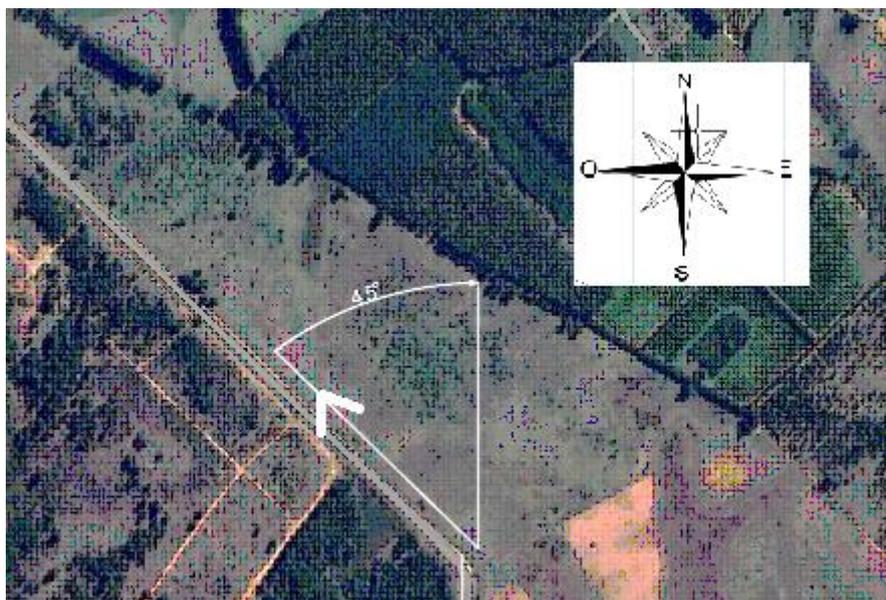
Datos obtenidos de la Guía Solar													γ=45°
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
Datos Atlas: Ho	6,5	5,5	5	3,5	3	2,5	2,5	3	4	5,5	6	6,5	4,46
Datos de tabla: Rβ15	0,98	1	1,03	1,08	1,14	1,17	1,16	1,1	1,05	1,01	0,98	0,98	1,06
Resultado: Hβ15	6,37	5,50	5,15	3,78	3,42	2,93	2,90	3,30	4,20	5,56	5,88	6,37	4,73
Datos de tabla: Rβ25	0,95	0,98	1,03	1,11	1,2	1,26	1,24	1,15	1,06	1	0,96	0,94	1,07
Resultado: Hβ25	6,18	5,39	5,15	3,89	3,60	3,15	3,10	3,45	4,24	5,50	5,76	6,11	4,77
Datos de tabla: Rβ30	0,93	0,96	1,03	1,11	1,23	1,29	1,26	1,16	1,06	0,98	0,94	0,92	1,07
Resultado: Hβ30	6,045	5,28	5,15	3,885	3,69	3,225	3,15	3,48	4,24	5,39	5,64	5,98	4,77

Nota. Los resultados expresados se obtienen de aplicar la fórmula 10.

Estos resultados se obtendrían de colocar los paneles solares orientados 45° hacia el Norte, es decir con su ángulo azimutal de γ=45°.

Una vez expuesto las HSP por cada orientación e inclinación estudiada, se tiene:

**Figura 80:** Los paneles FV orientados a 45° respecto el Norte, tendrían la dirección de la flecha blanca.

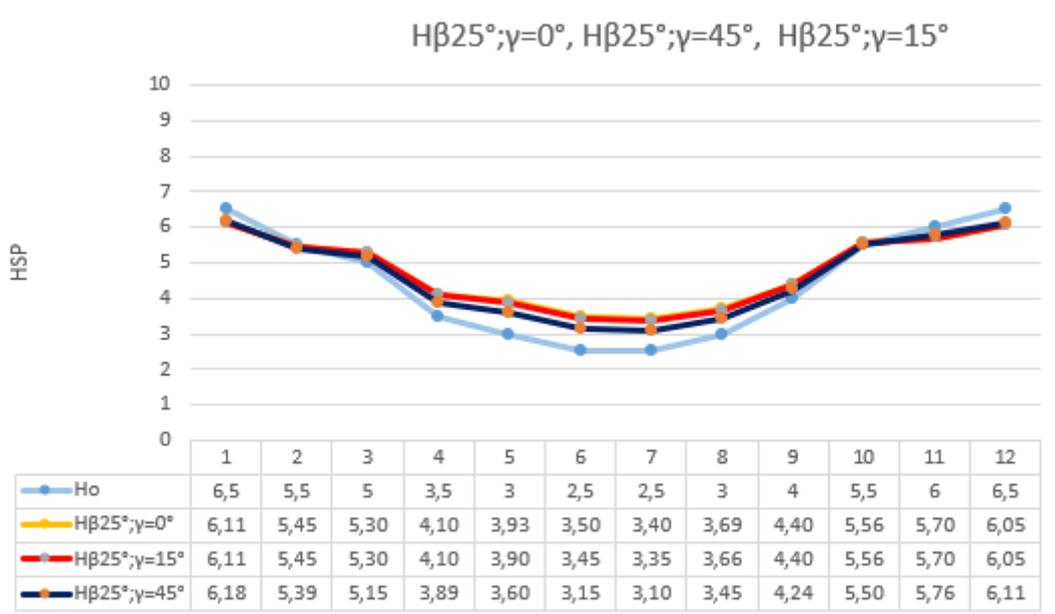


*Nota.* Adaptado de “-31.419969, -58.069861”. Marca agregada por editor de imagen-Fuente: sitio web Google Map.

De los resultados obtenidos de las tablas 17, 19 y 21 se elige como inclinación de los paneles solares  $\beta=25^\circ$ . Se quiere optimizar el recurso total anual, entonces un valor medio entre dos valores que maximizan la energía en verano ( $15^\circ$ ) o maximizan la energía en invierno ( $30^\circ$ ) es un buen criterio a la hora de seleccionar la inclinación de los paneles FV. Además, la carga de viento será menor y por ende se puede ahorrar en estructura.

Luego, podemos ver en el siguiente gráfico una comparación de la irradiación media diaria mensual o de las HSP que se tiene en el plano horizontal con las HSP correspondiente a una orientación de  $0^\circ$ ,  $15^\circ$  y  $45^\circ$  con respecto al norte y con la inclinación seleccionada,  $25^\circ$ .

**Gráfico 1:** Irradiación Media Diaria Mensual en el Plano Horizontal contra la Irradiación Media Diaria Mensual con una orientación con respecto al Norte de 0°, 15° y 45°. Inclinación 25°.



*Nota.* Datos tomados de las tablas 17, 19 y 20.

Se aprecia gráficamente, que la inclinación de 25° para una orientación completamente Norte, 0° como para la orientación de 15° nos ofrece similitud en las *HSP* variando solamente por pocos decimales los valores de mes a mes.

Pero, si nos posicionamos en la orientación de 45°, esta se desvía en los meses de otoño-invierno volviendo a valores similares para los extremos o meses de primavera-verano.

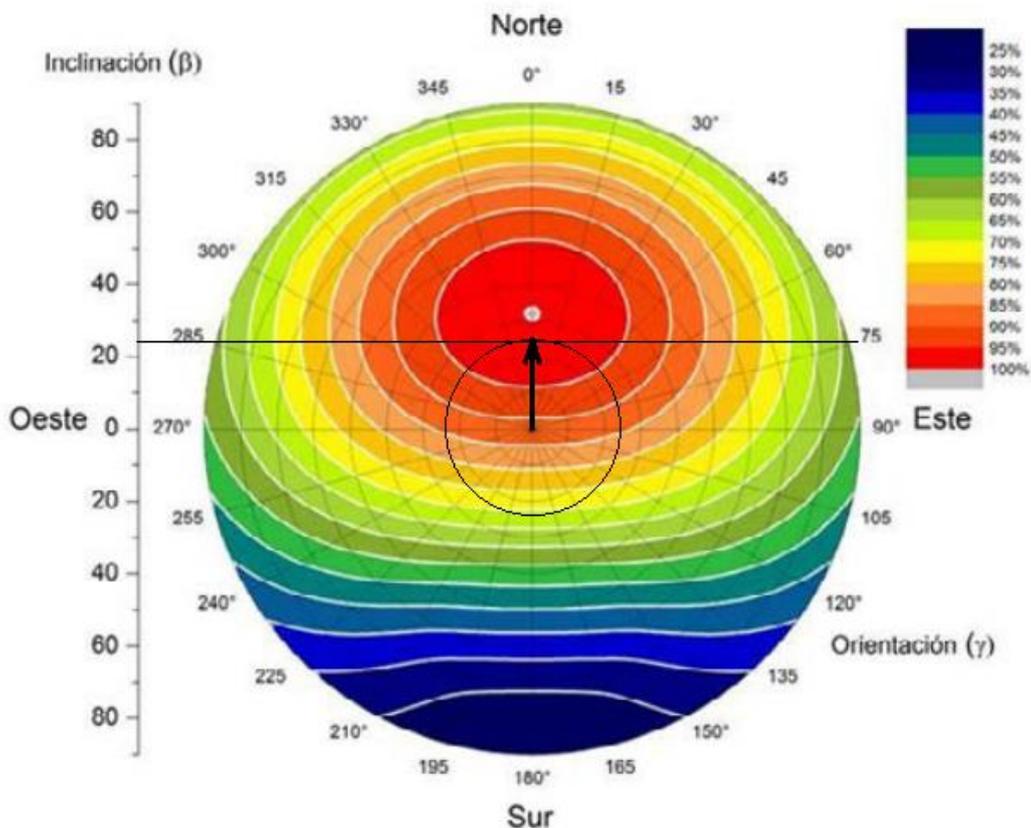
Una vez analizadas las distintas orientaciones e inclinaciones posibles de los paneles solares, se cuantificarán las pérdidas por desviación de la condición óptima de orientación e inclinación.

Para este análisis se usará el método gráfico de los discos de irradiación solar. Del Anexo III de la *Guía del Recurso Solar* de la Secretaria de Energía de Argentina (2019), que contiene 24 discos, pero aquí se centra en la provincia de Entre Ríos. En el disco hay un punto gris que marca la orientación e inclinación óptima de una superficie de panel *FV*. Las líneas circulares representan la inclinación que varía entre 0° y 90° con una diferencia de 10°. Las líneas radiales representan la orientación o acimut que varía entre 0° y 360° con una diferencia de 15°. El disco contiene zonas con distinta escala de color que representa el porcentaje de pérdida anual por la orientación e inclinación elegida de la superficie colectora.

Entonces, seleccionando una inclinación de 25° se analizará cual es la mejor opción para el ángulo de orientación. Esta será la que aporte menos pérdidas energéticas anual en la superficie seleccionada.

Figura 81: Disco Solar Entre Ríos, 0°.

## ENTRE RÍOS

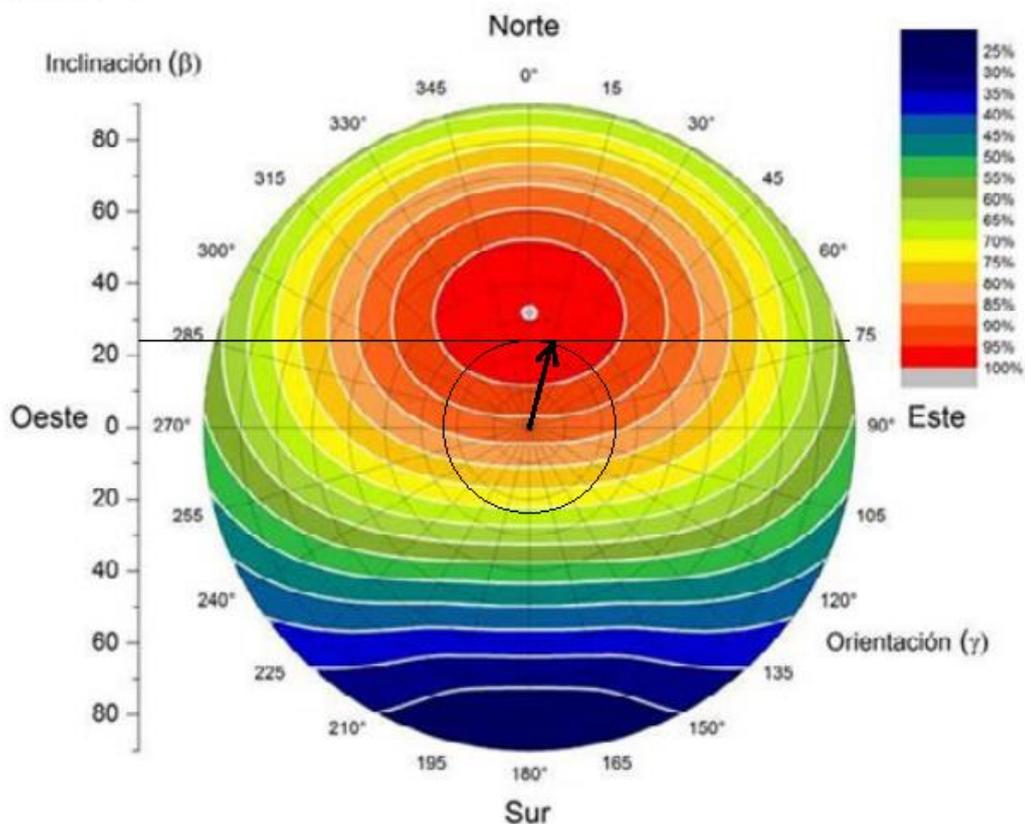


Nota. Adaptado de Anexo III Discos de Irradiación Solar. (p. 74), "Guía del Recurso Solar", (2019). Secretaría de Gobierno de Energía.

Con la combinación de (25°, 0°) de (β,γ) cae en el área del 95%. Lo que indica que para esas condiciones geométricas se tienen pérdidas por orientación e inclinación de un 5% anual con respecto de la inclinación óptima anual.

Figura 82: Disco Solar Entre Ríos, 15°.

## ENTRE RÍOS

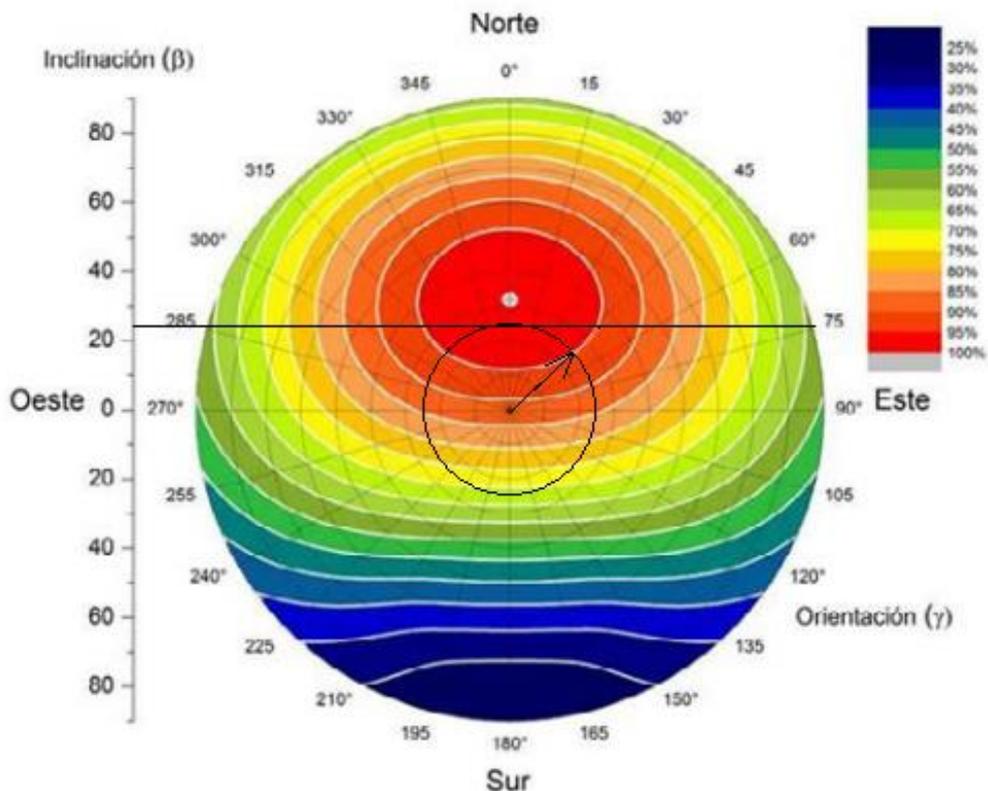


Nota. Adaptado de Anexo III Discos de Irradiación Solar. (p. 74), "Guía del Recurso Solar", (2019). Secretaria de Gobierno de Energía.

Con la combinación de (25°, 15°) de ( $\beta, \gamma$ ) también cae en el área del 95%. Lo que indica que para esas condiciones geométricas se tienen pérdidas por orientación e inclinación de un 5% anual con respecto de la inclinación óptima anual.

Figura 83: Disco Solar Entre Ríos, 45°.

### ENTRE RÍOS



Nota. Adaptado de Anexo III Discos de Irradiación Solar. (p. 74), "Guía del Recurso Solar", (2019). Secretaría de Gobierno de Energía.

Con la combinación de (25°, 45°) de ( $\beta, \gamma$ ) cae en el área del 90%. Lo que indica que para esas condiciones geométricas se tienen pérdidas por orientación e inclinación de un 10 % anual con respecto de la inclinación óptima anual.

Luego de analizar los distintos discos, se toma como orientación  $\gamma=15^\circ$  porque nos brinda una mejor utilización del terreno. A su vez se tiene menos pérdida energética anual.

Por último, los valores de *HSP* que se tienen en cuenta son los dados por una inclinación  $\beta=25^\circ$  y una orientación de  $\gamma=15^\circ$ . Siendo:

Tabla 22: Valores de HSP para (25°, 15°).

Datos obtenidos de la Guía Solar					γ=15								
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Prom
Datos Atlas: Ho	6,5	5,5	5	3,5	3	2,5	2,5	3	4	5,5	6	6,5	4,46
Datos de tabla: Rβ25	0,94	0,99	1,06	1,17	1,3	1,38	1,34	1,22	1,1	1,01	0,95	0,93	1,11
Resultado: Hβ25	6,11	5,45	5,30	4,10	3,90	3,45	3,35	3,66	4,40	5,56	5,70	6,05	4,95

Nota. Datos adaptados de Tabla 19.

### Performance Ratio (PR).

El módulo fotovoltaico no trabaja en campo con las mismas condiciones que se ensaya en laboratorio, STC. Por lo tanto, existe un parámetro que contabiliza esas diferencias para así conocer con más precisión la energía generada anualmente. De esta manera, se define el performance ratio *PR* :

$$PR(\%) = 100 - (100 - A - P_{temp}) * B * C * D * E * F \quad (11)$$

$$A = A_1 + A_2 + A_3 + A_4 \quad (12)$$

- **A**= Pérdidas totales en todos los paneles.
- **A<sub>1</sub>**= Pérdidas por dispersión de los parámetros entre os módulos.
- **A<sub>2</sub>**=Pérdidas por efecto del polvo y la suciedad depositada sobre los módulos solares.
- **A<sub>3</sub>**= Pérdidas por reflectancia angular y espectral.
- **A<sub>4</sub>**= Factor de sombras.
- **B**= Pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua.
- **C**= Pérdidas en el cableado de la parte de corriente alterna.
- **D**= Pérdidas por disponibilidad.
- **E**= Rendimiento en el Inversor (*Rendimiento Europeo*).
- **F**= Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador.

$$B = (1 - Lcab_{cc}) \quad (13)$$

$$C = (1 - Lcab_{ca}) \quad (14)$$

$$D = (1 - Lpmp) \quad (15)$$

Siendo:

- *Lcab*: perdidas en el cableado (*cc*: corriente continua; *ca*: corriente alterna).
- *Ldips*: perdidas por dispersión de parámetros y suciedad.

- *L<sub>mp</sub>*: son las pérdidas por el no seguimiento del Punto de Máxima Potencia.

Se consideran algunos valores típicos de pérdidas en la siguiente tabla:

**Tabla 23: Pérdidas de Referencia.**

Pérdidas		Pérdidas	
<b>A1</b>	0,03	<b>L<sub>cabcc</sub></b>	0,015
<b>A2</b>	0,04	<b>L<sub>cabca</sub></b>	0,02
<b>A3</b>	0,03	<b>L<sub>disp</sub></b>	0,05
<b>A4</b>	0,01	<b>E<sub>i</sub> (eficiencia del inversor)</b>	0,988
		<b>E=Irradiancia Solar W/m<sup>2</sup></b>	850

*Nota. Nota.* Adaptado de *Modulo 2:Factibilidad Técnica y Económica, Unidad 3: Factibilidad Técnica.* (p. 24), de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

**Perdidas Por Temperatura (P<sub>temp</sub>).** Las pérdidas por temperatura se producen cuando los módulos trabajan a temperaturas mayores a 25°C (condición estándar de medición) y se producen perdidas aproximadas de 0.5% de potencia por cada grado que aumenta.

Las pérdidas medias anuales debidas al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas se calcula según la siguiente fórmula:

$$P_{temp}(\%) = 100 - 100 * [1 - 0,0028 * (T_c - 25)] \quad (16)$$

Siendo T<sub>c</sub> la temperatura de trabajo de las células solares:

$$T_c = T_{amb} + (T_{NOCT} - 20^\circ C) * \left( \frac{E}{800 \text{ W/m}^2} \right) \quad (17)$$

Donde:

T<sub>amb</sub>: Temperatura ambiente °C

La temperatura ambiente se tomó del sitio web *NASA's Power Data Access* (<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>) y luego se sacó el valor medio para cada mes.

**Tabla 24: Valores de Temperatura Máxima, Mínima y Media Mensual.**

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Tamb máxima (°C)</b>	43,2	40,48	40,2	35,55	32,36	30,6	29,3	33,3	37,54	38,1	41,1	42,8
<b>Tamb mínima (°C)</b>	10,7	8,73	6,53	3,16	-1,45	-3,4	-3,5	-2,4	0,89	4,44	4,21	9,2
<b>Temp Prom (°C)</b>	27	24,61	23,3	19,36	15,46	13,6	12,9	15,5	19,22	21,3	22,7	26

*Nota.* Adaptada de los valores otorgados por *NASA's Power Data Access*, según las

coordenadas (-31.4192;-58.0690), para cada mes, por un periodo de 2001 a 2021. (<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>)

T<sub>NOCT</sub>: Temperatura de operación nominal del módulo fotovoltaico. Este valor lo proporciona el fabricante, en condiciones NOCT (45°).

E: Irradiación solar W/m<sup>2</sup>.

Como la temperatura de cada mes varia, el rendimiento se ve afectado en forma distintas en cada mes. En la siguiente tabla podemos ver el detalle del cálculo de las perdidas por temperatura:

**Tabla 25:** Cálculo del porcentaje de Perdidas por Temperatura (P<sub>temp</sub>) y del Rendimiento por Temperatura (η<sub>temp</sub>).

	Tamb	NOCT (°C)	g(1/°C)	E (W/m <sup>2</sup> )	Tc	P <sub>tem</sub> (%)	η <sub>temp</sub>
Ene	26,96	45	0,0028	850	53,52	7,99	92,01
Feb	24,61	45	0,0028	850	51,17	7,33	92,67
Mar	23,34	45	0,0028	850	49,90	6,97	93,03
Abr	19,36	45	0,0028	850	45,92	5,86	94,14
May	15,46	45	0,0028	850	42,02	4,76	95,24
Jun	13,56	45	0,0028	850	40,12	4,23	95,77
Jul	12,94	45	0,0028	850	39,50	4,06	95,94
Ago	15,45	45	0,0028	850	42,01	4,76	95,24
Sep	19,22	45	0,0028	850	45,78	5,82	94,18
Oct	21,25	45	0,0028	850	47,81	6,39	93,61
Nov	22,67	45	0,0028	850	49,23	6,79	93,21
Dic	26,02	45	0,0028	850	52,58	7,72	92,28
					Prom anual	6,06	93,94

Nota. Adaptado de las ecuaciones presentadas arribas. Ec. 16 y 17.

Ahora, se cuantifica las pérdidas mencionadas al principio del PR. Dando la siguiente tabla:

**Tabla 26:** Cuantificación de las perdidas.

A	0,11
B	0,99
C	0,98
D	0,95
F	0,05

Nota. Adaptada de las ecuaciones presentadas (12, 13, 14, 15), se reemplazó con los valores según la tabla de datos presentadas en los párrafos arriba.

Luego el valor de PR, que es el rendimiento energético de la instalación en condiciones reales de trabajo. Que como se señaló en los párrafos anteriores, se calcula en función de las pérdidas de energía a través de cada etapa del sistema. Siendo para cada mes:

Tabla 27: Cálculo de PR según mes.

	PR (%)
Ene	95,84
Feb	95,81
Mar	95,79
Abr	95,74
May	95,69
Jun	95,67
Jul	95,66
Ago	95,69
Sep	95,74
Oct	95,76
Nov	95,78
Dic	95,82

Nota. Adaptada de la ecuación (11), se reemplazó con los valores según las tablas de datos presentadas en los párrafos arriba.

### Área

Este proyecto parte de una superficie determinada y limitante para la instalación del sistema fotovoltaico. El objetivo es optimizar el factor de ocupación del terreno.

**Factor de Ocupación del Terreno.** El factor de ocupación o "Ground cover ratio" es la superficie de paneles sobre el total de la superficie requerida. Como se sabe a medida que crece la inclinación se requiere menos superficie.

Un incremento en la inclinación de los paneles *FV* puede mejorar el factor de ocupación y sin embargo afectar la energía generada.

Los parámetros de distancia entre paneles se calcularán en otro capítulo.

La disposición de los módulos se realiza de tal forma que se evite el sombreado entre filas.

Un modo de referencia utilizado para el cálculo una vez definido qué tipo de modulo se usará, se hará lo siguiente para estructuras fijas.

$$\text{Superficie del terreno} = \text{Superficie módulos} \times 1,8 \quad (18)$$

**Generación de Energía Anual.**

La generación de energía anual es , para las HPS calculadas con la orientación de  $\gamma=15^\circ$ , la inclinación de  $\beta=25^\circ$  y el PR calculado según las perdidas consideradas, aplicando la siguiente formula:

$$E_{anual} = P_{instalada} \times \frac{HPS}{\text{día}} \times N^\circ \text{días} \times PR \quad (19)$$

$P_{instalada}$ : Potencia Instalada en el Parque.

HSP/día: Horas solares pico al día por mes.

PR: Performance Ratio, tabla (27)

Nºdías: número de días por mes.

**Tabla 28:** Generación Anual de Energía, según inclinación, orientación y PR calculado.

Meses	Pot. Pico (kWp)	Atlas Grossi/Gallego (Ho)	Tabla de transposición	HPS/día	Número de día/mes	PR	Energía Generada (kWh/mes)
Ene	1.039,5	6,5	0,94	6,11	31	0,958	188.694,35
Feb	1.039,5	5,5	0,99	5,45	28	0,958	151.836,62
Mar	1.039,5	5,0	1,06	5,30	31	0,958	163.600,80
Abr	1.039,5	3,5	1,17	4,10	30	0,957	122.262,65
May	1.039,5	3,0	1,30	3,90	31	0,957	120.259,80
Jun	1.039,5	2,5	1,38	3,45	30	0,957	102.926,08
Jul	1.039,5	2,5	1,34	3,35	31	0,957	103.265,64
Ago	1.039,5	3,0	1,22	3,66	31	0,957	112.859,12
Sep	1.039,5	4,0	1,10	4,40	30	0,957	131.366,46
Oct	1.039,5	5,5	1,01	5,56	31	0,958	171.424,70
Nov	1.039,5	6,0	0,95	5,70	30	0,958	170.257,18
Dic	1.039,5	6,5	0,93	6,05	31	0,958	186.663,74
<b>Total al Año (kWh/año)</b>							<b>1.725.417,13</b>
<b>MWh/Año</b>							<b>1.725,42</b>

Esto señala que la cantidad de energía que generará y entregará anualmente, "Jacarandá I", a la red es de 1.725,42 MWh/Año.

**Generación de Energía en Escenario No Favorable.** En la siguiente tabla, se mostrará la generación anual de energía, pero considerando en primer lugar un PR= 0,85 supuesto de pérdidas de suciedad, cableado, entre otras e irradiación más baja que los 850 W/m<sup>2</sup>, considerados en el cálculo anterior. Algunos parques solares con buenas condiciones, para cálculos aproximados, consideran este valor de PR aceptable. En segundo lugar, se considerará, siete (7) días consecutivos de no Sol dentro de todos los meses del año. Siendo

esta situación como la menos favorable a la hora de implementar un proyecto de energía solar fotovoltaica.

Los valores de HSP equivalente a 7 días no consecutivos de Sol por mes en el año se tomaron desde sitio web *NASA's Power Data Access* (<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>).

**Tabla 29:** HSP, de acuerdo al equivalente a siete días no consecutivos de Sol.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>EQUIV_NO_SUN_CONSEC_07</b>	3,41	3,84	4,06	5,4	4,95	3,78	4,93	3,91	4,85	3,52	3,08	3,31

*Nota.* Adaptada de los valores otorgados por *NASA's Power Data Access*, según las coordenadas (-31.4192;-58.0690), para cada mes, por un periodo de 2001 a 2021. (<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>)

Luego, la energía anual generada bajo estas condiciones es:

**Tabla 30:** Generación Anual de Energía, según escenario desfavorable en irradiación solar.

Meses	Pot. Pico (kWp)	HPS/día (7 días de N Sol)	Número de día/mes	PR	Energía Generada (kWh/mes)
Ene	1.039,5	3,41	31	0,85	93.402,713
Feb	1.039,5	3,84	28	0,85	95.001,984
Mar	1.039,5	4,06	31	0,85	111.206,750
Abr	1.039,5	5,40	30	0,85	143.139,150
May	1.039,5	4,95	31	0,85	135.584,584
Jun	1.039,5	3,78	30	0,85	100.197,405
Jul	1.039,5	4,93	31	0,85	135.036,767
Ago	1.039,5	3,91	31	0,85	107.098,126
Sep	1.039,5	4,85	30	0,85	128.560,163
Oct	1.039,5	3,52	31	0,85	96.415,704
Nov	1.039,5	3,08	30	0,85	81.642,330
Dic	1.039,5	3,31	31	0,85	90.663,631
<b>Total al Año (kWh/año)</b>					<b>1.317.949,31</b>
<b>MWh/Año</b>					<b>1.317,9493</b>

Como se puede observar la generación de energía de un sistema fotovoltaico se relaciona directamente con la radiación solar que recibe el sistema afectando al mismo por un factor de rendimiento, es así que se ve en este escenario planteado que la energía anual entregada a red será de 1.317,95 MWh/Año.

### ***Determinación de la Cantidad de Paneles Solares.***

A partir del requerimiento de este Proyecto, la potencia instalada del Parque en esta primera etapa es:

$$P_{instalada} = 1.039,5 \text{ kWp}$$

$$Potencia_{nominal \text{ PV}} = 550 \text{ Wp}$$

Luego:

$$\begin{aligned} \text{Cantidad de paneles} &= \frac{\text{Potencia Instalada del Parque}}{\text{Potencia pico del módulo STC}} = \frac{P_{instalada}}{Potencia_{nominal \text{ PV}}} \\ &= \frac{1.039,5 * 10^3 \text{ Wp}}{550 \text{ Wp}} \quad (20) \end{aligned}$$

$$\text{Cantidad de paneles} = 1.890 \text{ paneles}$$

### ***Estimación de la Superficie de Ocupación de Terreno.***

Primero, se calcula la superficie ocupada por los paneles. Según su hoja de datos expuesta en el capítulo 1:

**Tabla 31:** Dimensiones del Panel Solar Seleccionado en el Cap. 1.

<b>Marca Amerisolar; Modelo: AS-7M144-HC550W</b>	
<b>Largo (m):</b>	2,279
<b>Ancho (m):</b>	1,134
<b>Superficie (m<sup>2</sup>):</b>	2,584

*Nota.* Adaptado de la ficha técnica del panel *Amerisolar AS-7M144-HC 550 Wp*, adjunta al anexo del cap.1.

Entonces:

$$\text{Superficie Ocupada de Paneles} = \text{Cantidad de Paneles} \times \text{Sup. del Panel} \quad (21)$$

$$\text{Superficie Ocupada de Paneles} = 1.890 \text{ paneles} \times 2,584 \text{ m}^2 = 4.883,76 \text{ m}^2 \quad (22)$$

Luego, la superficie de terreno ocupada:

$$\text{Superficie del Terreno} = \text{Superficie Ocupada de Paneles} \times 1,8 \quad (23)$$

$$\text{Superficie del Terreno} = 4.883,76 \text{ m}^2 \times 1,8 = 8.790,77 \text{ m}^2 \quad (24)$$

Esto significa que la superficie que se necesita es de, según ecuación (24), 0,87 ha. Es decir, que se necesita menos de 1 ha, para emplazar 1 MW de potencia solar fotovoltaica.

Las plantas solares fotovoltaicas modernas de estructuras fijas ocupan superficies de hasta 1 ha por MWp instalado, respetando algunas consideraciones geométricas de buenas prácticas

y dependiendo de la latitud. Esto se debe al aumento de la eficiencia en los módulos, y a una mayor tolerancia a las sombras.

Este proyecto, según lo expuesto en el capítulo de ubicación al comienzo, dispone de una superficie de 17 ha. Como se trabaja sobre la primera etapa de la Planta Solar Fotovoltaica comenzando con el emplazamiento de 1 MW se tiene el espacio suficiente de terreno para llevarse a cabo y para disponer de las ampliaciones a futuro.

### ***Cálculo de la Velocidad del Viento.***

El generador fotovoltaico está siempre expuesto a las posibles inclemencias meteorológicas de la zona, tales como lluvia o la presencia de viento.

Normalmente es un elemento con una amplia superficie, por lo que la fuerza que ejercerá el viento sobre él debe ser contemplada. Como los módulos siempre estarán situados en dirección Norte desviados 15°, el único viento que puede presentar un riesgo es el que venga del Sur, ya que producirá fuerzas de tracción sobre los anclajes, y éstas son más destructivas que las fuerzas de compresión.

La presión de viento a la que va a ser sometido el generador se calcula teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Dimensiones del módulo, en concreto la superficie.
- Velocidad del viento en el emplazamiento de la instalación.

Esta se puede expresar de la siguiente manera:

$$P_v = c_p * Q * v^2 * Sup. del Panel \quad (25)$$

$P_v$ : Presión del viento en N/m<sup>2</sup> o pascal (Pa).

$Q$ : 0,0613 densidad del aire (AEA 95301, varía de acuerdo a las altitudes medias respecto al mar, pág. 51).

$V$ ; velocidad del viento en m/s (CIRSOC 102, 2005)

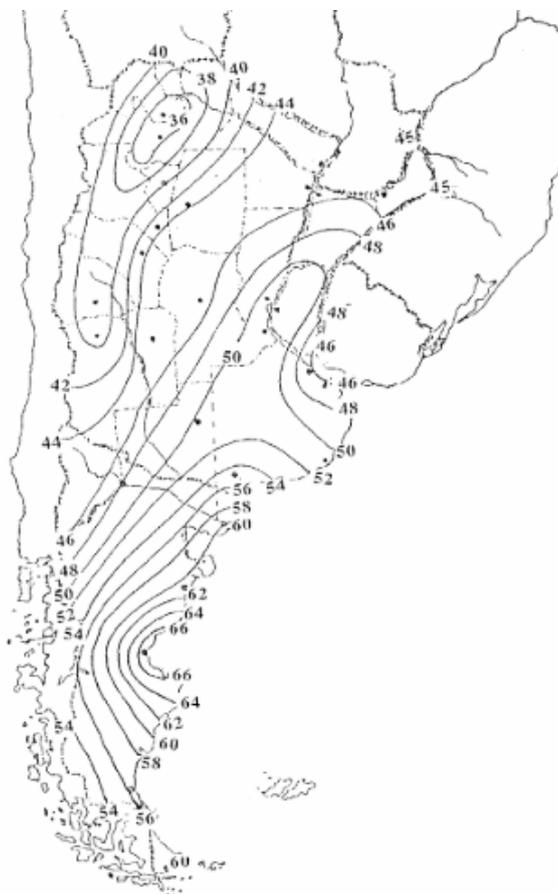
$S$ ; superficie de la placa en m<sup>2</sup>

$C_p$ ; coeficiente de velocidad probable. (*Tabla A.1, Anexo al capítulo 5, pág 33, CIRSOC 102-1994*).

El colapso de una estructura de soporte solar o el desprendimiento de paneles solares de dicha estructura implica un escaso riesgo para la vida humana puesto que se emplaza lejos del camino de acceso al barrio y no se localiza en un área populosa, entrando en la tabla 1 – A del CIRSOC 102 . Los paneles también se ubican en área abierta, entonces se trata de Exposición C.

De la figura 84, "Velocidad básica del viento", CIRSOC 102-2005, se toma la velocidad del viento ( $V$ ), para la ubicación seleccionada, se fija en 48 m/s.

**Figura 84:** Velocidad Básica del Viento.



1. Los valores se refieren a velocidad de ráfaga de 3 segundos en m/s a 10 m. sobre el terreno para Categoría de Exposición C y están asociadas con una probabilidad anual de 0,02.
2. Es aplicable la interpolación lineal entre contornos de velocidades del viento.
3. Islas y áreas costeras fuera del último contorno se deben usar este último contorno de velocidad del viento del área costera.
4. Los terrenos montañosos, quebradas, promontorios marinos y regiones especiales de viento se deben examinar para condiciones inusuales de viento.

*Nota.* Adaptada de *Figura 1 A*, "Velocidad básica del viento", *Cap. 6*, pág 27, "Reglamento Argentino de Acción del Viento sobre las Construcciones". Reglamento CIRSOC 102, 2005.

La densidad del viento se toma de acuerdo a la AEA 95301.

La superficie del panel solar se ha calculado en párrafos anteriores.

El valor de  $C_p$  adoptado, en función de una probabilidad  $P_m$  de 0,50 para un periodo de vida de 25 años, es de 1,65.

Tabla 32: Valores del coeficiente  $c_p$ .

Periodo de vida (años)	Probabilidad ( $P_m$ )					
	0,01	0,02	0,05	0,10	0,20	0,50
2	2,10	1,90	1,67	1,51	1,36	1,16
5	2,39	2,16	1,90	1,72	1,55	1,32
10	2,63	2,38	2,09	1,89	1,70	1,45
25	2,99	2,71	2,38	2,15	1,94	1,65
50		2,99	2,62	2,37	2,13	1,82
100			2,89	2,61	2,35	2,01

Nota. Adaptado de Tabla A.1. "Valores del coeficiente de velocidad probable ( $c_p$ ) en función de la probabilidad ( $P_m$ ) y de la vida de la construcción ( $m$ )". Anexos al Cap. 5, pág 33, Reglamento CIRSOC 102, 1994.

Luego, reemplazando en la ecuación 25:

$$P_v = c_p * Q * v^2 * Sup. del Panel \quad (25)$$

$$P_v = 1,65 * 0,0613 * \left(48 \frac{m}{s}\right)^2 * 2,584 m^2 = 602,2 Pa \quad (26)$$

Este valor de presión de viento, verifica con las características técnicas proporcionadas por el fabricante en su hoja de datos, anexo Cap. I, siendo este valor menor a 2400 Pa.

Luego, en el caso de la mesa armada de 16 paneles, inclinados a 25°.

$$F_{v25^\circ} = P_v * \text{sen}_{\beta 25^\circ}^2 * Sup, del Panel * 16 = 602,2 Pa * (0,18) * 2,584 m^2 * 16 = 4.481,5 Pa \quad (27)$$

La ec. 27 nos muestra la presión que ejerce el viento sobre las placas.

En el caso de la resistencia al viento de la estructura de soporte de los paneles  $FV$ , se analizó para la ubicación seleccionada. El fabricante, de estas, cuando se le pide un presupuesto entrega con el análisis de resistencia al viento exponiendo que adopta el Reglamento CIRSOC 102. Este dato se demostró en el Cap. 1 de selección de equipamiento.

ANEXO CAP. 2

## Capítulo 3

### Factibilidad Técnica.

En este capítulo 3 (*tres*), se detallará el cálculo para seleccionar la cantidad adecuada de inversores solares con los que contará la Planta Solar Fotovoltaica "Jacarandá I". También, se expondrá la cantidad de paneles solares conectados a dichos inversores. El método de conexión de los paneles FV. Distancias entre filas. Sección y tipo de cable. Protecciones en general.

#### ***Cálculo de Inversores.***

Como se expuso en los primeros capítulos, este proyecto de Planta Solar Fotovoltaica "Jacarandá I" tendrá una potencia activa de 1 MW de corriente alterna entregada a la red de media tensión en 33 kV.

De la hoja de datos del inversor seleccionado *SUN2000-215KTL-H3*, tenemos que la potencia nominal activa en AC es de 200.000 W. De esta manera:

$$\text{Cantidad de Inversores FV} = \frac{\text{Potencia Activa AC propuesta}}{\text{Potencia Nominal Activa del Inversor}} \quad (27)$$
$$\text{Cantidad de Inversores FV} = \frac{1.000.000 \text{ W}}{200.000 \text{ W}} = 5 \text{ unidades}$$

La ec. 27 nos dice que se necesitan de 5 unidades de inversores *SUN2000-215KTL* para lograr el objetivo de inyectar a la red 1 MW.

Como se describió en el cap. 1, cada uno de estos inversores tienen 14 entradas para string y 3 MPPT individuales.

#### ***Cálculo de Paneles Solares.***

Para el cálculo de la cantidad de paneles en serie por string, primero se analizará el comportamiento de la temperatura de la celda o temperatura de trabajo del panel solar de 550 Wp.

El método NOCT (*Normal Operating Cell Temperature*) es el que más se usa, puesto que los fabricantes de módulos indican el parámetro NOCT, como se vio en el cap. I, lo que posibilita obtener la temperatura del módulo bajo diferentes irradiancias y temperaturas ambiente. Bajo una velocidad de viento de 1 m/s, la temperatura del módulo y la irradiación solar están en correlación lineal, según los resultados de investigación de Ross RG.

Como se desarrolló en el cap. 2, las temperaturas ambiente máxima y mínima registrada por un periodo de 19 años, fueron tomado de la base de datos "NASA's Power Data Access".

Dado:

**Tabla 33:** Temp. Máx. y Min.

Tamb máx	43,19	°C
Tamb min	-3,45	°C

*Nota.* Adaptada de los valores otorgados por NASA's Power Data Access, según las coordenadas (-31.4192;-58.0690), por un periodo de 2001 a 2021. (<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>)

Empleando la ec. 17, explicada en el cap. 2:

$$T_C = T_{ambm\acute{a}x} + (T_{NOCT} - 20^{\circ}C) * \left( \frac{E}{800 \text{ W/m}^2} \right) \quad (17)$$

Reemplazando:

$$T_{cellm\acute{a}x} = 43,19^{\circ}C + (45^{\circ}C - 20^{\circ}C) * \left( \frac{1000 \frac{W}{m^2}}{800 \frac{W}{m^2}} \right) = 74,44^{\circ}C \quad (28)$$

Y

$$T_{cellmin} = T_{ambm\grave{i}n} = -3,45^{\circ}C \quad (29)$$

De la ec. 29, a primera hora de la mañana, antes de que el sistema "despierte", la temperatura de trabajo de los paneles será igual a la temperatura ambiente ya que no se calentarán por el hecho de no generar potencia (No se aplica TONC).

El voltaje máximo de circuito abierto Voc, STC, del módulo corregida por la temperatura de funcionamiento se calcula según la norma IEC 62548.

Entonces, del coeficiente de temperatura se tenía, de lo visto en la ec. 4, cap. I:

$$CT_{Voc} = -0,140 \frac{V}{^{\circ}C} \quad (4)$$

$$Voc_{tempm\acute{a}x} = Voc_{stc} + CT_{Voc} * (T_{cellm\acute{a}x} - 25^{\circ}C) \quad (30)$$

$$Voc_{tempm\acute{a}x} = 50,2 \text{ V} + \left( -0,140 \frac{V}{^{\circ}C} \right) * (74,44^{\circ}C - 25^{\circ}C) = 43,08 \text{ V} \quad (31)$$

$$Voc_{tempmin} = 50,2 \text{ V} + \left( -0,140 \frac{V}{^{\circ}C} \right) * ((-3,45^{\circ}C) - 25^{\circ}C) = 53,98 \text{ V} \quad (32)$$

La longitud máxima de la cadena de paneles FV estará dada por la calificación máxima de voltaje del sistema del módulo, 1.500 Vcc, en este caso, el inversor y otros componentes en corriente continua.

Recordando los valores de la hoja de datos que proporciona el fabricante, tanto para los paneles como para el inversor, se tiene:

**Tabla 34:** Datos extraídos de la hoja técnica del inversor y del panel solar.

Datos del Inversor			Datos Panel Solar		
Potencia Activa Nominal AC (W)	200.000		Potencia pico (Pmáx)	550	Wp
Max entrada de V en dc	1500	V	Voc(STC)	50,00	V
Máx corriente por MPPT	100	A	Isc(STC)	13,94	A
Cantidad de MPP trackers	3		Máx sist. De voltaje	1.500 VDC	
Cantidad de entrada por MPPT	4/5/5		Voc (Tamb máx)	43,08	V
			Voc (Tamb min)	53,98	V
Rango de trabajo del MPPT (V)	500	1.500	Voc(NOCT)	46,1	V
Voltaje de encendido	550	V	Isc(NOCT)	11,28	A
Cantidad de entradas DC	14	u.			

*Nota.* Adaptada de la hoja técnica del inversor SUN2000-215KTL-H3 y panel solar AS-7M144-HC 550Wp, adjuntas al anexo del cap.1.

**Caso I- Máxima Cantidad de Paneles en Serie.** Si agrupamos 30 paneles solares en serie por cada entrada del inversor seleccionado, se tendrá:

En condiciones STC, sin considerar la temperatura de trabajo del panel:

$$V_{oc\ array} = \text{Cantidad de paneles } FV * Voc_{stc} = 30 * 50V = 1.500 V \quad (33)$$

La ec. 33 nos da el valor de 1500 Vcc, este valor es el máximo valor de tensión de entrada en DC que permite el inversor, como se observa en la tabla 34. Pero, en el caso de que la temperatura de trabajo se encuentre en los valores desarrollados para la temperatura ambiente mínima, se considera que el voltaje de circuito abierto de la cadena o string de 30 módulos va a aumentar, sobrepasando el valor admitido por el inversor, causando daños eléctricos al equipo.

$$V_{oc\ temp\ min} = 53,98 V \quad (32)$$

$$V_{oc\ array\ temp\ min} = \text{Cantidad de paneles } FV * Voc_{temp\ min} = 30 * 53,98 V = 1.619,4 V \quad (34)$$

Agrupar 30 paneles en serie no es lo aconsejado, puesto que el  $V_{oc\ array\ temp\ min}$  excede el admisible por la entrada del inversor. Este caso puede darse en la primera hora de la mañana, en el momento del alba con la temperatura ambiente más baja, donde los paneles estarán a tensión de circuito abierto sin entregar corriente.

En el caso de encontrarse en la temperatura máxima de ambiente:

$$V_{oc\ temp\ máx} = 43,08 V \quad (31)$$

$$V_{oc\ array\ temp\ máx} = \text{Cantidad de paneles } FV * Voc_{temp\ máx} = 30 * 43,08V = 1.292,35 V \quad (35)$$

Se encontraría dentro de los valores admisibles.

Por último, en condiciones NOTC, el voltaje del string a circuito abierto:

$$V_{oc_{NOCT}} = 46,1 V \quad (36)$$

$$V_{oc_{array_{NOCT}}} = \text{Cantidad de paneles } FV * V_{oc_{NOCT}} = 30 * 46,1 V = 1.383 V \quad (37)$$

Es considerada admisible, pero se descarta la opción de los 30 paneles en serie por la ec. 34.

**Tabla 35: Tabla Resumen de Valores de Voc para 30 Paneles en Serie.**

En el caso de usar 30 paneles (Cantidad máx)			
Máx cant de paneles	30	u.	
Voltaje del string	1.500	V	
Voltaje del string (Tamb max)	1.292,35	V	ADMISIBLE
Voltaje del string (Tamb min)	1.619,49	V	NO ADMISIBLE
Voltaje del string (NOTC)	1.383,00	V	ADMISIBLE

*Nota.* Resumen de los valores dados a partir de las ecuaciones expresadas en los párrafos anteriores.

**Caso II- Mínima Cantidad de Paneles en Serie.** La mínima cantidad de paneles solares en serie que se pueden configurar viene dada por la tensión de arranque del inversor. Para este caso, este valor es de 550 Vcc.

$$\text{Mínima Cantidad de Paneles } FV = \frac{V_{CC_{start}}}{V_{oc_{stc}}} = \frac{550 V}{50 V} = 11 \text{ paneles } FV \quad (38)$$

La tensión a circuito abierto para la temperatura ambiente mínima será:

$$V_{oc_{tempmin}} = 53,98 V \quad (32)$$

$$V_{oc_{array_{tempmin}}} = \text{Cantidad de paneles } FV * V_{oc_{tempmin}} = 11 * 53,98 V = 593,8 V \quad (39)$$

La tensión a circuito abierto para la temperatura ambiente máxima será:

$$V_{oc_{tempmax}} = 43,08 V \quad (31)$$

$$V_{oc_{array_{tempmax}}} = \text{Cantidad de paneles } FV * V_{oc_{tempmax}} = 11 * 43,08 V = 473,86 V \quad (40)$$

Si se alcanzara una temperatura ambiente máxima, no se tendría el voltaje adecuado en la configuración para encender el inversor. Por lo tanto, esta configuración no sería admisible.

Por último, en el caso de las condiciones NOTC:

$$V_{oc_{NOCT}} = 46,1 V \quad (36)$$

$$V_{oc_{array_{NOCT}}} = \text{Cantidad de paneles } FV * V_{oc_{NOCT}} = 11 * 46,1 V = 507,1 V \quad (41)$$

En estas condiciones tampoco encendería el inversor, puesto que el resultado del voltaje en serie de los 11 paneles es menor a 550 V.

**Tabla 36:** Tabla Resumen de Valores de Voc para 11 Paneles en Serie.

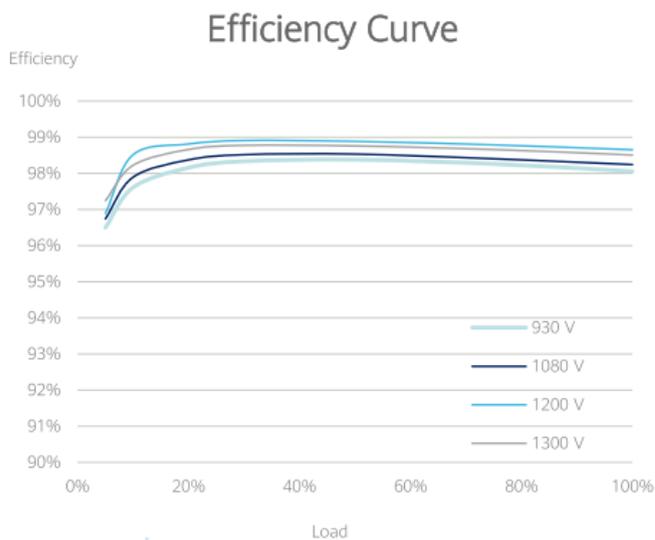
Cantidad Minima de Paneles			
Min cant. de paneles	11		
Voltaje del string	550	V	
Voltaje del string (Tamb max)	473,86	V	NO ADMISIBLE
Voltaje del string (Tamb min)	593,81	V	ADMISIBLE
Voltaje del string (NOTC)	507,1	V	NO ADMISIBLE

*Nota.* Resumen de los valores dados a partir de las ecuaciones expresadas en los párrafos anteriores.

**Caso III –Cantidad de Paneles Seleccionados por String.** Según el consejo dado por el fabricante en lo que respecta a la configuración de la cantidad de paneles, en serie por string, no se debe poner más de 27 paneles en serie. Esto se da por la eficiencia del inversor solar seleccionado.

Recordando la curva de eficiencia del inversor:

**Figura 85:** Curva de eficiencia según carga y voltaje de entrada DC.



*Nota.* Adaptado de la ficha técnica *SUN2000-215KTL-H3, Smart String Inverter*, pág. 1, que se anexa al final del capítulo 1.

Si configuramos 27 paneles solares en serie, los voltajes a circuito abierto por condiciones STC, NOCT, temperatura máxima y mínima, serán:

$$V_{oc\ array} = \text{Cantidad de paneles } FV * V_{oc\ stc} = 27 * 50V = 1.350\ V \quad (42)$$

La tensión a circuito abierto para la temperatura ambiente mínima será:

$$V_{oc\ tempmin} = 53,98\ V \quad (32)$$

$$V_{oc\ array\ temp\ min} = \text{Cantidad de paneles } FV * V_{oc\ tempmin} = 27 * 53,98\ V = 1.457,46\ V \quad (43)$$

La tensión a circuito abierto para la temperatura ambiente máxima será:

$$V_{oc_{tempm\acute{a}x}} = 43,08 V \text{ (31)}$$

$$V_{oc_{arraytemp\ max}} = \text{Cantidad de paneles FV} * V_{oc_{tempm\acute{a}x}} = 27 * 43,08V = 1.163,16 V \text{ (44)}$$

Por último, en el caso de las condiciones NOCT:

$$V_{oc_{NOCT}} = 46,1 V \text{ (36)}$$

$$V_{oc_{array\ NOCT}} = \text{Cantidad de paneles FV} * V_{oc_{NOCT}} = 27 * 46,1 V = 1.244,7 V \text{ (45)}$$

Como se puede observar, en todos los casos planteados la cantidad de 27 paneles quedan dentro de los valores admisibles.

También, dentro de la fig. 85 se ve que el voltaje del arreglo a circuito abierto se encuentra en las curvas de eficiencia presentadas por el fabricante.

En lo que respecta al voltaje de máxima potencia:

$$V_{mp_{STC}} = 41,8 V \text{ (46)}$$

$$V_{mp_{array\ STC}} = \text{Cantidad de paneles FV} * V_{mp_{STC}} = 27 * 41,8 V = 1.128,6 V \text{ (47)}$$

Comprobando, de esta manera, que el voltaje del arreglo se encuentra en una eficiencia entre el 98% y el 99%.

Luego, para valores de corriente  $I_{sc}$ , el inversor no admite que se creen ramas en paralelo para una misma entrada, según lo expresado en el manual del fabricante del SUN2000-215KTL- H3. La corriente  $I_{sc}$  del string o rama en condiciones STC será 13,94 A y en condiciones NOCT: 11,28 A.

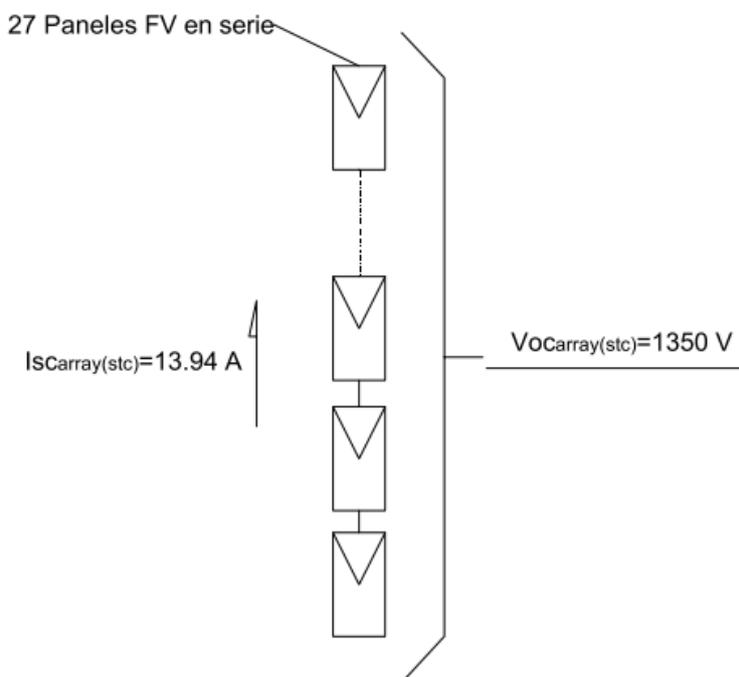
**Tabla 37:** Tabla Resumen de Valores de Voc para 27 Paneles en Serie.

Cantidad de Paneles FV por String		
Cantidad de paneles en serie adoptados	27	u.
Voltaje del string	1.350	V
Voltaje del string (Tamb max)	1.163,12	V
Voltaje del string (Tamb min)	1.457,54	V
Voltaje del string (NOTC)	1.244,70	V
Corriente Isc(STC) por string	13,94	A
Corriente Isc(NOCT) por string	11,28	A

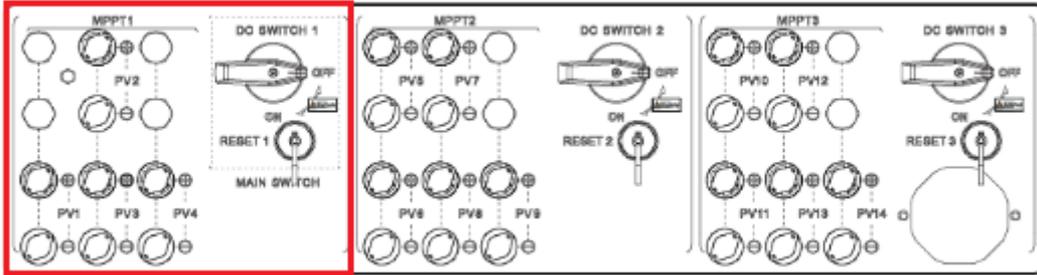
*Nota.* Resumen de los valores dados a partir de las ecuaciones expresadas en los párrafos anteriores.

El valor admisible de la corriente de entrada, en dc, del inversor es de 100 A por MPPT. Como se ha mostrado, en la tabla 34, la cantidad de MPPT son 3 independientes con 4 entradas para el MPPT 1, 5 entradas para el MPPT 2 y MPPT 3.

**Figura 86:** Esquema Eléctrico de los 27 Paneles FV en Serie.



MPPT 1. Recordando la fig. 48, tenemos:



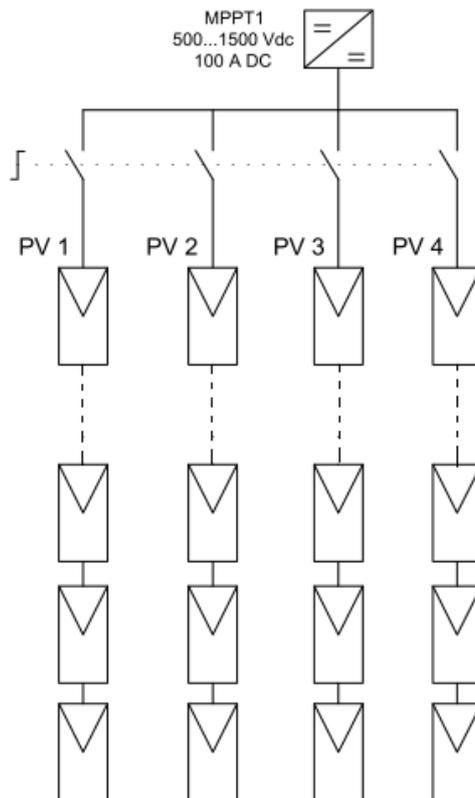
Nota. Adaptado de SUN2000-(196KTL-H3, 200KTL-H3, 215KTL-H3) *User Manual*, (2023), Huawei (<https://support.huawei.com/enterprise/es/doc/EDOC1100208797/aa4f1894>).

Para el MPPT 1, una cantidad de cuatro (4) entradas, admitiendo 100 A como máximo.

$$I_{strinsgtotal\ 1} = \text{Cantidad de Entradas} * I_{sc\ array\ (stc)} = 4 * 13,94\ A = 55,76\ A \quad (48)$$

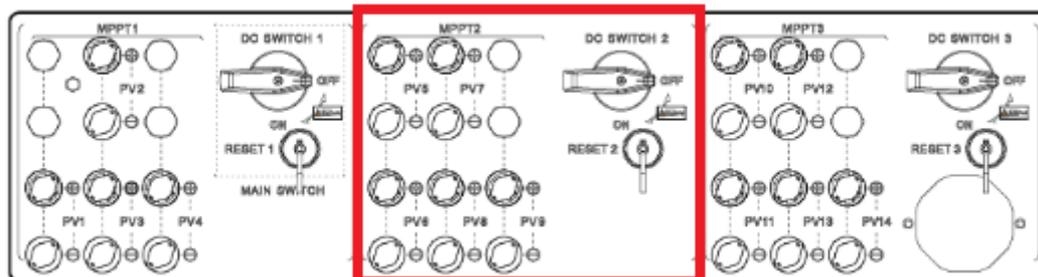
$$I_{strinsgtotal\ 1} < I_{maxcurrentper\ MPPT} = 55,76\ A < 100\ A \quad \text{Verifica} \quad (49)$$

Figura 87: Esquema Eléctrico, Entradas para MPPT1.



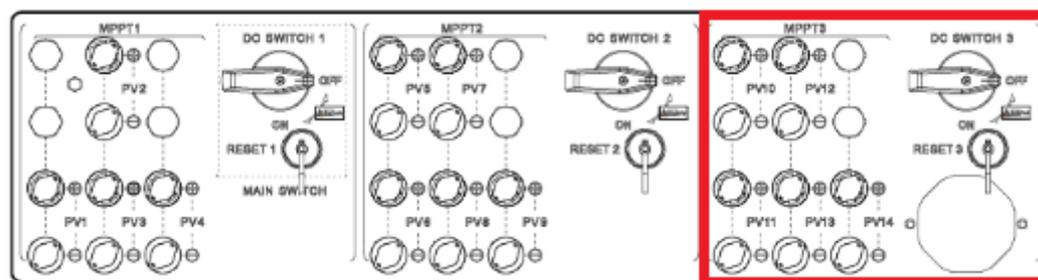
MPPT 2 y MPPT 3. En el caso de estos MPPT, se cuenta con cinco (5) entradas por cada uno, donde también el máximo de corriente es de 100 A.

Figura 88: Entradas MPPT 2.



Nota. Adaptado de SUN2000-(196KTL-H3, 200KTL-H3, 215KTL-H3) User Manual, (2023), Huawei (<https://support.huawei.com/enterprise/es/doc/EDOC1100208797/aa4f1894>).

Figura 89: Entradas MPPT 3.



Nota. Adaptado de SUN2000-(196KTL-H3, 200KTL-H3, 215KTL-H3) User Manual, (2023), Huawei (<https://support.huawei.com/enterprise/es/doc/EDOC1100208797/aa4f1894>).

$$I_{string\ total\ 2\ y\ 3} = Cantidad\ de\ Entradas * I_{sc\ array\ (stc)} = 5 * 13,94\ A = 69,7\ A \quad (50)$$

$$I_{string\ total\ 2\ y\ 3} < I_{max\ current\ per\ MPPT} = 69,7\ A < 100\ A \quad \text{Verifica} \quad (51)$$

Con las entradas detalladas se puede tener un claro panorama de la cantidad de paneles solares que se tendrá conectada inversor.

$$Cantidad\ de\ paneles\ FV_{x\ inversor} = Cantidad\ de\ Entradas\ DC_{totales} * Cantidad\ de\ Paneles_{string} \quad (52)$$

$$Cantidad\ de\ paneles\ FV_{x\ inversor} = 14 * 27 = 378\ paneles\ FV\ por\ inversor \quad (53)$$

Luego, teniendo en cuenta que son cinco (5) inversores en total:

$$Cantidad\ de\ paneles\ FV_{totales} = Cantidad\ de\ paneles\ FV_{x\ inversor} * Cantidad\ de\ Inversores\ FV \quad (54)$$

$$Cantidad\ de\ paneles\ FV_{totales} = 378 * 5 = 1.890 \quad (55)$$

Potencia total instalada:

$$Pot.\ total\ instalada = 1890 * 550\ Wp = 1.039.500\ Wp\ o\ 1,0395\ MWp \quad (56)$$

Figura 90: Esquema Eléctrico, Entradas para MPPT2.

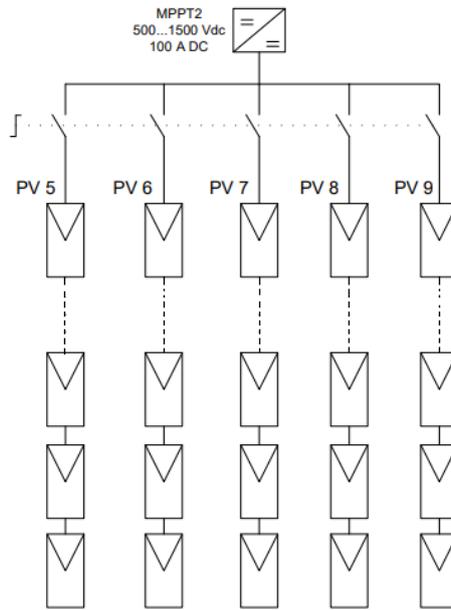
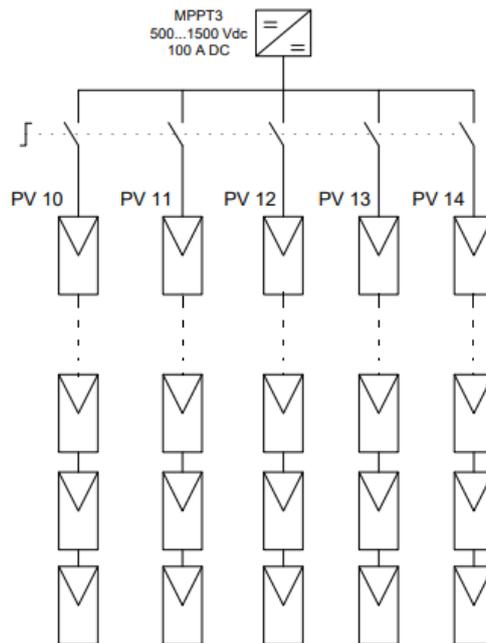


Figura 91: Esquema Eléctrico, Entradas para MPPT3.

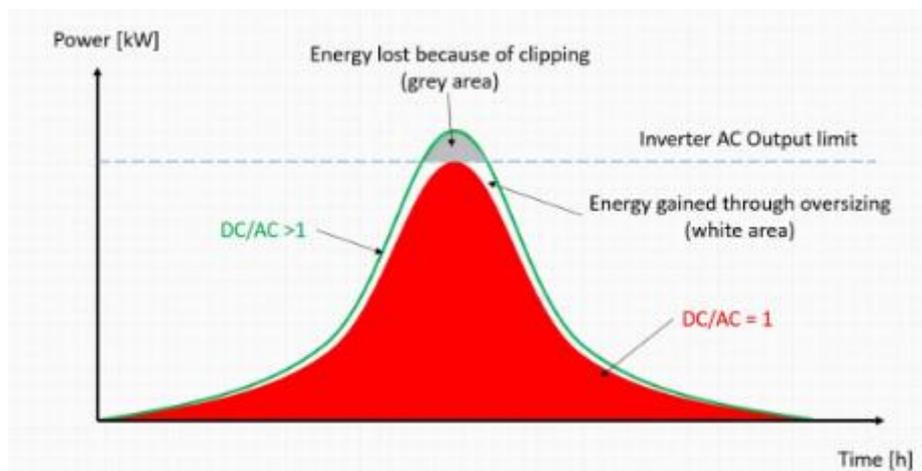


**Ratio DC/AC.** En el Cap.2, se explicó la relación de potencia CC/AC. Sabiendo la cantidad de módulos y string, la relación para esta instalación es:

$$\frac{DC}{AC} \text{ ratio} = \frac{(\text{Pot. Modulo FV} * N^{\circ} \text{serie} * N^{\circ} \text{String})}{\text{Nominal AC Active Power}} = \frac{550Wp * 27 * 14}{200.000 W} = 1,04 \quad (57)$$

Recordando que el aspecto teórico de la relación de potencia DC/AC es:

**Figura 92:** Aspecto Teórico de la Relación de Potencia DC/AC.



*Nota.* Adaptado de "Importance of DC to AC ratio in system design, (2021), Huawei (<https://forum.huawei.com/enterprise/en/importance-of-dc-to-ac-ratio-in-system-design/thread/667246383205335040-667213868771979264>).

Si la capacidad en CC es igual al límite de salida de CA del inversor, la producción de energía se dará por el área roja, en la fig. 92.

Pero si el lado de CC está sobredimensionado en comparación con el límite de salida de CA del inversor, como sería el valor de ratio expuesto en la ec. 56, hay pérdidas de energía debido al recorte (área gris en la imagen de arriba).

Recordando que la ventaja de sobredimensionar es que se gana algo de energía durante el resto del día, expresada como el área blanca limitada por la línea verde, en la fig. 92. Esta área ganada a través del sobredimensionamiento tiene que ser mayor al área gris (energía perdida debido al recorte).

### **Conexión Física de los Paneles FV.**

Según la IEC 62548:2016 la conexión de los paneles FV debe realizarse con cuidado para evitar daños y de esta manera minimizar la posibilidad de que ocurra fallas entre líneas y entre líneas y tierra.

En cuanto a las conexiones, todas deben estar verificadas en cuanto a la firmeza y polaridad durante la instalación para reducir el riesgo de fallos y posibles arcos durante la puesta en marcha, operación o futuras maniobras de mantenimiento.

Todo lo que respecta a cableado e instalación deberá cumplir con los requisitos de cableado e instalación de la IEC 62548, así como con los requisitos establecidos dentro de las normas y regulaciones locales o nacionales como es el caso de la AEA 90364-7-712 "Sistemas de Suministro de Energía Mediante Paneles Solares Fotovoltaicos". En ausencia de normas y/o regulaciones nacionales, los sistemas de cableado utilizados en los arreglos fotovoltaicos deberán cumplir con la norma IEC 60364 (todas las partes).

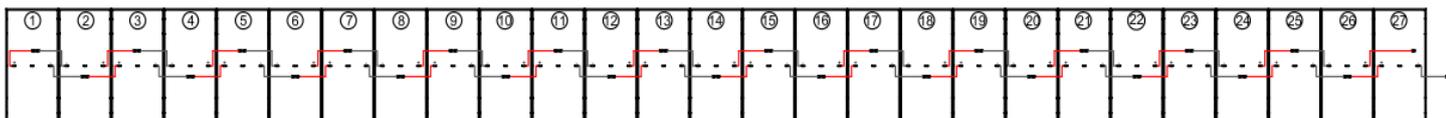
Siempre se debe poner mayor atención a la protección de los sistemas de cableado contra las influencias externas.

Para reducir la magnitud de las sobretensiones inducidas por rayos, el cableado del arreglo FV (fotovoltaico), deberá colocarse de tal manera que el área de los bucles conductores sea mínima.

En lo que respecta a la disposición física del conexionado de los arreglos FV para la Planta Solar, se ha adopta la conexión "salto de rana". Esto consiste en ir salteándose de a un panel y volver del mismo modo para que quede ambos extremos, de los cables positivo y negativo, del mismo lado, y de esta forma se ahorra en cable y conectores MC4. Como se utiliza tecnología Half Cell o celda partida en los paneles seleccionados, y el largo del cable del panel es de aprox. 1300 mm según su ficha técnica, al aplicar esta técnica de conexión, quedaría muy largo un grupo de cables, pero faltaría cable para conectar los dos últimos del arreglo. Por esta razón, se gira un panel de por medio y de ese modo cuando volvemos nos queda la conexión perfectamente distribuida.

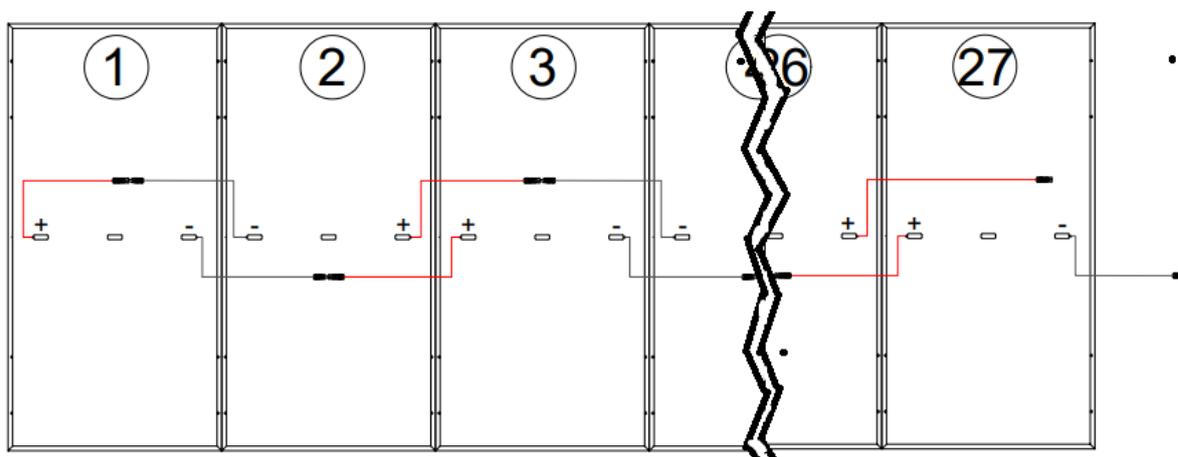
Se muestra a continuación en la fig. 93, el método de conexión eléctrica entre paneles adoptado.

**Figura 93:** Conexión Eléctrica Física del Arreglo de 27 Paneles Solares en Serie, según método "Salto de Rana".



Nota. De esta manera queda el string de 27 paneles solares con conexión salto de rana.

**Figura 94:** Acercamiento en Corte de la Conexión Salto de Rana..



*Nota.* En esta fig. se encuentra un acercamiento, pero en corte para demostrar más de cerca como se realiza la conexión "salto de rana".

Para finalizar, se anexa al final de este capítulo su esquema eléctrico correspondiente. También se detallará un plano para demostrar su disposición en las estructuras seleccionadas.

**Mesas, Filas y Distancias entre Mesas.**

**Disposición Física de la Planta Fotovoltaica.** Recordando la definición para Mesas: es la estructura que soporta una cierta cantidad de filas con módulos y que es de tamaño finito.

**Filas:** Las mesas están conformadas por filas de módulos, en el presente proyecto estos se encuentran en vertical. Teniendo dos filas por mesa.

En el caso de las estructuras, como se detalló en la selección de las mismas, son para 16 paneles en vertical. Siendo un arreglo 8x2 paneles por estructura. Luego, estructuralmente se tiene 7 soportes por mesa, salvando la última mesa que es de 4 soportes.

Se tiene un total de 18 mesas de dos filas, compuestas por un total 123 soportes.

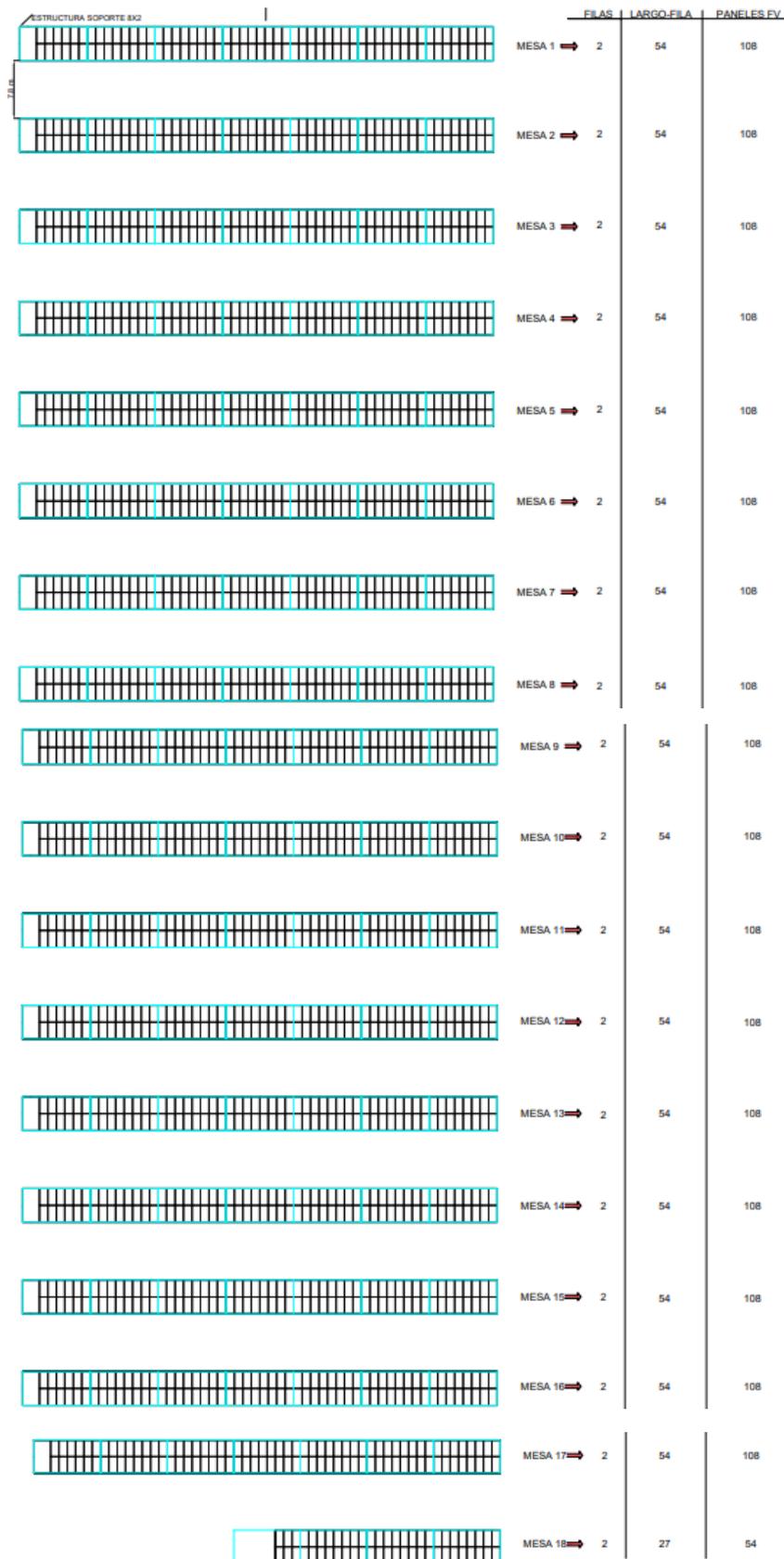
Para este caso de diseño se debe alojar un total de 1890 paneles solares, la elección de las estructuras permite colocar más paneles, pero la parte sobrante de estructura por fila permitirá ser utilizada en la segunda parte de la "Planta Solar Fotovoltaica: Jacarandá I".

En el plano de layout de la planta adjunto al final del capítulo, se observan calles internas, en esta primera etapa no se señala pasillos, puesto que las mesas no tienen gran longitud. Pero diseñar con pasillos es considerado dentro de las buenas prácticas, porque no hay ninguna normativa que así lo disponga, salvo en las plantas que sean parte de una licitación, y se

incluya en el pliego. Los pasillos permiten el paso de un vehículo para limpieza y mantenimiento.

A continuación, se muestra la fig. 95, en la cual se observa un esquema de la distribución de las mesas, la conformación de las filas y la distancia entre las mismas, cuyo calculo se detallará en la siguiente sección.

Figura 95: Esquema de Mesas, Filas y Distancia.



### ***Distancia entre Mesas.***

El auto-sombreado producido por las mismas filas de paneles fotovoltaicos, la falta de espacio y las pérdidas por sombreado pueden ser minimizadas mediante la optimización de los ángulos de inclinación y las distancias las mesas de paneles.

La distancia mínima  $d_{min}$  entre mesas de paneles puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$d_{min} = w * \cos(\beta) + \frac{w * \sin(\beta)}{\tan(\gamma)} \quad (58)$$

$w$ : longitud de la fila (longitud de un panel o más paneles FV según configuración de mesa)

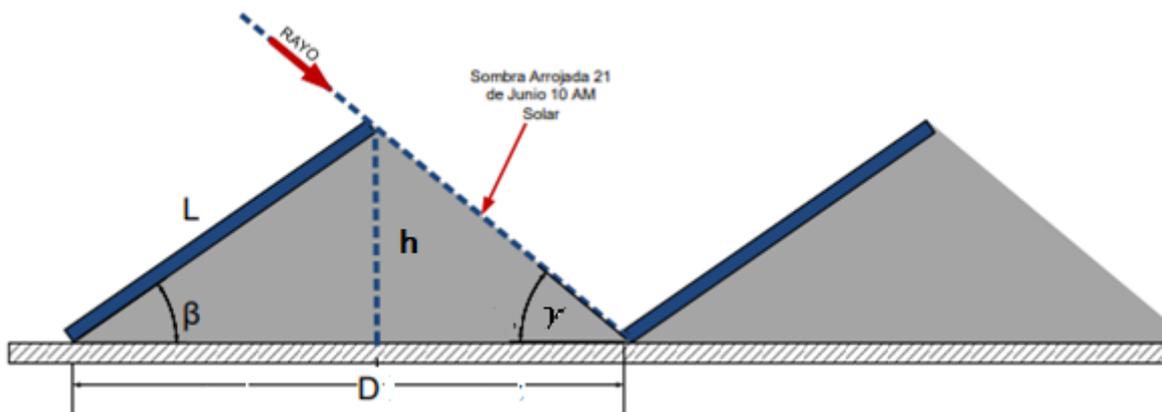
$\beta$ : ángulo de inclinación de los paneles solares

$\gamma$ : ángulo mínimo de incidencia del Sol.

$d_{min}$ : Distancia mínima de separación entre filas de paneles [m].

Las buenas prácticas sugieren que la separación entre filas sea tal que no se proyecte sombra en la fila siguiente en más o menos dos horas del mediodía solar del día más corto del año (21 de junio). De esta manera se minimizan las pérdidas por sombreado a un 4% anual.

**Figura 96:** Relaciones Angulares– Estructura Soporte Fija.



*Nota.* Adaptado de *Unidad 3: Criterios de Diseño del Layout Físico*, (p. 11). *Modulo 3: Layout de planta.* de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

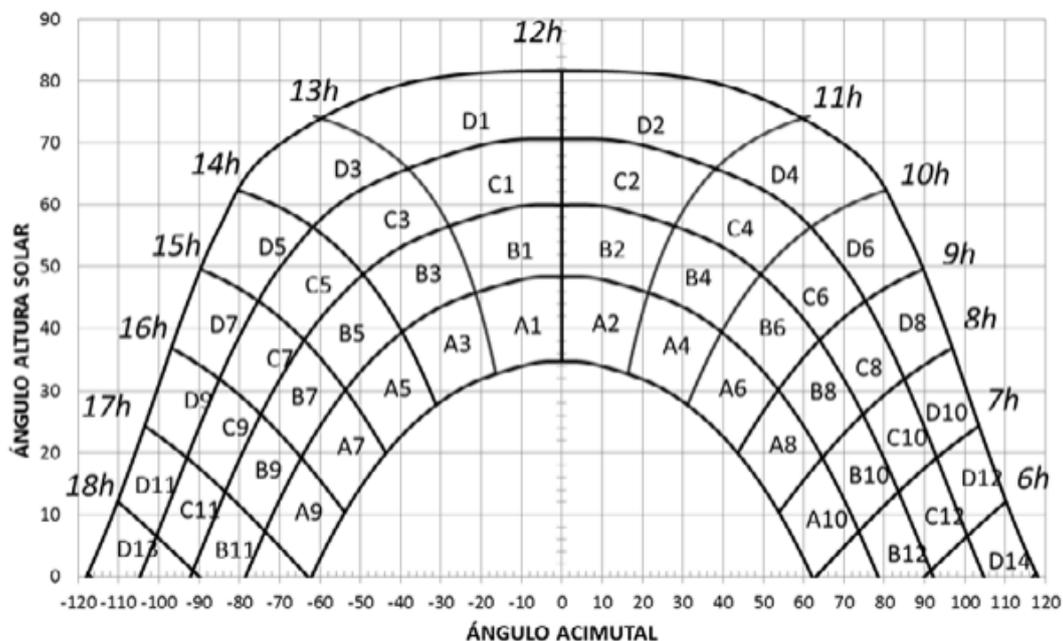
**Diagrama Solar o Abaco de Asoleamiento.** El ábaco de asoleamiento es una información gráfica simple a través de la cual se puede determinar las posiciones y trayectorias aparentes del sol en la bóveda celeste sobre un plano. En el gráfico se puede ver la trayectoria que realiza el sol en diferentes momentos del año para una determinada latitud y longitud, con sus correspondientes acimuts y alturas solares.

Es una herramienta de gran importancia para determinar si un sistema fotovoltaico, en este caso, que se encuentra ubicado en un punto particular, con una orientación e inclinación conocida, recibirá sombras en algún momento del año, debido a la proyección de obstáculo.

En el caso de "Jacarandá I" no se tienen obstáculos como edificios y árboles, puesto que, como se planteará más adelante, la ubicación es un campo alejado de la población, que será debidamente acondicionado para emplazamiento de la planta solar.

Cada provincia tiene su propio ábaco solar, en el caso de Entre Ríos:

**Figura 97:** Abaco Solar para la Provincia de Entre Ríos.



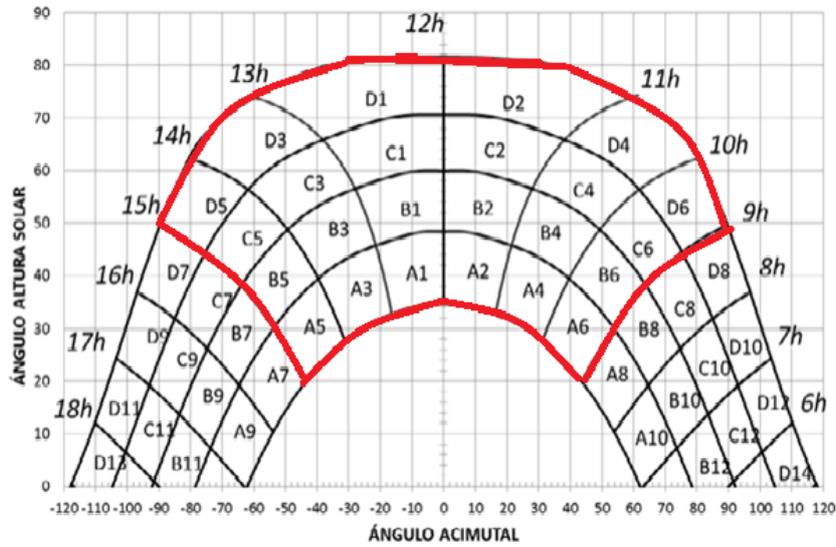
*Nota. Adaptado de Anexo IV Ábacos de Asoleamiento. (p. 88), "Guía del Recurso Solar", (2019). Secretaría de Gobierno de Energía.*

En la fig. 97, se observa que la curva superior representa la trayectoria aparente del sol para el solsticio de verano, y la curva inferior representa la del solsticio de invierno. Entre ambas curvas, figuran las trayectorias de otros momentos del año entre ambos solsticios.

**Ventana Solar.** Si se trazan cuatro líneas uniendo los puntos sobre las trayectorias solares de 9 am a 3 pm (hora solar), se crea un cuadrado conocido como ventana solar. Entre las horas señaladas se obtiene la máxima energía del sol.

Para aprovechar esa energía en una ubicación geográfica determinada, la ventana solar debe estar despejada y no estar sombreadas por árboles o cualquier otro obstáculo durante la mayor parte del año.

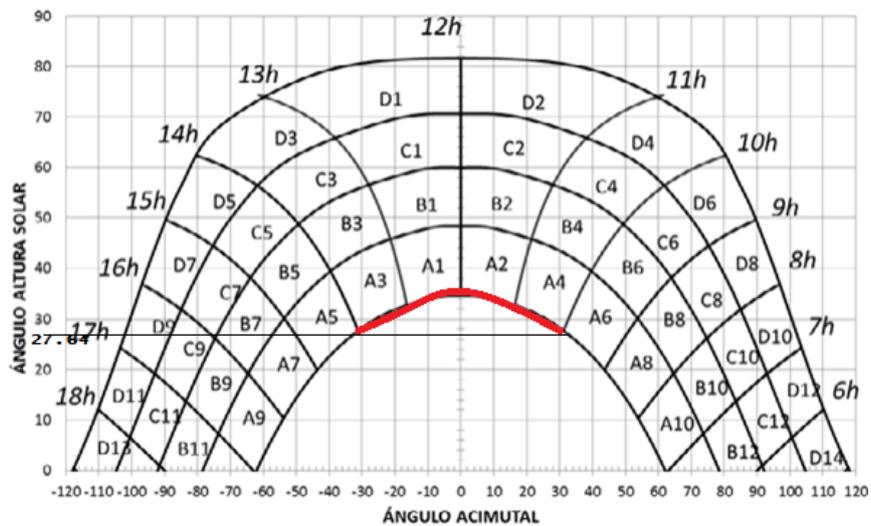
Figura 98: Ventana Solar para Entre Ríos.



Nota. Adaptado de Anexo IV Ábacos de Asoleamiento. (p. 88), "Guía del Recurso Solar", (2019). Secretaría de Gobierno de Energía.

No se debe proyectar sombra en la fila siguiente en más o menos dos horas del mediodía solar, entre las 10 am y 2 pm del día más corto del año que es el 21 de junio. Entonces, se busca en el ábaco solar el ángulo de altura solar que corresponde para esas horas en la línea inferior correspondiente a junio.

Figura 99: Ángulo de Altura Solar para el Día más Corto.



Nota. Adaptado de Anexo IV Ábacos de Asoleamiento. (p. 88), "Guía del Recurso Solar", (2019). Secretaría de Gobierno de Energía.

Luego, el ángulo de altura solar, es:

$$\gamma: 27,64^\circ$$

**Distancia entre Mesas. (continuación).** Visto lo expuesto anteriormente, se retomará el cálculo de la distancia entre mesas.

Considerando la ec. 57 , y luego reemplazando con los valores conocidos:

$$d_{min} = w * \cos(\beta) + \frac{w * \sin(\beta)}{\tan(\gamma)} \quad (59)$$

*w*: longitud de la fila (longitud de un panel o más paneles FV según configuración de mesa)

$$w = 2279 \text{ mm} + 2279 \text{ mm} = 4558 \text{ mm} \rightarrow 4,558 \text{ m} \quad (58)$$

$\beta$ : ángulo de inclinación de los paneles solares =  $25^\circ$

$\gamma$ : ángulo mínimo de incidencia del Sol =  $27,64^\circ$

$d_{min}$ : Distancia mínima de separación entre filas de paneles [m].

$$d_{min} = 4,558 \text{ m} * \cos(25^\circ) + \frac{4,558 \text{ m} * \sin(25^\circ)}{\tan(27,64^\circ)} = 7,8 \text{ m} \quad (60)$$

Con mesas de dos filas, separadas cada 7,8 m como distancia mínima asegura que evite el efecto de auto sombreado entre paneles.

### ***Cálculo de Sección de Cable.***

**Cálculo de los Conductores de CC. (Corriente Continua).** Según el "Manual de Generación Distribuida" aconseja que la caída de tensión en los cables de DC no supere el 1,5 % de las tensiones nominales de continua. Es necesario estimar la sección del cable en función de la tensión que se pretende obtener y la distancia del cable solar a utilizar. Cada sección de cable permite un máximo de corriente a transportar en función de su cobertura.

La caída de tensión en función de la distancia y el cable está dada por la siguiente ec.:

$$\Delta U_{cc} = \frac{2 * I_{sc} * \rho * L}{S_{dc}} \quad (61)$$

Siendo:

$I_{sc}$  la intensidad de corriente de cortocircuito perteneciente al panel solar.

$\rho$  la resistividad del cable en  $\frac{\Omega * mm^2}{m}$ , para el caso del Cu (Cobre)  $\rho = 0,0172 \frac{\Omega * mm^2}{m}$ .

$L$  es la longitud del cable en metros.

$S_{dc}$  es la sección del cable solar DC, en  $mm^2$ .

Entonces, en el primer caso siguiendo el *Layout General 1.2*, presentado al final de este capítulo, se puede ver la denominación planteada para cada string y cual pertenece a cada inversor instalado.

Tomando el caso del string denominado 1-Inv PV1 de 27 paneles solares conectados en serie. Potencia 550 Wp,  $V_{oc@stc}$  igual a 50 V y  $I_{sc@stc}$  igual a 13,94 A, se obtiene una potencia total de 14.85 kWp.

Se considerará una corriente de diseño para los cables de  $1.5 * I_{sc@stc}$  como se plantea en la IEC 62738:2018 parte 7.3.4.1.

$$I_{diseño\ cc} = 1.5 * I_{sc@stc} = 1,5 * 13,94\ A = 20,91\ A \quad (62)$$

Estos paneles se encuentran a 12.45 m del inversor. La caída de tensión admisible es del 1,5 % de la tensión de la cadena:

$$0,015 * (27 * 50V) = 20,25\ V_{cc} \quad (63)$$

Aplicando la ec. 60, y reemplazando en los valores expuestos:

$$S_{dc} = \frac{2 * I_{diseño\ cc} * \rho * L_{máx}}{\Delta U_{cc}} = \frac{2 * 20,91\ A * 0,0172 \frac{\Omega * mm^2}{m} * 12,45m}{20,25\ V} = 0,44\ mm^2 \quad (64)$$

Los cables para este string deberían tener un mínimo de  $0,29\ mm^2$  de sección para asegurar que la pérdida de tensión entre los paneles y el inversor sea menor que el 1,5%. Pero los conectores MC4 admiten cable solar de sección 4, 6 o  $10\ mm^2$ . De esta manera, la mínima sección de cable admitida es de  $4\ mm^2$ .

Luego, para la sección de cable de todos los string se presenta la siguiente tabla. Junto con la sección admitida por la sección de cable seleccionada comercialmente.

**Tabla 38:** Cálculo de la Sección del Conductor en el Circuito de DC.

Circuito de Corriente Continua (CC o DC)														
Inver	String	Entradas al Inversor	Paneles en Serie	Voc(V) @stc	Isc(A) @stc	Idiseño (A)	Pnom (Wp)	V en string (V)	L max (m)	ΔUcc	ΔUcc (V)	Smin (mm²)	S comercia l (mm²)	Iadm(A)
1	1-Inv PV1	1-PV1	27	50	13,94	20,91	550	1350	12,45	0,015	20,25	0,44	4	52
	1-Inv PV2	1-PV2	27	50	13,94	20,91	550	1350	43,07	0,015	20,25	1,53	4	52
	1-Inv PV3	1-PV3	27	50	13,94	20,91	550	1350	43,07	0,015	20,25	1,53	4	52
	1-Inv PV4	1-PV4	27	50	13,94	20,91	550	1350	12,45	0,015	20,25	0,44	4	52
	1-Inv PV5	1-PV5	27	50	13,94	20,91	550	1350	6	0,015	20,25	0,21	4	52
	1-Inv PV6	1-PV6	27	50	13,94	20,91	550	1350	36,65	0,015	20,25	1,30	4	52
	1-Inv PV7	1-PV7	27	50	13,94	20,91	550	1350	36,65	0,015	20,25	1,30	4	52
	1-Inv PV8	1-PV8	27	50	13,94	20,91	550	1350	6	0,015	20,25	0,21	4	52
	1-Inv PV9	1-PV9	27	50	13,94	20,91	550	1350	13,35	0,015	20,25	0,47	4	52
	1-Inv PV10	1-PV10	27	50	13,94	20,91	550	1350	43,25	0,015	20,25	1,54	4	52
	1-Inv PV11	1-PV11	27	50	13,94	20,91	550	1350	43,97	0,015	20,25	1,56	4	52
	1-Inv PV12	1-PV12	27	50	13,94	20,91	550	1350	13,83	0,015	20,25	0,49	4	52
	1-Inv PV13	1-PV13	27	50	13,94	20,91	550	1350	24,3	0,015	20,25	0,86	4	52
	1-Inv PV14	1-PV14	27	50	13,94	20,91	550	1350	54,95	0,015	20,25	1,95	4	52
2	2-Inv PV1	2-PV1	27	50	13,94	20,91	550	1350	52,52	0,015	20,25	1,87	4	52
	2-Inv PV2	2-PV2	27	50	13,94	20,91	550	1350	22	0,015	20,25	0,78	4	52
	2-Inv PV3	2-PV3	27	50	13,94	20,91	550	1350	15,9	0,015	20,25	0,56	4	52
	2-Inv PV4	2-PV4	27	50	13,94	20,91	550	1350	46,48	0,015	20,25	1,65	4	52
	2-Inv PV5	2-PV5	27	50	13,94	20,91	550	1350	44,87	0,015	20,25	1,59	4	52
	2-Inv PV6	2-PV6	27	50	13,94	20,91	550	1350	14,25	0,015	20,25	0,51	4	52
	2-Inv PV7	2-PV7	27	50	13,94	20,91	550	1350	6,66	0,015	20,25	0,24	4	52
	2-Inv PV8	2-PV8	27	50	13,94	20,91	550	1350	37,28	0,015	20,25	1,32	4	52
	2-Inv PV9	2-PV9	27	50	13,94	20,91	550	1350	37,28	0,015	20,25	1,32	4	52
	2-Inv PV10	2-PV10	27	50	13,94	20,91	550	1350	6,66	0,015	20,25	0,24	4	52
	2-Inv PV11	2-PV11	27	50	13,94	20,91	550	1350	15,25	0,015	20,25	0,54	4	52
	2-Inv PV12	2-PV12	27	50	13,94	20,91	550	1350	45,87	0,015	20,25	1,63	4	52
	2-Inv PV13	2-PV13	27	50	13,94	20,91	550	1350	46	0,015	20,25	1,63	4	52
	2-Inv PV14	2-PV14	27	50	13,94	20,91	550	1350	15,9	0,015	20,25	0,56	4	52
3	3-Inv PV1	3-PV1	27	50	13,94	20,91	550	1350	14,78	0,015	20,25	0,53	4	52
	3-Inv PV2	3-PV2	27	50	13,94	20,91	550	1350	45,4	0,015	20,25	1,61	4	52
	3-Inv PV3	3-PV3	27	50	13,94	20,91	550	1350	14,53	0,015	20,25	0,52	4	52
	3-Inv PV4	3-PV4	27	50	13,94	20,91	550	1350	14,8	0,015	20,25	0,53	4	52
	3-Inv PV5	3-PV5	27	50	13,94	20,91	550	1350	6,5	0,015	20,25	0,23	4	52
	3-Inv PV6	3-PV6	27	50	13,94	20,91	550	1350	37,22	0,015	20,25	1,32	4	52
	3-Inv PV7	3-PV7	27	50	13,94	20,91	550	1350	37,22	0,015	20,25	1,32	4	52
	3-Inv PV8	3-PV8	27	50	13,94	20,91	550	1350	6,5	0,015	20,25	0,23	4	52
	3-Inv PV9	3-PV9	27	50	13,94	20,91	550	1350	14,8	0,015	20,25	0,53	4	52
	3-Inv PV10	3-PV10	27	50	13,94	20,91	550	1350	14,53	0,015	20,25	0,52	4	52
	3-Inv PV11	3-PV11	27	50	13,94	20,91	550	1350	45,4	0,015	20,25	1,61	4	52
	3-Inv PV12	3-PV12	27	50	13,94	20,91	550	1350	14,78	0,015	20,25	0,53	4	52
	3-Inv PV13	3-PV13	27	50	13,94	20,91	550	1350	21,45	0,015	20,25	0,76	4	52
	3-Inv PV14	3-PV14	27	50	13,94	20,91	550	1350	52,07	0,015	20,25	1,85	4	52

(Continuación tabla 38): Cálculo de la Sección del Conductor en el Circuito de DC.

Circuito de Corriente Continua (CC o DC)														
	INICIO	FIN												
Inver sor	String	Entradas al Inversor	Paneles en Serie	Voc(V) @stc	Isc(A) @stc	Pnom (Wp)	V en string (V)	L max (m)	$\Delta U_{cc}$	$\Delta U_{cc}$ (V)	Smin (mm <sup>2</sup> )	S comercial (mm <sup>2</sup> )	Iadm(A)	
4	4-Inv PV 1	4-PV1	27	50	13,94	20,91	550	1350	52,93	0,015	20,25	1,88	4	52
	4-Inv PV 2	4-PV2	27	50	13,94	20,91	550	1350	22	0,015	20,25	0,78	4	52
	4-Inv PV 3	4-PV3	27	50	13,94	20,91	550	1350	14,75	0,015	20,25	0,52	4	52
	4-Inv PV 4	4-PV4	27	50	13,94	20,91	550	1350	45,37	0,015	20,25	1,61	4	52
	4-Inv PV 5	4-PV5	27	50	13,94	20,91	550	1350	44,45	0,015	20,25	1,58	4	52
	4-Inv PV 6	4-PV6	27	50	13,94	20,91	550	1350	14,6	0,015	20,25	0,52	4	52
	4-Inv PV 7	4-PV7	27	50	13,94	20,91	550	1350	6,5	0,015	20,25	0,23	4	52
	4-Inv PV 8	4-PV8	27	50	13,94	20,91	550	1350	37,2	0,015	20,25	1,32	4	52
	4-Inv PV 9	4-PV9	27	50	13,94	20,91	550	1350	37,2	0,015	20,25	1,32	4	52
	4-Inv PV 10	4-PV10	27	50	13,94	20,91	550	1350	6,5	0,015	20,25	0,23	4	52
	4-Inv PV 11	4-PV11	27	50	13,94	20,91	550	1350	14,3	0,015	20,25	0,51	4	52
	4-Inv PV 12	4-PV12	27	50	13,94	20,91	550	1350	44,92	0,015	20,25	1,60	4	52
	4-Inv PV 13	4-PV13	27	50	13,94	20,91	550	1350	44,92	0,015	20,25	1,60	4	52
	4-Inv PV 14	4-PV14	27	50	13,94	20,91	550	1350	14,3	0,015	20,25	0,51	4	52
5	5-Inv PV 1	5-PV1	27	50	13,94	20,91	550	1350	14,8	0,015	20,25	0,53	4	52
	5-Inv PV 2	5-PV2	27	50	13,94	20,91	550	1350	45,42	0,015	20,25	1,61	4	52
	5-Inv PV 3	5-PV3	27	50	13,94	20,91	550	1350	44,05	0,015	20,25	1,56	4	52
	5-Inv PV 4	5-PV4	27	50	13,94	20,91	550	1350	13,43	0,015	20,25	0,48	4	52
	5-Inv PV 5	5-PV5	27	50	13,94	20,91	550	1350	6,5	0,015	20,25	0,23	4	52
	5-Inv PV 6	5-PV6	27	50	13,94	20,91	550	1350	37,12	0,015	20,25	1,32	4	52
	5-Inv PV 7	5-PV7	27	50	13,94	20,91	550	1350	37,12	0,015	20,25	1,32	4	52
	5-Inv PV 8	5-PV8	27	50	13,94	20,91	550	1350	6,5	0,015	20,25	0,23	4	52
	5-Inv PV 9	5-PV9	27	50	13,94	20,91	550	1350	14,95	0,015	20,25	0,53	4	52
	5-Inv PV 10	5-PV10	27	50	13,94	20,91	550	1350	45,55	0,015	20,25	1,62	4	52
	5-Inv PV 11	5-PV11	27	50	13,94	20,91	550	1350	45,55	0,015	20,25	1,62	4	52
	5-Inv PV 12	5-PV12	27	50	13,94	20,91	550	1350	14,95	0,015	20,25	0,53	4	52
	5-Inv PV 13	5-PV13	27	50	13,94	20,91	550	1350	22,95	0,015	20,25	0,82	4	52
	5-Inv PV 14	5-PV14	27	50	13,94	20,91	550	1350	22,95	0,015	20,25	0,82	4	52

Por lo expuesto, la sección comercialmente adoptada será de 4 mm<sup>2</sup>. Con una intensidad máxima admisible al aire libre de 52 A.

El cable solar seleccionado será marca SOLARFLEX. Estos cables unipolares de potencia son flexibles para interconexión de paneles solares, libres de halógenos y de baja emisión de humos, altamente resistentes a los rayos UV, ozono, agua, bajas y altas temperaturas.

Cumplen con las normas TÜV 2 PFG 1169/08.2007 PVI-F (requerimientos para cables de uso en sistemas fotovoltaicos); EN 50618 (cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos).

**Tensión de servicio:** Tensión de aislación en cc: 1.8 kV. Tensión de aislación en ca: 0.6/1kV.

**Rango de temperatura de servicio:** -40 °C a +90°C; máxima de operación 120 °C x 20.000 horas máx; cortocircuito: 250°C. Se adjunta la hoja de datos al final de este capítulo.

Figura 100: Construcción del Cable Solar Seleccionado.

## Construcción

### CONDUCTOR

Cobre estañado, clase 5 -en 60228-.

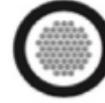
### AISLACIÓN Y VAINA

Compuesto poliolefinico LSZH FR Z1.

### CODIFICACIÓN

CONDUCOM-ERPLA SOLAR FLEX TOX FREE 1X4/6/10 mm<sup>2</sup>  
H1Z2Z2-K 0.6/1 KV industria argentina.

### IDENTIFICACIÓN



### ACONDICIONAMIENTO

Rollos o bobinas.

### APLICACIÓN

Parques fotovoltaicos.

Nota. Adaptado de la hoja de datos, anexa al final de este capítulo.

Figura 101: Características Técnicas del Cable Solar.

Código	Descripción	Nº de Conductor	Sección Nominal mm <sup>2</sup>	Nº de Torones	Nº de Alambres del torón	Ø alambre mm	Nº Total de alambres	Ø cond mm	AISLACIÓN		VAINA		
									Espesor mm	Ø ext. mm	Espesor mm	Ø bajo vaina	Ø ext. mm
SFTF0104 H1Z2Z2-K	SOLAR FLEX TOX FREE 1X4 MM <sup>2</sup>	1	4	1	50	0,30	50	2,55	0,7	3,95	0,8	3,95	5,60

Nota. Adaptado de la hoja de datos, adjunta al anexo de este capítulo.

Luego, para la selección de las protecciones aguas arriba se utiliza el criterio de la IEC 62738:2018 parte 6.3.3. Pero esto se detallará en la sección correspondientes a protecciones.

**Cálculo de los Conductores de CA. (Corriente Alterna).** Para la parte de corriente alterna (AC) en el tramo que une a los inversores *SUN2000-215KTL-H3* con la estación transformadora inteligente *STS-3000K-H1*, se adopta una caída de tensión de 1,5% como criterio tomado del *Manuel de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica*.

Siendo la ec. De caída de tensión:

$$\Delta U_{ca} = \frac{\sqrt{3} * Lca * \rho_{cu} * I_{diseño\ ac} * \cos\phi}{Sca} \quad (65)$$

Donde:

*Lca*: distancia entre el inversor y la estación transformadora en metros (m)

$\rho$ : resistividad del cable en  $\frac{\Omega * mm^2}{m}$ , para el caso del Cu (Cobre)  $\rho = 0,0172 \frac{\Omega * mm^2}{m}$ .

Se adopta como criterio de la I de diseño para el circuito de corriente alterna.

$$I_{diseño\ ca} = 1,25 * I_{max\ output} = 1,25 * 155,2 A = 194 A \quad (66)$$

*cosφ*: se adopta 0.9

$$\Delta U_{ca} = 0,015 * (800 V) = 12 V_{ca} \text{ (67)}$$

Se expone el cálculo para el inversor número 1 que se encuentra a  $L_{ca\ inv\ 1} = 138\ m$  de la STS-3000K-H1.

Reemplazando en la ec. 64 y despejando para obtener la sección mínima requerida:

$$S_{ca} = \frac{\sqrt{3} * L_{ca} * \rho_{cu} * I_{diseño\ ac} * \cos\phi}{\Delta U_{ca}} = \frac{\sqrt{3} * 138\ (m) * 0,0172 \frac{\Omega * mm^2}{m} * 194\ A * 0,9}{12\ V} \text{ (68)}$$

$$S_{ca} = 59,82\ mm^2$$

Se adopta la sección de 70 mm<sup>2</sup>.

**Tabla 39:** Calculo de la Sección del Conductor en el Circuito de AC.

Circuito de Corriente Alterna(AC o CA)											
Tramo		Pot (kW)	Unom (V)	linv Out Max (A)	Imáx (A)	Δu	ΔU (V)	L max (m)	Smin (mm <sup>2</sup> )	S comercial (mm <sup>2</sup> )	Iadm(A)
INICIO	FIN										
Inversor 1	STS-3000K-H1 Huawei	215	800	155,2	194	0,015	12	138	59,82	70	211
Inversor 2	STS-3000K-H1 Huawei	215	800	155,2	194	0,015	12	110	47,68	70	211
Inversor 3	STS-3000K-H1 Huawei	215	800	155,2	194	0,015	12	83	35,98	70	211
Inversor 4	STS-3000K-H1 Huawei	215	800	155,2	194	0,015	12	50	21,67	70	211
Inversor 5	STS-3000K-H1 Huawei	215	800	155,2	194	0,015	12	25	10,84	70	211

Para los inversores restantes, el cálculo de la sección mínima verifica la caída de tensión, pero por la corriente de diseño, se debe adoptar una sección de 70 mm<sup>2</sup>.

Entonces, se selecciona para la salida de cada uno de los inversores SUN2000-215KTL-H3 hacia la STS3000 un cable tipo Sintenax Valio *BT (0,6/1,1 kV)* tripolar clase 2, o similar, de 70 mm<sup>2</sup>, cuya corriente admisible es de 211 A considerando el método D, directamente enterrado.

**Selección del Cable CA, Salida STS-3000K-H1.** A partir, de la estación transformadora inteligente STS-3000K-H1 se eleva de 0.8kV en baja tensión (*BT*) a 33kV en media tensión (*MT*) para que se pueda conectar la planta fotovoltaica, propuesta en este proyecto, con la red de 33 kV. En esta sección, se especificará el cable que conectará, de manera subterránea, la STS-3000K-H1 con la Sala de Celda.

Se recuerda que la STS-3000K-H1 es un contenedor de 20 pies, cuyas dimensiones son 6,058 m de largo por 2,438 m de ancho por 2,896 m de alto. Que contiene un transformador principal, cuyas características fueron expuestas en el capítulo de selección de equipo.

La STS-3000K permite realizar una conexión rápida y fiable. Se cuenta con 16 entradas para inversores, de las cuales, se utiliza para esta primera etapa 5 de ellas.

Contiene un Transformador de Servicios Auxiliares de 5kVA, con la posibilidad de integrar un transformador de 50 kVA para ampliaciones futuras. Celda con interruptor automáticos y seccionamiento de entrada del transformador principal. Celda de línea con seccionamiento y por último la celda de remonte para efectuar su salida.

El cable seleccionado responde a la *IRAM 2178*. Marca I.M.S.A para 33 kV en Al.

- $S_n = 70 \text{ mm}^2$  Sección Nominal
- $R_{maxCC} = 0,443 \frac{\Omega}{km}$  Resistencia máxima en CC a 20°C
- $R_{maxCA} = 0,568 \frac{\Omega}{km}$  Resistencia máxima en CA a 90°C
- $X_F = 0,0196 \frac{\Omega}{km}$  Reactancia inductiva por fase a 50 Hz
- $I_{adm.t} = 192 \text{ A}$  Corriente admisible máxima en tierra
- $I_{adm.a} = 278 \text{ A}$  Corriente admisible máxima en aire
- $U_{cdt} = 0,95 \frac{V}{A*km}$  Caída de tensión.

Según la *AEA 95101, Tabla 10.1*, para una tensión hasta 33 kV, la profundidad mínima que se adopta es de 1,10 m, similar a la profundidad mínima adoptada en calzada. Esta profundidad se aplica para cables dispuestos en zanja con una protección mecánica adecuada a sus características, y las medidas indicadas son hasta el borde superior del cable.

La zanja para este cable, se traza de modo que sus bordes se encuentren a una distancia mínima de 0.50 m de los postes, vientos (riendas), de alumbrado interno u otros.

Otros aspectos desde la STS-3000K-H1 hasta la Sala de Celdas o desde dicha Sala hasta la Estación de Interconexión Solar que hace el acople de la Planta Solar con el sistema de *MT*, escapan del objetivo de este proyecto.

### **Protecciones.**

**Protecciones en CC.** En esta sección se expondrá las protecciones aguas debajo de los inversores SUN2000-215KTL-H3.

Se realizará a la salida de cada grupo FV (*array*) un tablero seccional, donde se incluirá las protecciones correspondientes de cada string o cadena FV.

Como se detalló en párrafos anteriores, cada string tiene 27 paneles conectados en serie. Y cada array está conformado de cuatro string.

Cada string debe contar con fusible de protección contra las sobre corrientes y un descargador contra las sobretensiones.

**Protección Contra Sobreintensidades.** Los fusibles provocan la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación, se los adopta por su rapidez de actuación y su bajo costo. El conductor positivo como el de polaridad negativa tendrá un fusible de idénticas características eléctricas conectado.

Como la selección del cable solar se aplicó el criterio expuesto en la IEC 62738, 7.3.4 *Cables*. Se puede seguir aplicando lo expuesto en la parte 6.3.3 en el caso de tener un mayor número de cadenas en paralelo por entradas que tenga el inversor, y esto permite una mayor flexibilidad en el diseño de la planta frente a posibles corrientes de falla. Pero en este caso se ha tomado cadenas simples por entrada PV que tiene el inversor seleccionado. Entonces, se adopta el criterio expuesto en IEC 62.548:2016, 6.5.5.3 *PV string overcurrent protection*, cuando se requiera la protección contra sobrecorriente del string:

Cada string de paneles solares estará protegido con un fusible, el cual se adopta según:

$$I_{fusible} > 1,5 * I_{sc@stc} \quad (69)$$

$$I_{fusible} > 1,5 * 13,94 A = 20,91 A$$

$$I_{fusible} < 2,4 * I_{sc@stc} \quad (70)$$

$$I_{fusible} < 2,4 * 13,94 A = 33,46 A$$

Luego, la capacidad de resistencia térmica de un módulo fotovoltaico bajo corriente inversa se califica durante una prueba de 2 horas especificada en la prueba de seguridad del módulo bajo norma IEC 61.730 y se especifica en el módulo solar fotovoltaico como protección máxima contra sobre corriente o el valor especificado como "*máximum series fuse rating*" que en el caso del tipo de panel seleccionado es de 25A.

Siendo:

$$I_{fusible} \leq I_{MOD MAX OCPR} \quad (71)$$

$$I_{fusible} \leq 25A$$

Se selecciona portafusible tabaquera tipo Slocable, estándar EN60947/TUV de 1500 Vcc para fusible de 25 A de 1 polo (*1P*), o similar.

El portafusible tabaquera se aplica al polo negativo y al polo positivo del string.

**Descargador de Sobretensiones DC.** Los dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS), sirven para desviar lo más rápido posible la corriente y energía de un pico eléctrico a tierra.

Esto debe realizarse bajo dos condiciones, poseer una respuesta muy rápida, y no interrumpir el suministro de energía. Se conectan en paralelo, siendo independiente de la carga. Funcionan bidireccionalmente.

Según los niveles de tolerancia de los equipos se clasifican de acuerdo con 3 categorías, según IEC 60364-4-44, IEC 60664-1 e IEC 60730-1.

En base a lo anterior la IEC 60364-11 clasifica los DPS en 3 grupos:

- **DPS del Tipo I:** Son DPS capaces de soportar un impacto directo de rayo, construidos en base a descargadores gaseosos.

- **DPS del Tipo II:** Soportan sobretensiones inducidas, contruidos en base a semiconductores de óxido de Zinc (Varistor de Oxido de Zinc-MOV).
- **DPS del Tipo III:** Soportan sobretensiones inducidas residuales, contruidos en base a semiconductores de óxido de Zinc y diodos de avalancha.

La IEC 61643 parte 12, sección 6.1.2, habla de la distancia de protección. Si la distancia entre el DPS y el equipo a proteger es demasiado grande, las oscilaciones pueden provocar un voltaje dos veces superiores al voltaje del nivel de protección, pero en algunas circunstancias puede superar este nivel. Estas oscilaciones pueden ignorarse dentro de los 10 metros.

En este caso, se utiliza los DPS clase II que se encargarán de proteger los arrays fotovoltaicos y absorber las sobretensiones transitorias debidas a las descargas atmosféricas indirectas de la red evitando la perforación de los paneles solares.

Para la elección del descargador se tiene en cuenta la tensión máxima de funcionamiento que puede producirse en el generador fotovoltaico para que el mismo pueda soportarla.

$$U_{desc} > V_{OC\ MAX} \quad (72)$$

$$U_{desc} > 27 * 50\ V = 1.350\ V$$

Se adopta un protector de sobretensión tipo II de 1.500 Vcc, tipo BF3-40/1500, marca MD, con una tensión máxima de operación continua de 15.020 Vdc, y una corriente nominal de descarga (8/20) 20 kA y máxima corriente de descarga (8/20) 40 kA, o similar.

**Figura 102:** Conexión de los Paneles FV al DPS.



*Nota.* Adaptada de la hoja de datos del descargador seleccionado. Se anexa al final del capítulo.

**Protección a la Entrada del Inversor SUN2000-215KTL-H3.** Cada polo positivo, de las 14 entradas correspondientes del inversor seleccionado, se conectará un portafusible aéreo solar MC4H- cable con fusible de 25A, 1.500 Vcc.

**Protecciones Incorporadas en el Inversor Huawei.** Se recuerda que el inversor SUN2000-215KTL-H3 viene con las protecciones contra sobretensión en DC incorporadas.

**Funciones Incorporadas en el Inversor SUN2000-215KTL-H3.** Disponiendo de las siguientes funciones, marcadas por el cumplimiento de la IRAM 210013-21:16.

- **Fallo en la Red Eléctrica:** El inversor se debe desconectar de la red de distribución cuando la tensión o la frecuencia en sus bornes de corriente alterna se encuentren fuera de los valores establecidos.

Como es un inversor trifásico la desconexión se debe producir dentro de los límites cuando se sobrepasen los límites de tensión y de frecuencia en cualquiera de sus tres fases.

El inversor no debe provocar huecos de tensión por fuera de los límites establecidos por las curvas de tolerancia CBEMA especificada en la IEEE 446.

A partir de una desconexión, se debe reconectar a la red de distribución cuando los parámetros de tensión y de frecuencia hayan estado dentro de los valores admitidos por un tiempo igual o mayor que 3 min.

**Tabla 40:** Valores de tensión, de frecuencia y de los tiempos de Apertura.

Tensión y frecuencia	Valores de tensión y frecuencia comprendidos entre un mínimo y un máximo	Tiempo de apertura máximo (s)
Tensión (% de la $V_n$ )	$V < 85$	1,5
	$V \geq 115$	0,2
Frecuencia (Hz)	$f < 47$	0,5
	$f > 51$	

*Nota.* Adaptado de 4.4 Desconexión por Tensión y Frecuencia, pag. 8, Parte 21-Inversores para la conexión a la red de Distribución. Requisitos Generales. IRAM 210013-21. (2016).

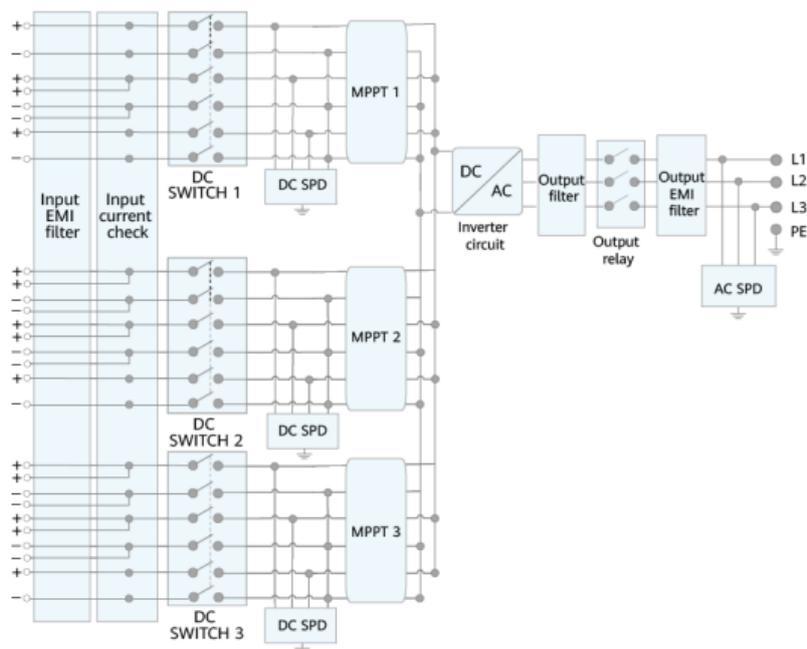
- **Funcionamiento en Isla.** El sistema anti-isla del inversor, frente a aperturas en la red de distribución, el generador fotovoltaico debe dejar de energizar la red de distribución en un tiempo de 2 s, como máximo. Este inversor debe cumplir con la IEC 62116.
- **Temperatura Elevada.** El inversor dispone de sistema de refrigeración por convección natural y el rango de operación de temperatura es  $-25\text{ }^\circ\text{C}$  y  $60\text{ }^\circ\text{C}$ .

**Protecciones en CA.** El tramo desde el SUN2000-215KTL-H3 hacia el STS-3000K-H1, en AC, se encuentra protegido por las protecciones integradas en la estación transformadora inteligente y también por la protección contra sobretensiones, incorporadas en el inversor en el lado AC.

Dentro de las protecciones generales en el tramo de corriente alterna constarán de un seccionador tripolar de 250A a la entrada de la STS-3000K-H1.

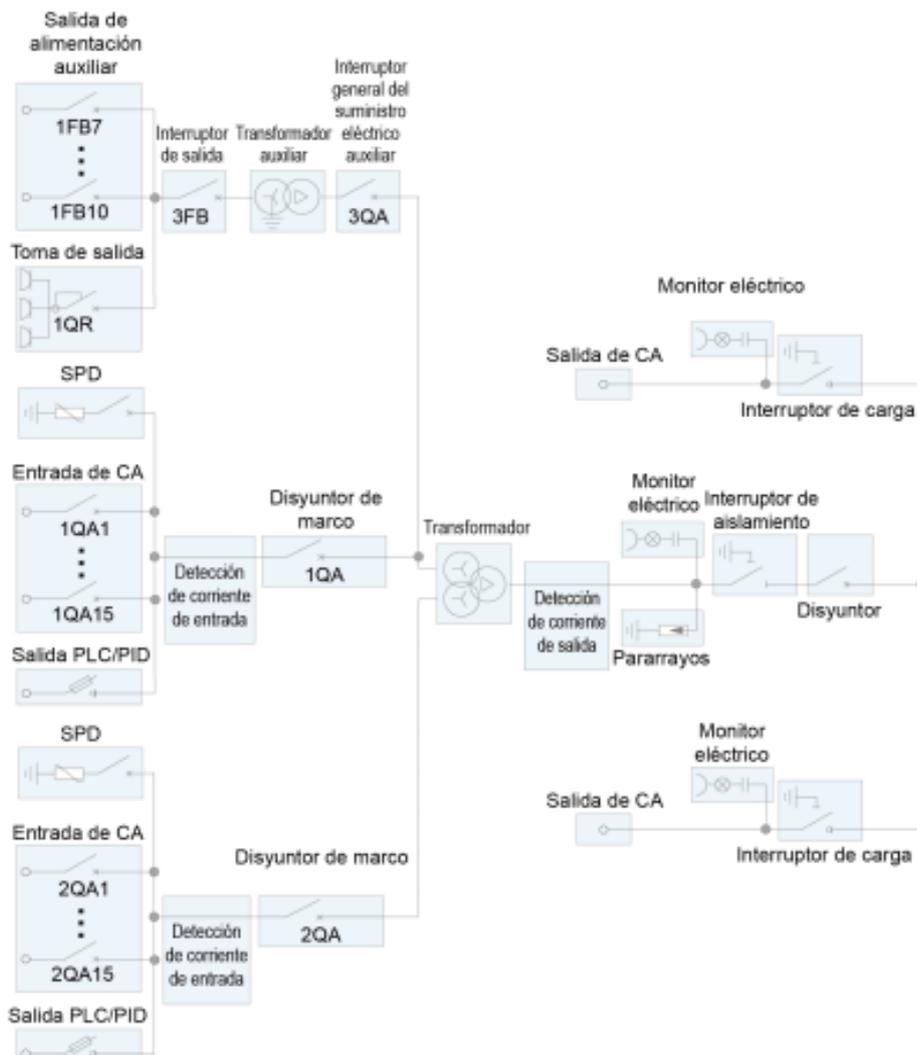
Recordando lo expuesto en el cap. I de la selección de equipo, donde se expuso los diagramas eléctricos del inversor y de la estación transformadora inteligente, con sus respectivas protecciones integradas.

**Figura 103:** Diagrama SUN2000-215KTL-H3.



*Nota.* Adaptado de SUN2000-(196KTL-H3, 200KTL-H3, 215KTL-H3) *User Manual*, (2023), Huawei (<https://support.huawei.com/enterprise/es/doc/EDOC1100208797/de6a8462>).

Figura 104: Diagrama STS-3000K-H1.



Nota. Adaptado 2.5 Escenario de configuración. (pag.23) Estación de Transformación Inteligente (STS): STS-3000K-H1, Manual de Usuario (2019). Huawei (solar.huawei.com).

La STS-3000K-H1 posee monitorización en tiempo real de variables como temperatura, presión, estado de la puerta. Recopilación de señales como la tensión, intensidad y potencia.

ANEXO CAP. 3

## Capítulo 4

### Puesta a Tierra

En este capítulo se definirá y calculará la malla de puesta a tierra de la Planta Solar Fotovoltaica "Jacarandá I". También, se expondrá el tipo de suelo que se puede llegar a encontrar en el terreno seleccionado para el emplazamiento.

#### ***Puesta a Tierra.***

Según la AEA 90364-7-712, la puesta a tierra de uno de los conductores activos del lado de corriente continua (*DC*) está permitida si existe por lo menos una separación simple entre la entrada *DC* y la salida de *AC* como, por ejemplo, el uso de un transformador.

Es recomendable que todos los dispositivos de corriente continua *DC* tengan una aislación *clase II*, como se especificó en los capítulos anteriores.

Las uniones equipotenciales deben estar conectadas en paralelo y lo mas cerca posible de los cables de *AC*, de corriente continua *DC* y sus accesorios.

Las masas de la instalación del sistema fotovoltaico (estructuras de soporte, marcos de paneles fotovoltaicos, etc) deberán estar conectadas a una tierra independiente del neutro y de la tierra de la empresa distribuidora.

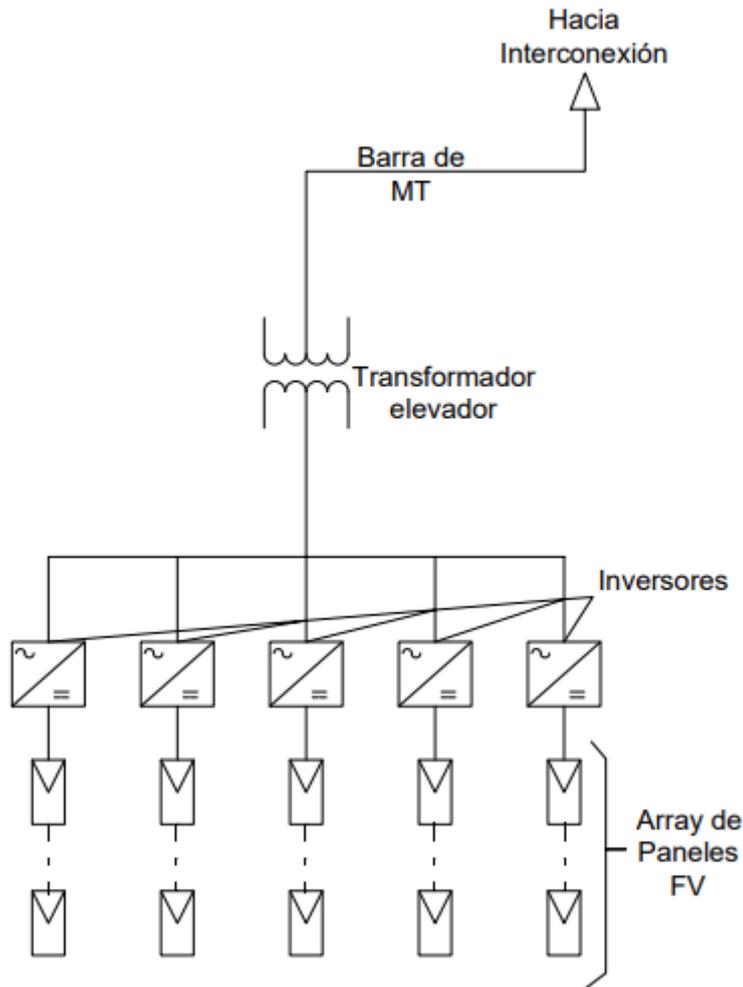
Se tomará en referencia la *IEEE Std 2778™-2020*, "IEEE Guide for Solar Power Plant Grounding for Personal Protection" (Guía IEEE para plantas de Energía Solar Puesta a Tierra para Protección Personal) y la *IEEE Std 80-2013*.

La guía, *IEEE Std 2778™-2020*, se ocupa principalmente del diseño del sistema de puesta a tierra para plantas de energía solar fotovoltaica montadas en el suelo que son propiedad de la empresa de servicios públicos y/o plantas solares fotovoltaicas a escala de 5MW o más. Su enfoque es sobre las diferencias en las prácticas de puesta a tierra de subestación (*IEEE Std 80*) y no está destinada a las subestaciones para interconectar la planta. Pero, si la subestación está incluida dentro de la planta *PV*, es posible que se aplique partes de esta guía. Del mismo modo, la *IEEE Std 2778™-2020* no incluye las plantas de energía solar en sistemas tipo techo, puesta a tierra de subestaciones o la protección contra rayo. La intención de la misma, es brindar orientación e información pertinente a las prácticas de puesta a tierra en las Plantas Solares *PV*, para la protección del personal para sistemas de 50Hz.

Entonces, el sistema de puesta a tierra de una Planta Solar *FV*, es la combinación de todos los objetos conectados a tierra por debajo del nivel del suelo dentro de la planta solar fotovoltaica (*SPP*), incluida la interconexión de la puesta a tierra a través de estructuras *SPP* por encima del nivel de suelo. Puede o no incluir la subestación de interconexión, dependiendo de si esta subestación está dentro o fuera de la *SPP*.

En este capítulo, no se detallará la malla de puesta a tierra de la *Estación De Interconexión* de la *SPP* o *El Solar*.

**Figura 105:** Diagrama Unifilar Simplificado.



Los lados de *CC* y *CA* de la *SPP* suelen estar aislados galvánicamente. Cuando se requiere la conexión a tierra del sistema de *CC*, los sistemas de conexión a tierra de *CC* y *CA* pueden estar unidos o ser funcionalmente puestos a tierra.

En sistemas *PV* con conexión a tierra, esta conexión a tierra, del sistema se realiza a través del dispositivo de protección contra fallas a tierra interno del inversor.

El sistema de puesta a tierra de la *SPP* está compuesto por el material de puesta a tierra bajo el nivel del suelo (*generalmente, conductor de cobre desnudo o de acero revestido de cobre y electrodos de puesta a tierra*), así como objetos metálicos interconectados sobre el nivel del suelo, como marcos de paneles, equipos y estructura de soporte. Estos objetos afectan el rendimiento del sistema de puesta a tierra cuando están unidos al sistema bajo nivel del suelo o se extienden por debajo del nivel de este.

Las conexiones de los objetos metálicos a menudo se realizan mediante la conexión de un punto de una fila de paneles al sistema de pat, en un extremo. En otros diseños, continua una conexión de pat a lo largo de la fila de paneles ya sea por encima o por debajo del nivel del suelo.

El tamaño de una Planta Solar Fotovoltaica típica hace que sea impráctico instalar una malla de conexión a tierra lo suficientemente densa para mantener un plano cercano de equipotencialidad, o instalar un revestimiento de roca triturada en toda la instalación.

Estas dos omisiones tienen un efecto aditivo en las implicaciones de protección del personal: la falta de roca triturada puede reducir significativamente los límites de voltaje de contacto y de paso permitidos y la falta de una malla densa da como resultado voltajes de paso y de contacto más alto.

Las áreas grandes y abiertas generalmente requieren menos conexión a tierra (similar al diseño de plantas de energía tradicionales), pero es fundamental prestar atención a los voltajes de paso y contacto en las cercanías de todo el equipo conductor expuesto.

Existen similitudes entre los sistemas de puesta a tierra SPP y las subestaciones tradicionales. Entonces, en gran parte se considera, también la *IEEE Std 80*. Porque la práctica general en el diseño de dicho sistema es producir un plano casi equipotencial a través de la instalación, o al menos alrededor del equipo puesto a tierra. Usando una malla relativamente densa, esto se logra a un nivel aceptable determinado al examinar los voltajes de malla, de contacto y de paso dentro del área del sistema de conexión a tierra.

Los métodos de cálculo manual de las SPP a menudo tienen cierto nivel de incertidumbre debido a las suposiciones que se requieren, particularmente la exclusión de la resistencia interna del conductor de puesta a tierra, que se vuelve significativa en grandes distancias. Muchas planillas o software también tienen sus limitaciones, incluido el tipo de estructura del suelo, el número máximo de conductores o a no tener en cuenta la impedancia propia y mutua del conductor.

El diseño de una pat para SPP a menudo utiliza sistemas auxiliares (como bandejas de cables, marcos fotovoltaicos, estructuras soporte) como parte del sistema pat. Estos sistemas auxiliares están principalmente sobre el nivel del suelo y, en la mayoría de los casos, proporcionan rutas eléctricamente continuas para que la corriente se distribuya a través del SPP.

Si los postes soporte están cubiertos con un revestimiento para la prevención de la corrosión, incrustados en un relleno de alta resistividad (grava), o si no están en contacto eléctrico sólido con el suelo nativo, su beneficio puede reducirse o eliminarse.

De manera similar, la resistividad eléctrica del acero es más alta que la del cobre, lo que puede resultar en una mayor caída de tensión a lo largo de la línea de paneles. También,

puede haber preocupaciones con respecto a la corrosión galvánica entre metales diferentes, al conectar el conductor de puesta a tierra a los marcos del equipo.

En lo que respecta a la puesta a tierra del cerco perimetral, es posible que no sea necesaria una conexión a tierra adicional si los postes del cerco son metálicos y están adheridos a cualquier material de malla de la cerca.

La separación entre el cerco y la planta puede estar relativamente dentro de los 6 m o más. En este caso hay un camino perimetral y esto reduce significativamente el acoplamiento conductivo entre el cerco y el equipo con falla. La unión del cerco hace que los voltajes se transfieran a este, lo que en muchos casos requeriría una cantidad significativa de conexión a tierra y/o superficie adicional a lo largo del cerco del sitio.

Para hacer, el caso del cerco perimetral, más práctico se recomienda analizar el sitio que exista falla o en varios lugares cerca del perímetro del sistema de puesta a tierra del SPP. Si el análisis indica que se exceden los límites de voltaje de contacto o de paso a lo largo del cerco se puede colocar una Pat localizada adicional y/o una superficie de roca triturada en esa área.

**Protección del Personal en SPP.** Un sistema de pat en SPP cumple con la misma función que un sistema de puesta a tierra tradicional. Esto incluye limitar los voltajes de contacto y de paso a los límites determinados en la IEEE Std 80. Bajo condiciones de falla, la protección del personal se examina por lo siguiente:

- **Tensión de Puesta a Tierra Ug.** Diferencia de potencial máxima que se produce entre una instalación de puesta a tierra y la tierra de referencia durante el paso de una corriente a tierra por dicha instalación.
- **Tensión de Contacto Uc.** Diferencia de potencial a la que puede quedar sometido el cuerpo humano entre la mano y el pie o entre una mano y la otra (distancia horizontal de aproximadamente 1 m entre partes afectadas).
- **Tensión de Contacto Efectiva.** Tensión de Contacto entre masas tocadas simultáneamente por una persona o un animal.
- **Tensión de Malla.** Tensión máxima que es posible encontrar dentro del sistema de puesta a tierra de la instalación (es una forma de tensión de contacto).
- **Tensión de paso Up.** Diferencia de potencial que aparece entre dos puntos separados por una distancia igual al paso normal humano (aprox. 1 m) sobre la superficie de apoyo de los pies.
- **Equipotencialización:** Conexión eléctrica para eliminar las diferencias de potencial entre piezas conductoras.
- **Voltaje Transferido.** Caso especial de la tensión de contacto en caso de transmisión de voltaje que entra o sale de la SPP a parte de o hacia un punto remoto externo al sitio de la SPP.

- **Máximo Potencial de Tierra (GPR ground potencial rise).** Máximo potencial eléctrico que la malla de puesta a tierra de una SPP puede alcanzar en relación a un punto de conexión a tierra lejana que se supone que está al potencial de tierra remota. Esta tensión, GPR, es igual a la corriente máxima de la malla por la resistencia de la malla.

$$V_{GPR} = I_G * R_g \quad (73)$$

- $I_G$  La máxima corriente drenada a tierra por la malla en amper.
- $R_g$  resistencia de la malla de puesta a tierra en ohm.

### **Suelo.**

Teniendo en cuenta que terreno seleccionado es de tamaño considerable, merece pruebas y modelo más extenso que las subestaciones o las centrales eléctricas tradicionales. Dichas pruebas se realizan en una variedad de ubicaciones con modelos de suelo desarrollados por profesionales específicos, para lograr capturar las diferencias locales en las características del suelo en toda la SPP.

Estos análisis de suelo escapan a los objetivos de este proyecto, y tiene que intervenir un equipo especializado ya que un estudio de suelo mal hecho y que no brinde suficiente información detallada sobre el terreno puede dar como resultado una mala interpretación de las condiciones de terreno y conducir a un diseño inadecuado. Impactando en costos y tiempo.

Se muestra a continuación algunas observaciones respecto al suelo del terreno seleccionado. Esta aproximación del tipo de suelo fue obtenida de las cartas de suelo que se encuentran en la Biblioteca de la UTN FRCon y de los datos proporcionados por la página de INTA.

Se pueden encontrar dos clases de suelo, la "serie yuquerí chico" que pertenece a la familia "arenosa sobre arcilla, silícea, no ácida, térmica" de los Udifluventes oxicos (aluvial antiguo, arenoso, rojizo sobre subsuelo arcilloso). Son terrenos arenosos a arena francos, rojizos, sobre materiales arcillo arenosos rojizos a 65–85 cm, generalmente con cantos rodados.

La primera capa, podría variar de arenoso arena franco con 5–12% de arcilla u con 70–90% de arena fina media.

Se parece a la "serie Yuquerí Grande" (Cuarzisamientos óxico) la cual tiene materiales arcilloso arenoso y franco arcillo–arenosos a profundidades mayores de 100 cm y localmente, a más de 2–3 m.

Bien drenado a algo excesivamente drenado; escurrimiento superficial moderado. Permeabilidad moderada (muy rápida en los horizontes superficiales y moderadamente lentos en los materiales subsuperficiales). Napa freática profunda.

Esta serie presenta erosión hídrica leve y existe una moderada susceptibilidad a la misma. Existe una leve erosión eólica en campos desnudos.

Para más información de esta serie, como los datos analíticos del perfil, se adjunta su hoja de datos en el anexo al final de este capítulo.

También, el suelo, puede pertenecer a la "serie Yuquerí Grande", perteneciente a la familia "no ácida, térmica" de los Cuarzamientos óxido (*suelo aluvial antiguo, arenoso, rojizo*).

Se describen como suelos muy arenosos (poseen más del 80% de esta fracción mineral), de característico color rojizo o rojo amarillento que yacen sobre materiales arcillosos que se encuentran a más de 120 cm de profundidad, siendo común encontrarlos también hasta los 200 cm de profundidad.

Los porcentajes de arcilla en los distintos horizontes oscilan entre 7-10%. Predomina arenas finas y medias y la cantidad de limo es despreciable (3%).

En todo el perfil es común encontrar cantos rodados, que se hacen más abundantes en el límite de la capa II. Los materiales de esta capa son muy rojizos, franco-arcillo-arenosos, con cantos rodados que se distribuyen erráticamente en toda la masa.

Es bien a excesivamente drenado, escurrimiento superficial moderado. Permeabilidad moderada. Napa freática profunda.

Para más detalles sobre este tipo de serie, se adjunta en su hoja de datos en el anexo al final del capítulo.

### ***Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra con Lineamientos IEEE Std 80-2000 y IEEE Std 2778-2020.***

#### **La Malla de PAT debe:**

1. Proveer de forma confiable durante todo el período de vida útil de la Planta Solar PV o Subestación Inteligente un valor de impedancia bajo que asegure:

i. Una rápida reflexión negativa que neutralice la sobretensión que envían a tierra descargadores y explosores,

ii. Un camino para las corrientes de fallas

iii. La conexión a tierra de los neutros de los transformadores,

iv. Asegurar que las partes metálicas de los equipos estén a potencial de tierra,

v. Asegurar el rápido, selectivo y correcto funcionamiento de las protecciones de tierra.

2. Soportar sin deteriorarse las corrientes de fallas y de descargas atmosféricas. Debe tenerse en cuenta en su diseño los posibles incrementos de la potencia de cortocircuito que podrían registrarse. Es muy difícil ampliar o mejorar la malla de PAT luego de construida.

3. Resistir la corrosión química y galvánica existente en el lugar de emplazamiento de la malla de forma de asegurar un funcionamiento aceptable durante la vida útil de la estación transformadora. Se debe seleccionar un material capaz de soportar la acción de los agentes químicos y electroquímicos existentes en el punto de emplazamiento de la malla.

4. Poseer buenas cualidades mecánicas, acordes con las exigencias de instalación y durante su vida útil.

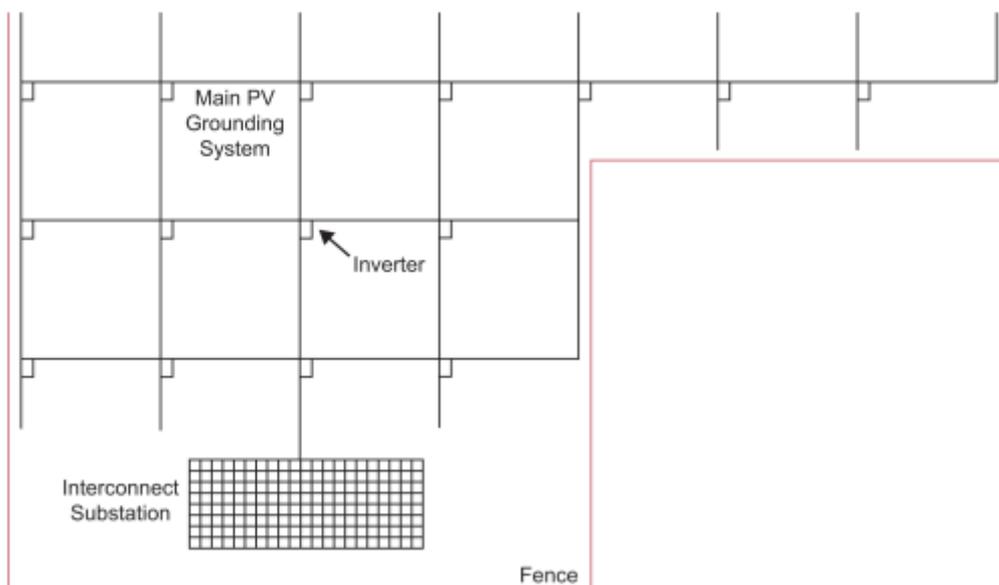
5. Ser económica, lo que debería ser la base de todos los cálculos ingenieriles. Existen aspectos económicos interesantes de considerar en el establecimiento de la cuadriga que conforma la malla como los materiales que se utilizan. En ese sentido, la evaluación debe corresponderse con el costo total, considerando un mínimo de treinta años que se espera de vida útil.

Primero se hará la malla correspondiente a la parte de los arrays, junto con el loop de los inversores. Es decir, un conductor de tierra que rodee al equipo inversor. Esta malla no necesita ser demasiado densa según lo expuesto por la IEEE 2778.

Por último, se calcula la Pat de la STS-3000K-H que, al ser una subestación, su malla será más densa que la correspondiente a la parte de los arrays.

Adoptando de esta manera el diseño, de la IEEE 2778.

Figura 106: Diseño Seleccionado para la Planta.



Nota. Adaptado de 5.3.3 General design approach. Pag,17, IEEE Guide for Solar Power Plant Grounding for Personnel Protection. IEEE Std 2778-2020.

### Cálculo de corriente admisible a través del cuerpo humano

$t_s := 0.45 \text{ s}$  tiempo de despeje de corriente de falla

$$I_B := \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \quad (74) \quad I_B = 0.234 \text{ A} \quad \text{Corriente admisible soportada por el cuerpo humano, para persona de 70 Kg}$$

$$I_{B50} := \frac{0.166}{\sqrt{t_s}} \quad (75) \quad I_{B50} = 0.247 \text{ A} \quad \text{Corriente admisible soportada por el cuerpo humano, para persona de 50 Kg}$$

$R_B := 1000 \ \Omega$  Resistencia del cuerpo humano entre manos-ambos pies como mano-mano y pié-pié.

$\rho := 200 \ \Omega\text{m}$  Resistividad del suelo a profundidad h, AEA 95402

$\rho_s := 1200 \ \Omega\text{m}$  Resistividad de la capa superficial

$h_s := 0.2 \text{ m}$  Espesor de la capa superficial de alta resistividad

$$k := \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s} = -0.714 \quad \text{Coeficiente de reflexión entre los dos tipos de suelo de resistividad diferente. (76)}$$

$$C_s := 1 - \frac{0.09 \cdot \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 \cdot h_s + 0.09} = 0.847 \quad \text{Factor de reducción de la capa superficial} \quad (77)$$

Verifica este valor teniendo en cuenta el gráfico de la fig. 11-pag. 22, IEEE 80:2000.

$b := 0.08$  m          radio del disco considerado debajo del pie

$$R_f := \frac{\rho_s}{4 \cdot b} \cdot C_s = 3.176 \times 10^3 \quad \Omega \quad (78)$$

La resistencia considerada para la tensión de contacto

$$R_{ft} := \frac{R_f}{2} = 1588 \quad \Omega \quad (79)$$

La resistencia considerada para la tensión de paso

$$R_{fs} := R_f \cdot 2 = 6352 \quad \Omega \quad (80)$$

La tensión de paso real deberá ser menor que la máxima tensión de paso tolerable para asegurar la seguridad de las personas.

Las tensiones reales de contacto de malla o de transferencia deben ser menores que la máxima tensión de contacto tolerable, para asegurar la seguridad de las personas.

Tensión de contacto tolerable

$$E_{\text{touch}} := I_B \cdot (R_B + R_{ft}) = 605.7 \quad \text{V} \quad (81)$$

Tensión de paso tolerable

$$E_{\text{step}} := I_B \cdot (R_B + R_{fs}) = 1720.7 \quad \text{V} \quad (82)$$

**Conductor a utilizar para la malla**

$I_f := 4 \text{ kA}$  Corriente de falla a tierra

$t_c := t_s$  duración de la corriente

Se considera un conductor de Cu comercial duro, y de tabla extraemos los valores de las constantes Tabla 1- pág. 46 De la IEEE Std 80:2013

$TCAP := 3.42 \frac{\text{J}}{\text{cm}^3 \cdot ^\circ\text{C}}$  Capacidad térmica

$\alpha_r := 0.00381 \frac{1}{^\circ\text{C}}$  Coeficiente térmico de resistividad a 20 °C

$\rho_r := 1.78 \mu\Omega\text{cm}$  Resistividad del conductor a 20 °C

$K_0 := 242$

$T_m := 1084 \text{ }^\circ\text{C}$  Temperatura de fusión del material del conductor

$T_a := 20 \text{ }^\circ\text{C}$  Temperatura ambiente

Tabla 41: Resistividad de una varilla de acero revestida.

Description	Material <sup>a</sup> conductivity (% IACS)	$\alpha_r$ factor <sup>a</sup> at 20 °C (1/°C)	$K_0$ at 0 °C (0°C)	Fusing <sup>a</sup> temperature $T_m$ (°C)	Resistivity <sup>a</sup> at 20 °C $\rho_r$ ( $\mu\Omega\text{-cm}$ )	Thermal <sup>a</sup> capacity $TCAP$ [ $\text{J}/(\text{cm}^3 \cdot ^\circ\text{C})$ ]
Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.003 93	234	1083	1.72	3.4
Copper, commercial hard-drawn	97.0	0.003 81	242	1084	1.78	3.4
Copper-clad steel wire	40.0	0.003 78	245	1084 <sup>c</sup>	4.40	3.8
Copper-clad steel wire	30.0	0.003 78	245	1084 <sup>c</sup>	5.86	3.8
Copper-clad steel rod	17.0	0.003 78	245	1084 <sup>c</sup>	10.1	3.8

Nota. Adaptado de 11.3.1.2 Resistivity of clad Steel rod. Pag,46, IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding. IEEE Std 80-2013.

### Sección mínima del conductor de tierra

La sección mínima de los conductores de tierra se determina en función de la corriente máx. previsible de falla.

$$A'_{\text{mm}^2} := I_f \cdot \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{\text{TCAP} \cdot 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = 9.4 \text{ mm}^2 \quad (83)$$

Se adopta un conductor de Cu (cobre) con alma de acero de 95 mm<sup>2</sup>

$$A_{\text{mm}^2} := 95 \text{ mm}^2$$

$$d_{\text{Cu}} := 0.0126 \text{ m}$$

El diseño de la red se ha mantenido, basado en un criterio de prevención de los daños producidos por corrosión, con sección mínima 90 mm<sup>2</sup> constituido por 7 hilos de Cu.

Por lo tanto, se adopta para este caso un conductor desnudo de acero/cobre tipo A-30 IRAM 2467 sección nominal 95 mm<sup>2</sup>, obtenido del catálogo de FACBSA, cuyo datos se adjuntan a continuación.

**Tabla 42: Catálogo de Cables.**

CABLES TIPO A-30 NORMA IRAM 2467

Sección nominal (mm <sup>2</sup> )	Sección real (mm <sup>2</sup> )	Diámetro nominal (mm)	Construc. cant. y diám (Nro. x Ø)	Masa aprox. (kg/km)	Resistencia Eléctrica (ohm /km)
16	15,70	5,6	3 X 2,58	128,5	4,03
25	24,90	7,0	3 X 3,25	203,9	2,54
35	34,93	7,6	7 X 2,52	286,7	1,84
50	49,49	9,0	7 X 3,00	406,3	1,30
70	70,00	10,7	7 X 3,56	572,1	0,92
95	91,00	12,2	7 X 4,06	744,1	0,71
120	112,00	13,5	7 X 4,51	918,2	0,57
120	114,00	13,8	19 X 2,76	927,0	0,52

*Nota. Adaptado de Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra en una Estación Transformadora, pág. 4, Norma ANSI/IEEE Standard 80-2000. UTN. Facultad Regional Rosario. (2013).*

**Cálculo de la resistencia de la malla de puesta a tierra.**

Aplicando ecuaciones de Schwarz que combina la resistencia de la malla, de las jabalinas y la resistencia mutua

$$R_g = \frac{R_1 \cdot R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2 \cdot R_m} \quad (84)$$

Resistencia de la malla de puesta a tierra

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi \cdot L_c} \cdot \left( \ln \left( \frac{2 \cdot L_c}{a'} \right) + \frac{k_1 \cdot L_c}{\sqrt{A}} - k_2 \right) \quad (85)$$

Resistencia del conjunto de jabalinas

$$R_2 = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot n_r \cdot L_r} \cdot \left[ \ln \left( \frac{4 \cdot L_r}{d_r} \right) - 1 + \frac{2 \cdot k_1 \cdot L_r}{\sqrt{A}} \cdot (\sqrt{n_r} - 1)^2 \right] \quad (86)$$

Resistencia mutua entre la malla y el conjunto de jabalinas

$$R_m = \frac{\rho}{\pi \cdot L_c} \cdot \left( \ln \left( \frac{2 \cdot L_c}{L_R} \right) + \frac{k_1 \cdot L_c}{\sqrt{A}} - k_2 + 1 \right) \quad (87)$$

La instalación considerada tiene las siguientes dimensiones:

$L_x := 74.72 \text{ m}$

Longitud en el sentido eje x

$L_y := 148 \text{ m}$

Longitud en el sentido del eje y

Consideraremos una grilla de 8 m x 8 m

$$d_x := 8 \text{ m} \quad d_y := 8 \text{ m}$$

$$N_x := \frac{L_x}{d_x} = 9.34 \quad (88) \quad \text{número de ramas de conductor en el eje x}$$

$$N_y := \frac{L_y}{d_y} = 18.5 \quad (89) \quad \text{número de ramas de conductor en el eje y}$$

$$h := 0.8 \text{ m} \quad \text{Profundidad de implantación de la malla}$$

$$a' := \sqrt{d_{cu} \cdot h} = 0.1 \quad (90) \quad \text{para conductores enterrados a la profundidad h}$$

$$L_c := N_x \cdot L_x + N_y \cdot L_y = 3435.9 \text{ m} \quad \text{Longitud total de conductor componente de la malla} \quad (91)$$

$$A_m := L_x \cdot L_y = 1.106 \times 10^4 \text{ m}^2 \quad \text{Area total cubierta por la malla} \quad (92)$$

**Geometría de la Red.** La disposición de la malla es la siguiente, el espaciamiento entre conductores es de 8 m a lo ancho (horizontal) y de 8 m a lo largo (vertical), y la profundidad de empotramiento en el suelo de 0.8 m.

Las cantidades de conductores de la red, son los siguientes:

A lo largo de la malla (Horizontales).....17 conductores en paralelo.

A lo ancho de la malla (Verticales).....10 conductores en paralelo.

La cantidad en metros que se requiere para cubrir toda el área horizontal y vertical son 3435.9 m, ec. 91.

**Contribución de las Jabalinas.** Las jabalinas de neutros y descargadores se vinculan a la malla de tierra y deben ser tenidas en cuenta al determinar el valor total del sistema de puesta a tierra.

Así mismo, cuando es difícil alcanzar los valores pretendidos con la malla solamente, el uso de jabalinas es el recurso adecuado para alcanzar dichos valores.

Debido a su influencia mutua, la resistencia total de la combinación "red horizontal de conductores-electrodos verticales" es menor que cualquiera de los componentes separados pero mayor que la resistencia de su conexión en paralelo.

Se utilizarán 9 jabalinas tipo Cooperweld de 3 m diám. 5/8"

$L_r := 3$  Longitud de jabalina

$d_r := 0.016$  m Diámetro de jabalina

$n_r := 9$  Cantidad de jabalinas utilizadas

$L_R := n_r \cdot L_r = 27$  Longitud total de jabalinas utilizadas (93)

Constantes  $k_1$  y  $k_2$ , se obtiene de gráfico fig. 25- pag. 67 o aplicando fórmula IEEE Std 80: 2000

Para entrar en estas tablas es necesario calcular la relación largo-ancho de la malla de PAT.

$$\frac{L_y}{L_x} = 1.981 \quad (93.1) \quad \text{Relación LARGO-ANCHO de la malla}$$

$$k_1 := \text{if} \left( h < \frac{\sqrt{A_m}}{10}, -0.05 \cdot \frac{L_y}{L_x} + 1.2, -0.05 \cdot \frac{L_y}{L_x} + 1.13 \right) = 1.101 \quad (94)$$

$$k_2 := \text{if} \left( h < \frac{\sqrt{A_m}}{10}, 0.1 \cdot \frac{L_y}{L_x} + 4.68, -0.05 \cdot \frac{L_y}{L_x} + 4.4 \right) = 4.878 \quad (95)$$

Con estos resultados estamos en condiciones de calcular la resistencia de dispersión a tierra.

$$R_1 := \frac{\rho}{\pi \cdot L_c} \cdot \left( \ln \left( \frac{2 \cdot L_c}{a'} \right) + \frac{k_1 \cdot L_c}{\sqrt{A_m}} - k_2 \right) = 0.782 \quad \Omega \quad (96)$$

$$R_2 := \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot n_r \cdot L_r} \cdot \left[ \ln \left( \frac{4 \cdot L_r}{d_r} \right) - 1 + \frac{2 \cdot k_1 \cdot L_r}{\sqrt{A_m}} \cdot (\sqrt{n_r} - 1)^2 \right] = 6.922 \quad \Omega \quad (97)$$

$$R_m := \frac{\rho}{\pi \cdot L_c} \cdot \left( \ln \left( \frac{2 \cdot L_c}{L_R} \right) + \frac{k_1 \cdot L_c}{\sqrt{A_m}} - k_2 + 1 \right) = 0.697 \quad \Omega \quad (98)$$

$$R_g := \frac{R_1 \cdot R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2 \cdot R_m} = 0.781 \quad \Omega \quad (99)$$

El valor de la resistencia de tierra ( $R_g$ ) nos da  $0.781 \Omega$ , siendo lo normativo una resistencia menor a  $10 \Omega$ .

### Potencial GPR

Factor de incremento de  $I_f$  durante la vida útil de la malla

$$C_p := 1$$

Factor de distribución de la corriente de falla

$$S_f := 1$$

Factor de asimetría de onda

$$D_f := 1$$

$$I_g := C_p D_f S_f I_f \quad (100)$$

$$\text{GPR} := I_g \cdot R_g = 3.125 \text{ kV} \quad (101)$$

$$E_{\text{touch}} = 605.7 \text{ V}$$

$$\text{Malla} := \text{if}(\text{GPR} \cdot 1000 \leq E_{\text{touch}}, \text{"Verifica"}, \text{"Calcular Em y Es"}) \quad (102)$$

Malla = "Calcular Em y Es"

### Cálculo tensión de malla

Los valores de tensión de malla se obtienen como un producto del factor geométrico,  $K_m$ ; un factor de corrección,  $K_i$ , que da cuenta de algunos de los errores introducidos por los supuestos hechos en la obtención de  $K_m$ , la resistividad del terreno,  $\rho$ , y la corriente media por unidad de longitud efectiva del conductor enterrado de puesta a tierra ( $I_g/L_m$ ).

$$E_{\text{mesh}} = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L_M} \quad (103)$$

$$D := \text{if}(d_x < d_y, d_y, d_x) = 8 \quad \text{Distancia entre conductores paralelos, la mayor de los dos ejes (104)}$$

$$K_{ij} := 1 \quad \text{Para mallas con jabalinas en el perímetro o en las esquinas de la misma}$$

$$h_0 := 1 \text{ m}$$

Profundidad de referencia de la malla.

$$K_h := \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = 1.342 \quad (105)$$

Teniendo en cuenta forma de la malla, si es cuadrada, rectangular o irregular, factor que representa el número efectivo de conductores de la misma

$$L_p := 2 \cdot (L_x + L_y) = 445.44 \quad \text{perímetro de la malla} \quad (106)$$

$$n_a := \frac{2 \cdot L_c}{L_p} = 15.427 \quad (107)$$

$n_b := 1$  para mallas cuadradas

$n_c := 1$  para mallas cuadradas y rectangulares

$n_d := 1$  para mallas cuadradas, rectangulares y en L

$$n := n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d = 15.427 \quad (108)$$

$$K_m := \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left[ \frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d_{cu}} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d_{cu}} - \frac{h}{4 \cdot d_{cu}} \right] + \frac{K_{ij}}{K_h} \cdot \ln \left[ \frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot n - 1)} \right] \quad (109)$$

$$K_m = 0.696$$

$$K_i := 0.644 + 0.148 \cdot n = 2.927 \quad (110)$$

Para mallas con jabalinas en las esquinas así como también en el perímetro y en su interior

$$L_M := L_c + \left[ 1.55 + 1.22 \cdot \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] \cdot L_R = 3478.3 \text{ m} \quad (111)$$

Finalmente, la tensión de malla será:

$$E_{\text{mesh}} := \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g \cdot 1000}{L_M} = 468 \text{ V} \quad (112)$$

El valor obtenido de tensión de malla (468 V) es inferior al valor límite de tensión de contacto:

$$E_{\text{touch}} = 605.7 \text{ V}$$

### **Tensión de paso real calculado con la malla considerada**

Los valores de tensión de paso se obtienen como un producto del factor geométrico,  $K_s$ ; un factor de corrección,  $K_i$ , la resistividad del terreno,  $\rho$ , y la corriente media por unidad de longitud efectiva del conductor enterrado de puesta a tierra,  $(I_g/L_s)$ .

$$E_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_g}{L_s} \quad (113)$$

$$K_i = 2.927 \quad \text{Calculado}$$

$$n = 15.427 \quad \text{Calculado}$$

$$D = 8$$

$$h = 0.8$$

$$\rho = 200$$

Se supone que la tensión de paso se produce a una distancia de 1 m Para la profundidad de enterramiento de 0.25 m < h < 2.5 m.

$$K_s := \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0.5^{n-2}) \right] = 0.275 \quad (114)$$

Para malla con o sin jabalinas, la longitud efectiva de conductor enterrado,  $L_s$ , es:

$$L_s := 0.75 \cdot L_C + 0.85 \cdot L_R = 2599.864 \text{ m} \quad (115)$$

Finalmente, se calcula la tensión de paso:

$$E_s := \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_g \cdot 1000}{L_s} = 247.6 \text{ V} \quad (116)$$

La tensión de paso obtenida 247,6 v es inferior al valor límite de tensión de paso:

$$E_{\text{step}} = 1720.7 \text{ V}$$

Luego, aplicando el criterio:

$$\text{Diseño} := \text{if}[(E_{\text{mesh}} < E_{\text{touch}})(E_s < E_{\text{step}}), \text{"Verifica"}, \text{"Rediseñar malla"}] \quad (117)$$

$$\text{Diseño} = \text{"Verifica"}$$

Una vez verificada la malla de puesta a tierra del área de los arrays, se procede a calcular la malla de Pat de la STS-3000K-H1. Esta malla, se vuelve más densa, como lo expuesto en la fig. 100.

### *Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra de STS-3000-H1 con Lineamiento IEEE*

*Std 80:2000.*

#### **Cálculo de corriente admisible a través del cuerpo humano**

$$t_s := 0.45 \text{ s} \quad \text{tiempo de despeje de corriente de falla}$$

$$I_B := \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} = 0.234 \text{ A} \quad (118) \quad \text{Corriente admisible soportada por el cuerpo humano, para persona de 70 kg}$$

$$I_{B50} := \frac{0.166}{\sqrt{t_s}} = 0.247 \text{ A} \quad (119) \quad \text{Corriente admisible soportada por el cuerpo humano, para persona de 50 kg}$$

$$R_B := 1000 \ \Omega \quad \text{Resistencia del cuerpo humano entre manos-ambos pies como mano-mano y pié-pié.}$$

$$\rho := 200 \ \Omega\text{m} \quad \text{Resistividad del suelo a profundidad h, AEA 95402}$$

$$\rho_s := 3500 \ \Omega\text{m} \quad \text{Resistividad de la capa superficial}$$

$$h_s := 0.4 \text{ m} \quad \text{Espesor de la capa superficial de alta resistividad}$$

$$k := \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s} = -0.999 \quad (120) \quad \text{Coeficiente de reflexión entre los dos tipos de suelo de resistividad diferente.}$$

$$C_s := 1 - \frac{0.09 \cdot \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 \cdot h_s + 0.09} = 0.899 \quad (121) \quad \text{Factor de reducción de la capa superficial}$$

Verifica este valor teniendo en cuenta el gráfico de la fig. 11- pag. 22, IEEE 80:2000.

$b := 0.08$  m                      radio del disco considerado debajo del pie

$$R_f := \frac{\rho_s}{4 \cdot b} \cdot C_s = 9.832 \times 10^5 \ \Omega \quad (122)$$

La resistencia considerada para la tensión de contacto

$$R_{ft} := \frac{R_f}{2} = 4.9 \times 10^5 \ \Omega \quad (123)$$

La resistencia considerada para la tensión de paso

$$R_{fs} := R_f \cdot 2 = 2 \times 10^6 \ \Omega \quad (124)$$

La tensión de paso real deberá ser menor que la máxima tensión de paso tolerable para asegurar la seguridad de las personas.

Las tensiones reales de contacto de malla o de transferencia deben ser menores que la máxima tensión de contacto tolerable, para asegurar la seguridad de las personas.

#### Tensión de contacto tolerable

$$E_{\text{touch}} := I_B \cdot (R_B + R_{ft}) = 1.2 \times 10^5 \ \text{V} \quad (125)$$

#### Tensión de paso tolerable

$$E_{\text{step}} := I_B \cdot (R_B + R_{fs}) = 4.6 \times 10^5 \ \text{V} \quad (126)$$

#### Conductor a utilizar para la malla

$I_f := 4$  kA                                      corriente de falla a tierra

$t_c := t_s$     duración de la corriente

Se considera un conductor de Cu comercial duro, y de tabla extraemos los valores de las constantes Tabla 1- pág. 46, IEEE Std 80:2013

$$\text{TCAP} := 3.42 \frac{\text{J}}{\text{cm}^3 \cdot ^\circ\text{C}} \quad \text{Capacidad térmica}$$

$\alpha_r := 0.00381 \frac{1}{^\circ\text{C}}$	Coefficiente térmico de resistividad a 20 °C
$\rho_r := 1.78 \mu\Omega\text{cm}$	Resistividad del conductor a 20 °C
$K_0 := 242$	
$T_m := 1084 \text{ }^\circ\text{C}$	Temperatura de fusión del material del conductor
$T_a := 20 \text{ }^\circ\text{C}$	Temperatura ambiente

Seguendo la tabla 41, se selecciona el mismo conductor que el seleccionado para la malla de pat de los arrays, para mantener las mismas características.

### Sección mínima del conductor de tierra

La sección mínima de los conductores de tierra se determina en función de la corriente máx. previsible de falla.

$$A'_{\text{mm}^2} := I_f \cdot \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{\text{TCAP} \cdot 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = 9.4 \text{ mm}^2 \quad (127)$$

Se adopta un conductor de Cu (cobre) con alma de acero de 95 mm<sup>2</sup>

$$A_{\text{mm}^2} := 95 \text{ mm}^2$$

$$d_{\text{Cu}} := 0.0126 \text{ m}$$

El diseño de la red se ha mantenido, basado en un criterio de prevención de los daños producidos por corrosión, con sección mínima 90 mm<sup>2</sup> constituido por 7 hilos de Cu.

Por lo tanto, se adopta para este caso un conductor desnudo de acero/cobre tipo A-30 IRAM 2467 sección nominal 95 mm<sup>2</sup>, obtenido del catálogo de FACBSA, cuyo datos se adjuntan a continuación.

El conductor seleccionado del catálogo, es el mismo, que el expuesto en tabla 42.

### Cálculo de la resistencia de la malla de puesta a tierra.

Aplicando ecuaciones de Schwarz que combina la resistencia de la malla, de las jabalinas y la resistencia mutua

$$R_g = \frac{R_1 \cdot R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2 \cdot R_m} \quad (128)$$

### Resistencia de la malla de puesta a tierra

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi \cdot L_c} \cdot \left( \ln \left( \frac{2 \cdot L_c}{a'} \right) + \frac{k_1 \cdot L_c}{\sqrt{A}} - k_2 \right) \quad (129)$$

### Resistencia del conjunto de jabalinas

$$R_2 = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot n_r \cdot L_r} \cdot \left[ \ln \left( \frac{4 \cdot L_r}{d_r} \right) - 1 + \frac{2 \cdot k_1 \cdot L_r}{\sqrt{A}} \cdot (\sqrt{n_r} - 1)^2 \right] \quad (130)$$

### Resistencia mutua entre la malla y el conjunto de jabalinas

$$R_m = \frac{\rho}{\pi \cdot L_c} \cdot \left( \ln \left( \frac{2 \cdot L_c}{L_R} \right) + \frac{k_1 \cdot L_c}{\sqrt{A}} - k_2 + 1 \right) \quad (131)$$

La instalación considerada tiene las siguientes dimensiones:

$L_x := 11$  m Longitud en el sentido eje x

$L_y := 6$  m Longitud en el sentido del eje y

Consideraremos una grilla de 2.5 m x 2.5 m

$d_x := 2.5$  m  $d_y := 2.5$  m

$N_x := \frac{L_x}{d_x} = 4.4$  (132) número de ramas de conductor en el eje x

$N_y := \frac{L_y}{d_y} = 2.4$  (133) número de ramas de conductor en el eje y

$h := 0.8$  m Profundidad de implantación de la malla

$a' := \sqrt{d_{cu} \cdot h} = 0.1$  (134) para conductores enterrados a la profundidad h

$L_c := N_x \cdot L_x + N_y \cdot L_y = 62.8$  m (135) Longitud total de conductor componente de la malla

$A_m := L_x \cdot L_y = 66$  m<sup>2</sup> (136) Area total cubierta por la malla

Se utilizarán 15 jabalinas tipo Cooperweld de 3 m diám. 3/4"

$$L_r := 3 \quad \text{Longitud de jabalina}$$

$$d_r := 0.01905 \text{ m} \quad \text{Diámetro de jabalina}$$

$$n_r := 15 \quad \text{Cantidad de jabalinas utilizadas}$$

$$L_R := n_r \cdot L_r = 45 \quad (137) \quad \text{Longitud total de jabalinas utilizadas}$$

Constantes  $k_1$  y  $k_2$ , se obtiene de gráfico fig. 25- pag. 67 o aplicando fórmula IEEE Std 80:2000.

Para entrar en estas tablas es necesario calcular la relación largo-ancho de la malla de PAT.

$$\frac{L_y}{L_x} = 0.545 \quad (138) \quad \text{Relación LARGO-ANCHO de la malla}$$

$$k_1 := \text{if} \left( h < \frac{\sqrt{A_m}}{10}, -0.05 \cdot \frac{L_y}{L_x} + 1.2, -0.05 \cdot \frac{L_y}{L_x} + 1.13 \right) = 1.173 \quad (139)$$

$$k_2 := \text{if} \left( h < \frac{\sqrt{A_m}}{10}, 0.1 \cdot \frac{L_y}{L_x} + 4.68, -0.05 \cdot \frac{L_y}{L_x} + 4.4 \right) = 4.735 \quad (140)$$

Con estos resultados estamos en condiciones de calcular la resistencia de dispersión a tierra.

$$R_1 := \frac{\rho}{\pi \cdot L_c} \cdot \left( \ln \left( \frac{2 \cdot L_c}{a'} \right) + \frac{k_1 \cdot L_c}{\sqrt{A_m}} - k_2 \right) = 11.62 \quad \Omega \quad (141)$$

$$R_2 := \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot n_r \cdot L_r} \cdot \left[ \ln \left( \frac{4 \cdot L_r}{d_r} \right) - 1 + \frac{2 \cdot k_1 \cdot L_r}{\sqrt{A_m}} \cdot (\sqrt{n_r} - 1)^2 \right] = 8.909 \quad \Omega \quad (142)$$

$$R_m := \frac{\rho}{\pi \cdot L_c} \cdot \left( \ln \left( \frac{2 \cdot L_c}{L_R} \right) + \frac{k_1 \cdot L_c}{\sqrt{A_m}} - k_2 + 1 \right) = 6.445 \quad \Omega \quad (143)$$

$$R_g := \frac{R_1 \cdot R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2 \cdot R_m} = 8.114 \quad \Omega \quad (144)$$

El valor de la resistencia  $R_g$  nos da menor a  $10 \Omega$ , por lo tanto, verifica.

### Potencial GPR

Factor de incremento de  $I_f$  durante la vida útil de la malla

$$C_p := 1$$

Factor de distribución de la corriente de falla

$$S_f := 1$$

Factor de asimetría de onda

$$D_f := 1$$

$$I_g := C_p D_f S_f I_f \quad (145)$$

$$\text{GPR} := I_g \cdot R_g = 32.456 \text{ kV} \quad (146)$$

$$E_{\text{touch}} = 1.2 \times 10^5 \text{ V}$$

$$\text{Malla} := \text{if}(\text{GPR} \cdot 1000 \leq E_{\text{touch}}, \text{"Verifica"}, \text{"Calcular Em y Es"}) \quad (147)$$

$$\text{Malla} = \text{"Verifica"}$$

### Cálculo tensión de malla

Los valores de tensión de malla se obtienen como un producto del factor geométrico,  $K_m$ ; un factor de corrección,  $K_i$ , que da cuenta de algunos de los errores introducidos por los supuestos hechos en la obtención de  $K_m$ , la resistividad del terreno,  $\rho$ , y la corriente media por unidad de longitud efectiva del conductor enterrado de puesta a tierra ( $I_G/L_m$ ).

$$E_{\text{mesh}} = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L_M} \quad (103)$$

$$D := \text{if}(d_x < d_y, d_y, d_x) = 2.5 \quad \text{Distancia entre conductores paralelos, la mayor de los dos ejes}$$

$$K_{ij} := 1 \quad \text{Para mallas con jabalinas en el perímetro o en las esquinas de la misma}$$

$h_0 := 1$  m Profundidad de referencia de la malla.

$$K_h := \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = 1.342 \quad (105)$$

Teniendo en cuenta forma de la malla, si es cuadrada, rectangular o irregular, factor que representa el número efectivo de conductores de la misma

$$L_p := 2 \cdot (L_x + L_y) = 34 \text{ m} \quad (148) \quad \text{perímetro de la malla}$$

$$n_a := \frac{2 \cdot L_c}{L_p} = 3.694 \quad (149)$$

$n_b := 1$  para mallas cuadradas

$n_c := 1$  para mallas cuadradas y rectangulares

$n_d := 1$  para mallas cuadradas, rectangulares y en L

$$n := n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d = 3.694 \quad (150)$$

$$K_m := \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left[ \frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d_{cu}} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d_{cu}} - \frac{h}{4 \cdot d_{cu}} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left[ \frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot n - 1)} \right] \quad (151)$$

$$K_m = 0.606$$

$$K_i := 0.644 + 0.148 \cdot n = 1.191 \quad (152)$$

Para mallas con jabalinas en las esquinas así como también en el perímetro y en su interior

$$L_M := L_c + \left[ 1.55 + 1.22 \cdot \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] \cdot L_R = 145.7 \text{ m} \quad (153)$$

Finalmente, la tensión de malla será:

$$E_{\text{mesh}} := \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g \cdot 1000}{L_M} = 3964 \text{ V} \quad (154)$$

El valor obtenido de tensión de malla (3964 v) es inferior al valor límite de tensión de contacto:

$$E_{\text{touch}} = 1.2 \times 10^5 \text{ V} \quad (155)$$

**Tensión de paso real calculado con la malla considerada**

Los valores de tensión de paso se obtienen como un producto del factor geométrico,  $K_S$ ; un factor de corrección,  $K_i$ , la resistividad del terreno,  $\rho$ , y la corriente media por unidad de longitud efectiva del conductor enterrado de puesta a tierra,  $(I_G/L_S)$ .

$$E_S = \frac{\rho \cdot K_S \cdot K_i \cdot I_G}{L_S} \quad (113)$$

$K_i = 1.191$       calculado

$n = 3.694$       calculado

$D = 2.5$

$h = 0.8$

$\rho = 200$

Se supone que la tensión de paso se produce a una distancia de 1 m Para la profundidad de enterramiento de 0.25 m < h < 2.5 m.

$$K_S := \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0.5^{n-2}) \right] = 0.383 \quad (156)$$

Para malla con o sin jabalinas, la longitud efectiva de conductor enterrado,  $L_S$ , es:

$$L_S := 0.75 \cdot L_C + 0.85 \cdot L_R = 85.35 \text{ m} \quad (157)$$

Finalmente, se calcula la tensión de paso:

$$E_S := \frac{\rho \cdot K_S \cdot K_i \cdot I_G \cdot 1000}{L_S} = 4278.8 \text{ V} \quad (158)$$

La tensión de paso obtenida 4278.8 v es inferior al valor limite de tensión de paso:

$$E_{\text{step}} = 4.6 \times 10^5 \text{ V}$$

Luego, aplicando el criterio:

$$\text{Diseño} := \text{if} \left[ (E_{\text{mesh}} < E_{\text{touch}}) (E_S < E_{\text{step}}), \text{"Verifica"}, \text{"Rediseñar malla"} \right] \quad (159)$$

Diseño = "Verifica"

Se adjunta al anexo de este capítulo, la vista en planta de la malla PAT seleccionada.

ANEXO CAP. 4

## Capítulo 5

### Estudio de Impacto Ambiental.

En este capítulo se dará una breve introducción del estudio de impacto ambiental que tiene una Planta Solar Fotovoltaica. Abordando cuestiones comunes de los estudios de impacto ambiental para proyectos de energía solar fotovoltaica.

#### *Consideraciones Previas.*

El sector de energía es el más importante en términos de generación emisiones de gases de efecto invernadero (GEIs) conforme lo establecido en el plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático y en el marco de la contribución nacional presentada ante las Naciones Unidas. Por tal motivo es el sector que presenta el mayor potencial de mitigación.

En este marco, el sector de las energías renovables se encuentra en desarrollo, lo que constituye una gran oportunidad para incorporar buenas prácticas ambientales desde etapas tempranas del diseño de los proyectos y la elaboración de los estudios de impacto ambiental.

El capítulo brindará lineamientos conceptuales y metodológicos, así como recomendaciones sobre buenas prácticas para la identificación y evaluación de impactos ambientales en este proyecto de Planta Solar Fotovoltaica.

El estudio se hará a través de la contratación de una empresa que se encargue de llevar a cabo el estudio de impacto ambiental de la Planta. Pero, en este capítulo, se explicará las partes necesarias a tener en cuenta.

Para su elaboración se consideró la "Guía para la Evaluación de los Impactos Ambientales de Proyectos de Energías Renovables" de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2019, aprobada por Resolución SAyDS N° 337/19.

Esta guía considera bibliografía nacional e internacional, incluyendo las propuestas metodológicas de los organismos especializados y lecciones aprendidas de proyectos en operación en Argentina. Se debe tener en cuenta que cuando se debe elaborar un estudio específico por proyecto, según sus características particulares, el lugar de emplazamiento y el marco normativo de la provincia.

Se exige que el equipo de especialista al que se le adjudique dicho proyecto cuente con experiencia específica en proyectos de plantas solares fotovoltaicas y posean conocimientos acabados de la región bioclimática en la que se lo desea implantar.

La estructura típica del Estudio de Impacto Ambiental es la siguiente:

- Índice
- Abreviaturas y acrónimos
- Resumen Ejecutivo
- Presentación

- Descripción del Proyecto
- Evaluación de Alternativas
- Marco Normativo e Institucional
- Definición del área de influencia
- Línea de base o diagnóstico Ambiental
- Análisis de sensibilidad ambiental
- Análisis de impactos ambientales
- Medidas de mitigación
- Plan de Gestión Ambiental
- Conclusiones
- Bibliografía
- Anexos.

Este proyecto tiene como objetivo enmarcarse en una política de desarrollo de energía renovable en la región de Concordia. Como, también, generar que la provincia de Entre Ríos participe en los programas nacionales de energía renovables, puesto que su potencial para el desarrollo de Energía Solar Fotovoltaica es elevado por los valores de radiación que se puede encontrar en el territorio.

Esta Planta Solar FV aportará al proyecto de la diversificación de la matriz energética nacional en miras al cumplimiento de la participación de las energías renovables establecidas en la Ley N°27.191, la capacidad de expansión de la potencia instalada (en función de la potencia instalada por región y por tecnología) así como el reemplazo del consumo de combustibles fósiles durante la vida útil del proyecto y su contribución a la mitigación del cambio climático. (Gases de Efecto Invernadero evitados durante la vida útil de la Planta, tomando distintos combustibles fósiles).

Empezando por la localización del proyecto: se consideró que el terreno no sea apto para cultivo. Esto se puede tomar como un mínimo requerimiento de factibilidad técnica y económica, para emplazar una planta solar FV.

Otro de los ítems importantes, además de considerar la construcción y operación de la Planta generadora, fue la línea de transmisión y estación de interconexión para poder conectarse al sistema de distribución de Concordia.

En este caso, la Cooperativa Eléctrica de Concordia, tiene una línea de transmisión planificada en frente de donde se va a emplazar la Planta Solar.

*Figura 107: Final de la Traza de la Línea.*



*Figura 108: Postes Ubicados en la Traza Nueva.*



### ***Actividades de un Proyecto de Energía Solar.***

Las actividades principales para la etapa constructiva son: acondicionamiento del terreno para el emplazamiento; utilización de vehículos y maquinarias; transporte de insumos, residuos y mano de obra; construcción de caminos; excavación, construcción y montaje de la infraestructura de generación; construcción y montaje de la base para la STS-3000K-H1; tendido eléctrico (subterráneo).

Para la etapa operativa: funcionamiento de la Planta Solar; limpieza y mantenimiento de los inversores, estación transformadora inteligente y paneles solares. Mantenimiento del equipamiento eléctricos, sala de celdas y caminos.

Y en caso de desmantelamiento y cierre: retiro de infraestructura de la planta y la restauración del emplazamiento.

### ***Impactos Específicos de Los Proyectos de Energía Solar.***

**Afectación de la Calidad del Suelo y su Suelo.** Este tipo de proyecto tiene una alta ocupación de superficie, en los sitios donde se implanta, En este sentido, la afectación del uso del suelo resulta relevante.

Los paneles fotovoltaicos pueden cambiar significativamente el clima local al nivel del suelo en magnitudes que podrían afectar los procesos fundamentales suelo-vegetación que gobierna las dinámicas del ciclo de carbono.

La instalación de paneles fotovoltaicos sobre el suelo puede afectar el albedo superficial, generando sombras e interceptando la precipitación y la deposición atmosférica, como así también influenciar en la velocidad del viento y turbulencia a nivel superficial (Armstrong. A. Et al 2014).

La aplicación de un sistema fotovoltaico en tierras cultivables elimina completamente esta capacidad; y difícilmente puedan generarse medidas de mitigación efectivas. En ese sentido, desde el diseño del proyecto debe tenerse en cuenta la productividad actual o potencial del suelo que se reemplaza por el nuevo uso.

Algunas de las medidas de mitigación y control recomendadas son:

- Evitar suelos productivos o que puedan constituir hábitat de especies sensibles (*Armstrong A. et al, 2014*).
- Evaluar el uso compartido del suelo, generando condiciones que puedan albergar otras actividades productivas en paralelo.
- Realizar el mantenimiento periódico de las instalaciones a fin de detectar desgastes, roturas, entre otros aspectos, con carácter preventivo.
- Realizar monitoreos permanentes (inspecciones visuales), a los fines de detectar pérdidas.
- Restaurar suelos al final de la vida útil del proyecto.

Citando, a nivel internacional, el programa de la Agencia Ambiental de Estados Unidos (USEPA) que permite la instalación de Plantas Solares en suelos que han quedado degradados y estigmatizados por actividades pasadas, denominados "Brownfields", integrando el desarrollo de energías renovables con el Superfund y los programas de saneamiento de suelos.

**Impactos en la Biodiversidad.** La demanda extensiva de superficie para la disposición de los paneles solares, el efecto barrera, y la alteración del ecosistema del suelo, afecta la biodiversidad por pérdida de hábitat y disturbio en áreas críticas. Por tal motivo, los estudios de línea de base de proyectos de energía solar, deben prestar especial atención a la superficie afectada en términos de hábitat.

Se debe considerar las distintas categorías de área de conservación establecidas en la Estrategia Nacional de Biodiversidad y las especies amenazadas incluidas en los reportes nacionales o internacionales, s (ej. lista roja de UICN), así como las especies protegidas definidas normativamente, tanto a nivel nacional ( leyes nacionales N° 22.421 y 24.375) como a nivel provincial. Además, se deben considerar las especies migratorias que utilizan el sitio y otras especies que sean consideradas prioritarias para la conservación.

Asimismo, se debe contar con información sobre los hábitats a diferentes escalas: a nivel del sitio (condición o calidad de los hábitats), a escala de paisaje (tipo de hábitats, conectividad, fragmentación) (*Lovich JE, Ennen J.R., 2011*).

Los principales impactos sobre la biodiversidad están asociados al "campo solar" instalado y la perturbación que puede producir a las aves en vuelo por cegamiento; y en los insectos acuáticos por generar el efecto "falso lago", lo cual impacta en la oviposición y sitios de alimentación.

Algunas de las medidas de mitigación recomendadas son:

- Durante la etapa de diseño del proyecto, se debe tener en cuenta la existencia de áreas de conservación y especies protegidas en el área de estudio, a los efectos de evitar áreas de sensibilidad ambiental crítica, desarrollando un layout que evite el "efecto lago"
- Contar con un plan de restauración para los casos de supresión de vegetación, relocalizaciones renovables de ejemplares específicos de interés florístico, o en alguna categoría de amenaza.
- Establecer medidas compensatorias para impactos negativos significativos residuales que aseguren la pérdida neta cero de biodiversidad.
- Llevar a cabo censos estacionales de fauna para monitorear las variaciones en la densidad de individuos de especies presentes en el área afectada al proyecto, por pérdidas o deterioro del hábitat y molestias.

**Uso de Agua.** El consumo de agua en las plantas solares es menor que para otros proyectos de generación energética (*Southern Environmental Law Center's Solar Initiative*,

2017) es importante considerar el consumo de agua en el mantenimiento. Las plantas solares fotovoltaicas utilizan agua para el lavado de las superficies de los campos solares (paneles FV), lo cual podría afectar la disponibilidad de agua si es escasa la reserva hídrica, por lo que el uso inadecuado, de este recurso, podría tener impactos significativos sobre el ambiente.

Debe estudiarse la disponibilidad del recurso hídrico y los usos del mismo, en particular los usos consuntivos de la población; y evaluar su afectación por los requerimientos de agua del proyecto (mantenimiento y limpieza de paneles).

Entre las medidas de mitigación recomendables se mencionan:

- Considerar una inclinación de paneles mayor a 5°, fundamentalmente en los emplazamientos con dispersión de material particulado (se considera que con pendientes menores de 5° se puede acumular 5 veces más de material particulado) (Shapito, D. 2015). En los lugares con mucha suspensión de polvo se recomienda aumentar la inclinación, aun cuando esto represente sacrificar máximos de captación e inclinación menores. Además, de obstruir la superficie, la acumulación de polvo puede limitar la vida útil del panel. Existen referencias de inclinaciones óptimas recomendadas para diferentes emplazamientos y momentos del año, como se ha visto en los capítulos anteriores. Varias investigaciones sugieren inclinaciones óptimas para la captación, entre 15° y 25°, que a su vez contribuye a evitar la acumulación de material particulado. Recordando que para este proyecto se seleccionó una inclinación de 25°.
- Priorizar el uso del agua para la población. Esto quiere decir, que en épocas de verano donde se sufre grandes cortes de agua corriente en muchas zonas de la ciudad, sería recomendable no hacer limpieza del campo fotovoltaico.
- Limitar el uso de agua para limpieza cuando son épocas de escases.
- Hacer un uso eficiente de agua cuando el recurso este ampliamente disponible.
- Proponer el uso de agua de lluvia, bajo tratamiento, para destinar a la limpieza del campo fotovoltaico.
- Usar equipamiento y técnicas de limpiezas optimizadas, como el uso de spray a alta presión sin agregados químicos que sean de contaminantes para el suelo donde se emplaza la Planta.
- Utilizar sistemas de limpieza alternativa en seco (aire a presión, rodillos limpiantes, sistema robotizado de limpieza en seco). (B. Aragon, 2011).

**Impacto Lumínico.** Además del impacto lumínico sobre la fauna (ej. Insectos, avifauna) ya señalados en el apartado de biodiversidad, las plantas solares pueden generar impactos lumínicos en los pobladores y trabajadores de la cercanía, produciendo deslumbramiento e incluso afectación ocular.

El impacto lumínico de las superficies reflectantes también puede generar encandilamientos en el transporte por carretera o aire. Este es un aspecto importante al diseñar plantas solares

con dispositivos de seguimiento solar (*no sería en este caso particular*). Existen estudios específicos sobre destellos ("glint" haz puntual) y reflejos ("glare" resplandor continuo en la superficie) que evalúan la trayectoria del haz lumínico (también denominado "rastros o huella de reflexión del rayo solar"); la duración del deslumbramiento por reflexión directa o luz dispersa lumínica; y estima el riesgo sobre los posibles receptores y el potencial daño ocular (Ho, Clifford D. et al, 2009).

Entre las medidas de mitigación recomendadas, se mencionan:

- Realizar estudios topográficos para emplazar los proyectos evitando cuencas visuales de poblaciones y caminos de circulación.
- Para Plantas solares son concentración (*aplicado a este proyecto*) seleccionar paneles con superficies no reflectantes (*es por esto que se justifica, también, la elección de la tecnología del panel solar*), en particular cuando se ubiquen en predios, caminos, edificios.
- Realizar mapas de potencial deslumbramiento, y en función de ello mejorar el acimut y los ángulos de inclinación en las centrales con seguidores solares fotovoltaicos a los efectos de reducir o evitar completamente el deslumbramiento en ciertos puntos.
- Monitorear el deslumbramiento para verificar la eficiencia de las medidas de mitigación en el marco de una gestión ambiental adaptativa.

**Generación de residuos.** Debe considerarse con particular relevancia los residuos generados de los paneles, los cuales pueden tener una vida útil del orden de 25 o 30 años en promedio. Las dos terceras partes de los paneles fotovoltaicos manufacturados a nivel mundial son de sílice cristalina; están generalmente compuestos de más de 90% de vidrio, polímeros y aluminio, que no constituyen residuos peligrosos per se. No obstante, los paneles también incluyen materiales (plata, estaño y trazas de plomo) con características de peligrosidad. Los paneles de film delgado contienen un 98% de los materiales no peligrosos mencionados, combinados con alrededor de 2% de zinc (potencialmente peligroso) y semiconductores u otros materiales con características de peligrosidad (indio, galio, selenio, cadmio, telurio y plomo), típico de residuo electrónico.

Hay un desarrollo creciente para minimizar los impactos de todo ciclo de vida de estos paneles, con diseños mejorados de menor huella hídrica y de carbono, y con constituyentes con menor peligrosidad, que a la vez permitan su reciclabilidad e incorporación post-consumo en la cadena productiva (*IRENA and IEA-PVPS, 2016*). No obstante, al final de su vida útil o recambio por obsolescencia deberán gestionarse de acuerdo a la normativa de aplicación, y asumirse compromisos en cuanto a la jerarquía de gestión:

- Incorporar paneles con constituyentes de menor peligrosidad y, en la medida de lo posible, variantes de diseño optimizadas que favorezcan su reinserción en la cadena de valor.

- Seleccionar proveedores que incorporen esquemas de Responsabilidad Extendida al Productor, en el marco de la normativa, para que se favorezca el diseño de productos más fácilmente reciclables y con mayor valor post- consumo.
- Asegurar la integridad de los mismos para evitar la contaminación y la exposición a constituyentes peligrosos.
- Priorizar tratamientos de reciclado y recuperación de materiales, frente a la disposición final, a la hora de decidir la gestión.

### **Prevención de CO<sub>2</sub>**

La prevención de CO<sub>2</sub> es una medida necesaria para contribuir a la protección climática y disminuir así el efecto invernadero. Durante la producción de energía eléctrica se expulsa CO<sub>2</sub> como consecuencia de la quema de combustibles fósiles (por ejemplo, carbón). Sin embargo, la electricidad originada mediante energías renovables (fotovoltaica, eólica, hidráulica, biomasa) no produce CO<sub>2</sub> (adicional).

El factor CO<sub>2</sub>, cuya unidad es kg/kWh, indica la cantidad de CO<sub>2</sub> que se produce en un país por kilovatio/hora de electricidad. En función de la técnica y la eficacia, el factor CO<sub>2</sub> de una región puede variar de una compañía distribuidora de energía eléctrica a otra. En Argentina, por ser miembro del G20, se estima que ese factor se encuentra en 0.77 kg/kWh.

Entonces, con esta información, sabiendo que el proyecto propuesto es de 1.039,5 kWp que produce 1.725.417,13 kWh de electricidad al año. La electricidad originada por esta instalación le ahorra a la tierra una emisión de CO<sub>2</sub> de:

$$1.725.417,13 \text{ kWh} * 0,77 \frac{\text{kg}}{\text{kWh}} = 1.328.571,19 \text{ kg CO}_2 \text{ (130)}$$

### **Decreto de Gobierno N°4977/09.**

En las Generalidades del Decreto N°4977/09, en el art. 1 y 2 se expone que la Secretaría de Medio Ambiente será la Autoridad de Aplicación del presente Decreto y que ningún emprendimiento o actividad que requiera de un Estudio de Impacto Ambiental (EsIA) podrá iniciarse hasta tener el mismo aprobado, por la Autoridad de Aplicación.

El mismo decreto expone, en el cap. 9 "Participación Ciudadana", en el art. 57.: "*La Autoridad de aplicación de la presente Norma llevará adelante algún procedimiento de participación ciudadana, durante el proceso de Evaluación de los Estudios de Impacto Ambiental. Los procedimientos de participación podrán ser: audiencias públicas, reuniones públicas en las que se aborden aspectos del emprendimiento ó actividad en estudio, notificación a posibles afectados directos, poner a disposición de los interesados el EsIA para su consulta, la recepción de comentarios por escrito u otra manera que determine la Autoridad de aplicación. La opinión u objeción de los participantes no será vinculante para la autoridad convocante; pero en caso de que ésta presente opinión contraria a los resultados alcanzados en el procedimiento de participación deberá fundamentarla y hacerla pública.*"

De esta manera, una vez terminado el estudio de impacto ambiental, es deber hacer un comunicado oficial, y exponerse los resultados al público.

## Capítulo 6

### Construcción, Diagrama Gantt.

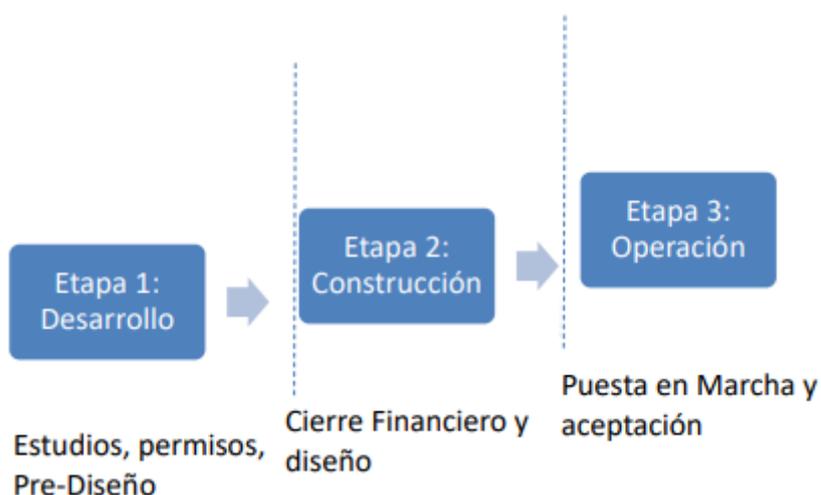
En este capítulo se expondrá los tiempos que demandará la etapa propuesta en este proyecto de Planta Solar FV. "Jacarandá I".

#### *Etapas del proyecto.*

En principio se pueden identificar tres (3) etapas de este proyecto fotovoltaico: desarrollo, construcción y operación.

La Etapa de desarrollo, incluye todo lo que se ha visto hasta ahora en los capítulos anteriores, principalmente el diseño. Cuando se llega a la etapa de la construcción, el diseño ya se ha definido, y los estudios económicos ya han concluido, lógicamente a favor de realizarse el proyecto. Una vez construida la planta, se realiza una serie de pruebas de funcionamiento hasta que entra en régimen y se llega a la etapa de operación.

*Figura 109: Tres Etapas en un Proyecto Fotovoltaico.*



*Nota.* Adaptado de *Modulo 4: Construcción, Operación y Mantenimiento.* (p. 10), de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

**Etapa de Desarrollo.** Se muestra a mayor detalle, los principales hitos que tiene lugar la etapa de desarrollo.

- 1) Elección del sitio: Sistema Eléctrico, Terreno, Recurso Solar.
- 2) Diseño Preliminar: Relación DC/AC, equipamiento, Estructura.
- 3) Estudios: Ambientales; Eléctricos; De suelo: geotécnico y hidrológicos; De Recurso solar detallado.
- 4) Análisis Económico: CAPEX, OPEX; Tarifa, Beneficios Fiscales.
- 5) Permisos: Para la construcción del parque y el conexionado a la red.

**Etapas de Construcción.** La etapa de construcción de una planta solar fotovoltaica debe ser gestionada para que el proyecto logre estándares requeridos de calidad dentro de las limitaciones de tiempo y costo. Durante la construcción, cuestiones tales como el impacto ambiental y la salud y seguridad de los trabajadores deben ser cuidadosamente manejadas.

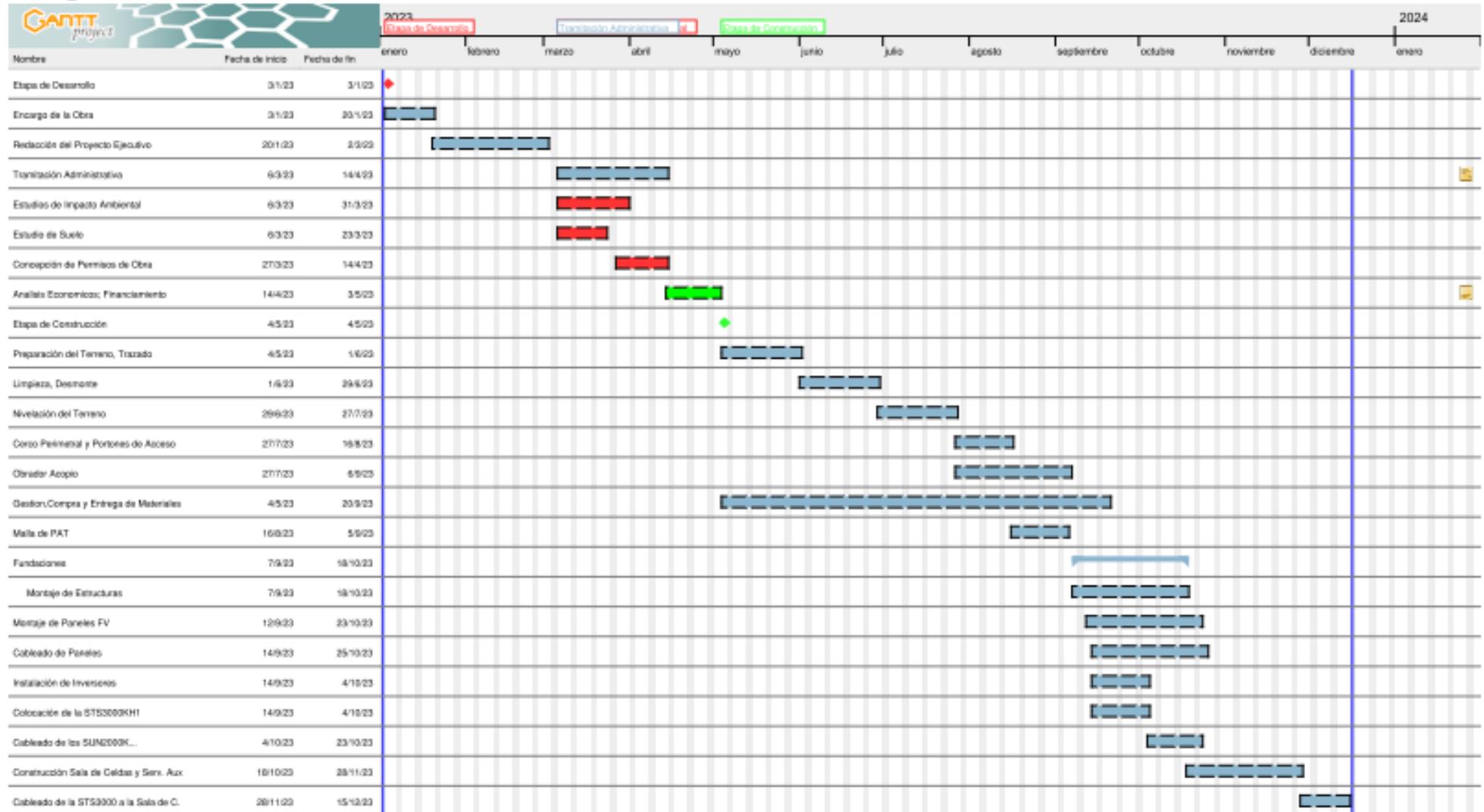
Se deberán llevar a cabo actividades clave de gestión de proyectos, ya sea por el desarrollador o un contratista, incluyendo, planificación de proyectos y secuencia de tareas, gestión de calidad, gestión de aspectos medioambientales, salud y seguridad.

En la etapa última anterior a la construcción, se tiene que contar con el diseño final de la planta, la compra de los equipos realizada y elegida la empresa constructora.

### ***Secuencia de Actividades.***

- ***Preparación del terreno:***
  - Los estudios de suelo son muy importantes porque determinan el tipo de fundación requerida.
  - Limpieza
  - Preparación de accesos.
- ***Montaje de la estructura:***
  - Correcta orientación.
  - Alineamiento.
- ***Cableado:***
  - Es necesario considerar las tensiones y curvaturas de los cableados permitidas por los fabricantes, así como los mecanismos de sujeción a la estructura.
  - El cableado subterráneo debe estar correctamente señalado.
- ***Conexión a la red:***
  - Es necesario iniciar con tiempo las comunicaciones con el operador de red.

## Diagrama de Gantt



## Tarea

2

Nombre	Fecha de inicio	Fecha de fin
Etapa de Desarrollo	3/1/23	3/1/23
Encargo de la Obra	3/1/23	20/1/23
Redacción del Proyecto Ejecutivo	20/1/23	2/3/23
Tramitación Administrativa	6/3/23	14/4/23
<i>Se pide Factibilidad Técnica Eléctrica de la zona. Proceso de Permisos de Obra.</i>		
Estudios de Impacto Ambiental	6/3/23	31/3/23
Estudio de Suelo	6/3/23	23/3/23
Concepción de Permisos de Obra	27/3/23	14/4/23
Análisis Económicos; Financiamiento	14/4/23	3/5/23
<i>Se consigue la Financiación a partir de tener un Estudio de Impacto Ambiental terminado y presentado.</i>		
Etapa de Construcción	4/5/23	4/5/23
Preparación del Terreno, Trazado	4/5/23	1/6/23
Limpieza, Desmonte	1/6/23	29/6/23
Nivelación del Terreno	29/6/23	27/7/23
Cerco Perimetral y Portones de Acceso	27/7/23	16/8/23
Obrador Acopio	27/7/23	6/9/23
Gestión, Compra y Entrega de Materiales	4/5/23	20/9/23
Malla de PAT	16/8/23	5/9/23
Fundaciones	7/9/23	18/10/23
Montaje de Estructuras	7/9/23	18/10/23
Montaje de Paneles FV	12/9/23	23/10/23
Cableado de Paneles	14/9/23	25/10/23
Instalación de Inversores	14/9/23	4/10/23
Colocación de la STS3000KH1	14/9/23	4/10/23
Cableado de los SUN2000KTL a STS3000	4/10/23	23/10/23
Construcción Sala de Celdas y Serv. Aux	18/10/23	28/11/23
Cableado de la STS3000 a la Sala de C.	28/11/23	15/12/23

El inicio del proyecto es el 3 de enero de 2023 con la Etapa de Desarrollo y Se finalizaría el 16 de Diciembre de 2023 con la Etapa de Construcción hasta aquí planteada.

Con un total de 25 tareas planificadas entre la etapa de desarrollo y la etapa de construcción, donde todo lo que es fundaciones se puede llevar a cabo al mismo tiempo que se va preparando el montaje de las estructuras de los paneles solares. Una vez montado todo el array correspondiente a la primera mesa se puede dar comienzo al montaje de paneles solares.

## Capítulo 7

### Análisis Económico y Financiero.

En este capítulo se expondrá la viabilidad del proyecto, escenarios, variabilidad, riesgos. El Análisis Económico; LCOE (Levelized Cost of Energy) y su Análisis Financiero.

#### *Riesgos e Incertidumbres en la Generación FV.*

#### *Riesgos Asociados a "Jacarandá I".*

**Definición de Riesgo.** Cuando las variables no toman un único valor sino varios, pero la probabilidad de ocurrencia de esos valores es perfectamente conocida, se está frente a un contexto de riesgo. En una planta fotovoltaica, los riesgos impactan financieramente en última instancia.

*Figura 110: Componentes del Riesgo.*



*Nota.* Adaptado de *Unidad 1: Variabilidad*, (p. 10). *Modulo 3: Viabilidad de Proyectos, Escenarios.* de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

- **Riesgos de O&M:** Los riesgos más importantes están asociados a la generación de ingresos por la producción de energía, y esto se asocia a los desperfectos técnicos, roturas, paradas programadas y no programadas. Un buen plan integral de O&M se encargaría de mitigar este riesgo. Si bien es un riesgo importante a tener en cuenta, en este proyecto se tuvo en consideración la etapa de desarrollo y construcción hasta la STS-3000K-H1. Se debería considerar incluirlo en la etapa total de la planta solar FV.
- **Riesgo de Construcción:** En esta etapa los riesgos incluyen todo lo que pase antes de que el parque entre en funcionamiento: EPC (*Engineering, Procurement and*

*Construction*) o (*Ingeniería, Aprovechamiento y Construcción*), terreno, construcción, conexión, control, etc.

Poseer equipos de profesionales, capacitados, que se encarguen de la supervisión por cada etapa concluida sería una forma de mitigar estos riesgos. Además, de contar, con un seguro que garantice la cobertura ante cualquier daño que suceda durante el transporte de los materiales a la obra y de tener, un equipo entrenado para la correcta manipulación de la instalación eléctrica y mecánica de los componentes que integran la planta.

- **Riesgo en Contratos y Legales:** Aquí se contemplan los riesgos asociados a la robustez del contrato PPA (*Power Purchase Agreement*) o acuerdos de compraventa de energía. Riesgos laborales con respecto a los operarios, contratos de arrendamiento, de O&M, etc. Para mitigar estos riesgos se podría contratar un seguro para contingencias legales. También se puede disponer de una Dirección de Recursos Humanos, así como de personal que se encargue de la parte de Seguridad & Higiene. Que brinde capacitaciones a los empleados y contratar una ART confiable. En lo referido a los contratos de compraventa de energía, se podría adquirir los servicios de asesoramiento legal que brindan abogados especialistas en materia de energía eléctrica.
- **Riesgo de la Energía:** Aquí se contemplan tanto las variabilidades climáticas, como la incertidumbre del funcionamiento de los distintos componentes. En la etapa de simulación, se trata de minimizar las incertidumbres. Estos riesgos se mitigan utilizando una base de datos de "tiempo y clima" del territorio donde se propone emplazar la planta solar fotovoltaica, cuyo modelo de predicción sea lo más exacto posible a la región, como también los datos climatológicos tomados a través de un periodo de tiempo significativo.

En lo que respecta a la incertidumbre frente al funcionamiento, estos riesgos se reducen adquiriendo productos certificados que cumplan con las normativas que exige su producción. Ej. IEC, IRAM. Además se podría pedir al fabricante detalles de las pruebas de laboratorio de los equipos adquiridos.

### ***Incertidumbres Asociadas a "Jacarandá I".***

#### **Fuentes de Incertidumbre en la Estimación de Producción de Energía**

##### **FV.**

- 1. Incertidumbre de la base de datos:**
  - a. Depende de la calidad de la calidad de la Base de Datos.
  - b. Varía entre 5-17%
- 2. Variabilidad interanual de la radiación global horizontal :**
  - a. Depende del clima.
  - b. Varía del 1-2% en zonas áridas y entre 2,5%-4.5% en zonas húmedas.
- 3. Método de cálculo de la radiación en el plano de captación:**

- a. Depende del modelo de transposición utilizado (error de largo plazo)
- b. Varían entre 2% y el 5%.

**4. Diseño del sistema y cálculo del rendimiento:**

- a. Depende del software utilizado.
- b. Depende del nivel del conocimiento y modelado óptimo del parque.
- c. Se estima en un 4%.

Entonces, la componente de incertidumbre en medición del recurso solar suele ser el mayor contribuyente y puede variar significativamente según la fuente de datos utilizada.

Las fuentes de datos modeladas tienen incertidumbres de medición en el rango de 8 a 15%. Los datos medidos in situ tienen una incertidumbre de medición mucho menor. Como en este proyecto, se utilizó una base de datos de la región de Entre Ríos, el valor de incertidumbre es mucho menor a 8%, siendo de 4% a 5%. Un valor más bajo sería una medición en el lugar donde se establece la Planta, y teniendo en cuenta la calidad de instrumentación y la frecuencia del mantenimiento en el sitio.

Un programa regular para la calibración y la limpieza de los sensores solares son necesarios para lograr menor incertidumbre en la medición.

La siguiente información forma parte de un estudio realizado por la Agencia Internacional de Energía en base a 84 plantas FV en operación:

**Tabla 43: Incertidumbres Asociadas en los Diferentes Pasos de Conversión de Energía.**

	<b>Incertidumbres</b>	<b>Rango</b>
<b>Recurso Solar</b>	Variabilidad Climática	$\pm 4\% - \pm 7\%$
	Cuantificación de la Irradiación	$\pm 2\% - \pm 5\%$
	Conversión de la Irradiancia en el Plano de Arreglo.	$\pm 2\% - \pm 5\%$
<b>Modelado FV</b>	Modelo de Temperatura	$1^{\circ}\text{C} - 2^{\circ}\text{C}$
	Modelo de Arreglo PV	$\pm 1\% - \pm 3\%$
	Modelo de Inversor PV	$\pm 0.2\% - \pm 0.5\%$
<b>Otros</b>	Suciedad, Desajustes, Degradación, Cableado, Disponibilidad.	$\pm 5\% - \pm 6\%$
<b>Incertidumbre General sobre el Rendimiento Estimado.</b>		$\pm 5\% - \pm 10\%$

*Nota.* Adaptado de *Unidad 1: Variabilidad*, (p. 14). *Modulo 3: Viabilidad de Proyectos, Escenarios.* de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

**Incertidumbre de la Base de Datos.** La incertidumbre a largo plazo relacionada con el recurso solar es una de las principales fuentes técnicas de incertidumbre y tiene un impacto directo sobre las estimaciones del rendimiento energético a largo plazo de una planta fotovoltaica.

La incertidumbre del recurso solar es el resultado de la combinación de diferentes incertidumbres, como: el método de medición, las incertidumbres del modelo (por ejemplo, piranómetro o incertidumbre satelital) la variabilidad a largo plazo, y cualquier otro modelo utilizado como, por ejemplo, la conversión de la radiación horizontal al plano inclinado.

- **Variabilidad Interanual:** sigue una Distribución Normal.
- **Calidad del Registro de los Datos:** (posición de sensores, calibración, sombras, suciedad).
- **Distancia entre las Estaciones de Medición.**
- **Calidad de los Modelos:** de interpretación de los datos medidos por los satélites.
- **Cambio Climático.**

Existen diferentes fuentes de datos de radiación solar, incluyendo: mediciones con sensores locales, valores interpolados y valores estimados derivados de información satelital. Estas bases de datos utilizan datos de radiación obtenidos por diferentes métodos y que cubren a veces diferentes períodos.

Luego, el estudio mostrado en tabla 43, nos dice que los valores típicos utilizados variaron entre  $\pm 2.5\%$  a  $\pm 8\%$ .

Por otro lado, los valores de incertidumbre para la radiación horizontal global anual reportados en la literatura científica están dentro de  $\pm 2\%$  para piranómetros de alta calidad.

La medición de la radiación in situ es una herramienta muy importante a la hora de corroborar el rendimiento energético de una planta FV. Varios estudios científicos han evaluado la calidad de los datos de radiación basados en satélites. La desviación estándar varía entre 4% a 8% de los valores mensuales y de 2% a 6% para valores de radiación anual. Los estudios concluyen que los datos de radiación basados en satélites hoy puede ser una alternativa confiable y valiosa a las mediciones in situ para la realización de los informes de generación de energía mensual y trimestral.

En general, la experiencia muestra que la mayoría de los estudios utilizan la información de las bases de datos, que poseen datos de más de 10 años de mediciones y calculan en base a eso la variabilidad de la radiación. Independientemente del método estadístico utilizado, la metodología debe estar claramente documentada para permitir la interpretación correcta de los resultados, especialmente teniendo en cuenta el creciente interés en los modelos financieros para las plantas fotovoltaicas más allá del año 25 de operación.

**Incertidumbre en el Modelo de Temperatura.** En el estudio demostrado en tabla 43, concluye que las pérdidas por temperatura calculadas van desde 0.1% hasta 14.5% (gran variedad de condiciones ambientales repartidas en varios países y presentando diferentes configuraciones) con incertidumbres establecidas como  $\pm 0.2\%$ ,  $\pm 0.5\%$  o  $\pm 1\%$ .

Las pérdidas de temperatura dependen de diferentes factores que incluyen las características físicas del módulo fotovoltaico, las condiciones ambientales y la configuración de la instalación.

Existe una amplia variedad de modelos, desde algunos más simples que no consideran la dinámica térmica y los efectos del viento, hasta modelos avanzados que tienen en cuenta todo. Los resultados de la validación científica muestran que la precisión de estos modelos puede variar desde 1 ° C a 2 ° C e incluso más.

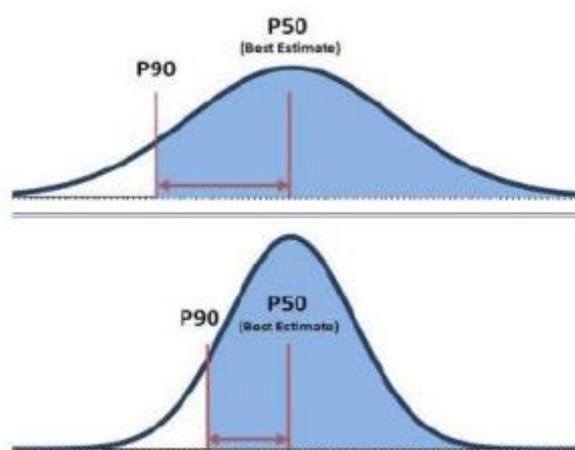
### ***Nivel de Confianza en la Estimación de Generación de Energía de "Jacarandá I".***

El rendimiento energético de la Planta Solar FV "Jacarandá I" se estimó durante la fase de diseño y se realizará una evaluación de rendimiento a largo plazo. Con esta evaluación se calculará la producción P50 y P90 que representan las probabilidades de excedencia de 50% y 90%, es decir, la producción de energía que se excederán con una probabilidad de 50% y 90%. El cálculo se realiza para el primer año de operación de la planta y para la vida útil del proyecto.

Con este análisis podemos estimar el nivel de confianza que se tiene de alcanzar determinada producción de energía e implica el cálculo de la distribución probabilística de la generación de energía que se asume de distribución Normal.

- $\mu$ : P50 es la media estimada (Energía "base")
- $\sigma$ : La desviación estándar es la combinación estadística de todas las fuentes de incertidumbre en el flujo de generación de la energía
- $P90 = P50 - 1,28 * \sigma$  -> P90 representa el intervalo de confianza de P50.

**Figura 111:** Distribución Probabilística de la Generación de Energía, con Mayor y Menor Incertidumbre.



*Nota.* Adaptado de *Unidad 1: Variabilidad*, (p. 18). *Modulo 3: Viabilidad de Proyectos, Escenarios.* de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

Se tiene dos escenarios de probabilidades acumuladas. A mayor incertidumbre mayor distancia P50 y P90.

Cuando se invierte en más de un proyecto fotovoltaico (*FV*), el riesgo para el inversor se expresa por el rendimiento P90 de la cartera en lugar de la de cada planta individual.

**Combinación de Incertidumbres.** La incertidumbre total, que tiene en cuenta todas las incertidumbres antes descriptas, se calcula como la raíz de la suma de los cuadrados de las distintas incertidumbres. En estadística esto se conoce como la raíz del ECM (*error cuadrático medio*).

$$DER = \frac{\sigma}{\mu} = \sqrt{\sum_{i=1}^n I_i^2} \quad (148)$$

Donde:

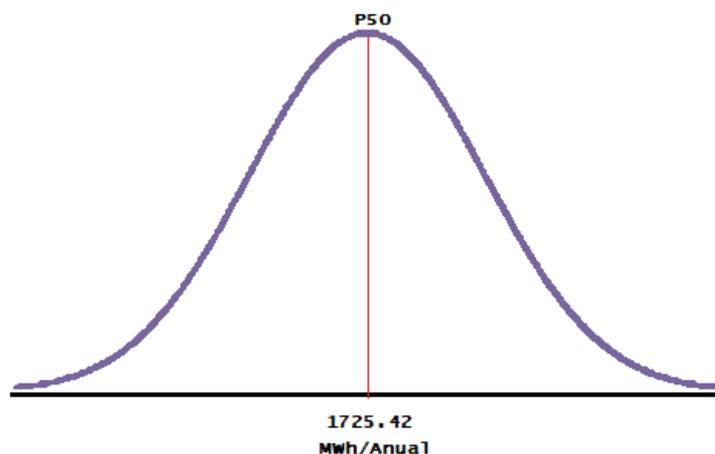
- DER = *Desviación Estandar Relativa*
- $\sigma$  = *Desviación Estandar*
- $\mu$  = *Valor Medio*
- $I_i$  = *Incertidumbre i*

### **Cálculo de Probabilidad de Excedencia P50, P90, P99.**

Primero, se tendrá en cuenta la información de los capítulos ya expuestos.

Se calculó, anteriormente, que la energía que puede generar la Planta a lo largo de un año es 1725.42 MWh/Anual. Este valor será considerado como P50. Es decir, la media estimada *Energía "base"*.

**Figura 112: Distribución Normal, Estimada de "Jacarandá I"**



Para el análisis de riesgo se suponen la siguiente tabla de incertidumbres.

**Tabla 44:** Porcentaje, supuesto, de Incertidumbres.

Parámetro	Valor
Base de Datos de Irradiación Horizontal	2,50%
Variación Interanual del Recurso solar	2%
Calculo de Irradiación en el Plano	0,5
Suciedad	1%
Dispersión entre Módulos	1%
Eficiencia de los Inversores	0,50%

Una vez definido el porcentaje de incertidumbre, se calculará la desviación estándar relativa, para vincular la media con el desvío, que es la ec. 148.

$$DER = \frac{\sigma}{\mu} = \sqrt{(0,025)^2 + (0,02)^2 + (0,005)^2 + (0,01)^2 + (0,01)^2 + (0,005)^2} = 0,036 \quad (149)$$

Luego, la desviación estándar:

$$\sigma = DER * \mu = 1.725,42 \frac{MWh}{año} * 0,036 = 61,61 \frac{MWh}{año}$$

P90, ocurre cuando:

$$P\left(\frac{x - \mu}{\sigma}\right) = 0,1 \quad (150)$$

Se utiliza en Excel la formula **DISTR.NORM.INV** (probabilidad; media; desv\_estándar). Se sabe que la probabilidad, media y desviación estándar del conjunto de datos que se supone que se ajusta a una distribución normal.

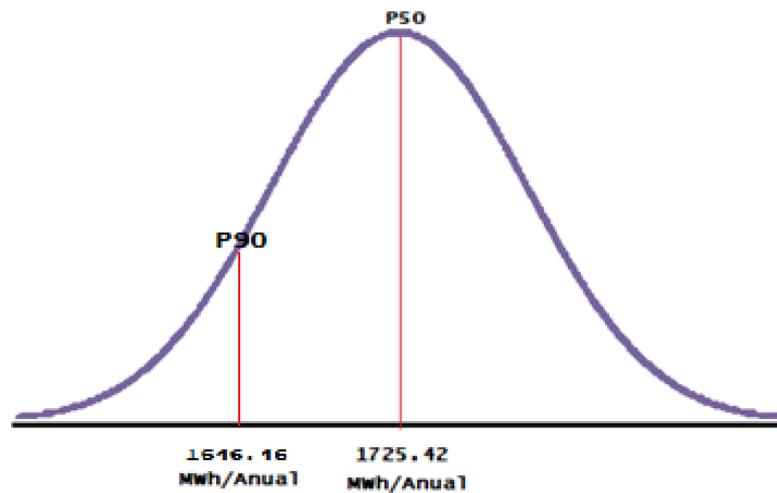
Como resultado se tiene que P90 es 1.646,46 MWh/ anual.

Con este valor numérico, se puede calcular el nivel de incertidumbre que tiene esta Planta Solar Fotovoltaica "Jacarandá I".

$$\%Incertidumbre = \frac{P50 - P90}{P50} * 100 = \frac{1.725,42 \frac{MWh}{anual} - 1.646,46 \frac{MWh}{anual}}{1.725,42 \frac{MWh}{anual}} * 100 = 4,5 \% \quad (151)$$

Es decir, que me alejo del valor de la media un 4,5%.

Figura 113: Estimación de P90, en la Distribución Normal.



En caso, de que el porcentaje de incertidumbre aumente, la campana sería más chata. Pero en este caso, al ser un porcentaje menor de incertidumbre la campana se eleva.

Los analistas fijan su atención en los valores de incertidumbres fijados en el proyecto de Planta Solar propuesta.

Para tener menor incertidumbre en la base de datos de irradiación, se tendría que hacer mediciones in situ. De esta manera se puede contar con el beneficio de que, al establecer la primera planta solar de generación a la escala propuesta, se abra la posibilidad de empezar una línea de investigación y desarrollo para la región, posibilitando tener valores de irradiación más exactos, bajando las incertidumbres y permitiendo la ampliación futura, de la planta, expuesta en la introducción y, también, abrir el juego al establecimiento de nuevas plantas de generación en la región.

Cuando uno no conoce la precisión de su base de datos, se castiga con un P90 lejano, que daña el análisis económico y de financiación.

**Análisis Económico.**

**Estimación del Valor de la Obra.**

**Tabla 45: Costos de Materiales.**

N° ITEM	ARTICULO	Cantidad	Unidad	Costo Unitario	Moneda	Total
1	Inversor SUN2000-215KTL-H3	5	u.	\$ 8.000,00	USD	\$ 40.000
2	Panel Solar Amerisolar 550 Wp	1890	u.	\$ 300,00	USD	\$ 567.000
3	Smart STS-3000K-H1	1	u.	\$ 119.000,00	USD	\$ 119.000
4	Estructuras 16 paneles	127	u.			
	Soporte IDERO SF20-30 x16 Paneles 2,35 x 1,1 int	64	u.	\$ 1.200	USD	\$ 76.814
	Soporte IDERO SF20-30 x16 Paneles 2,35 x 1,1 ext	63	u.	\$ 1.401	USD	\$ 88.251
	Grampa Omega + Tornillo	3556	u.	\$ 5	USD	\$ 17.780
	Grampa 1/2 Omega + Tornillo	1016	u.	\$ 5	USD	\$ 5.080
	Placa Hormigonado T1 (por unidad)	861	u.	\$ 14	USD	\$ 11.744
	Plantilla Colocación Insertos (1 juego)	6	u.	\$ 63	USD	\$ 380
	Bonificación del 7%			\$ 15.649	USD	-\$ 15.649
6	Cable ROJO	1000	m	\$ 6,50	USD	\$ 6.500
7	Cable NEGRO	1000	m	\$ 6,50	USD	\$ 6.500
8	Par Conector MC4 (simple)	400	x10 u	\$ 24,00	USD	\$ 9.600
9	Descargador Sobretensiones 1500V, Tripolar, Clase II, 40 kA, Similar MD BF3-40/1500	36	u.	\$ 38,00	USD	\$ 1.368
10	Portafusible Tabaquera 1500 Vcc, 30A (fusible incluido)	72	u.	\$ 3,95	USD	\$ 284
11	Porta Fusible aéreo solar, en línea, MC4H (fusible incluido) Slocable	72	u.	\$ 45,00	USD	\$ 3.240
12	Gabinete Tablero Metalico, IP65, 10 Bocas, tipo Gabexel Gee2030.	18	u.	\$ 123,00	USD	\$ 2.214
13	Malla de Puesta a Tierra	3500	m.	\$ 6,00	USD	\$ 21.000
14	Jabalina Puesta a Tierra Completa , Ø 5/8" , Cobre.	24	u.	\$ 20,00	USD	\$ 480
15	Cable Subterráneo 3 x 70 mm2+ N+ PE, Tipo Sintenax Valio	1000	m	\$ 145,00	USD	\$ 145.000
16	Terminal Ojal, con inspección, Cu Estañado, 70 mm2, con	100	u.	\$ 5,00	USD	\$ 500
17	Terminal Puntera, Pin, Aislado, 4mm2	1000	u.	\$ 0,15	USD	\$ 150
<b>Total Bruto</b>						\$ 1.107.237 USD
<b>Contingencia 10%</b>						\$ 1.217.961 USD
<b>Planificación y Gestión 4%</b>						\$ 1.266.680 USD
<b>Total 1er Etapa</b>						<b>\$ 1.266.680 USD</b>

**Tabla 46: Costos de Obra.**

Costos de Obra							
Item	Servicio	Cantidad	Unidad	% del Total 1 es Etapa	Total	Moneda	
1	Terreno	17	ha	0,50%	\$ 6.333	USD	
2	Costo de Camión Grúa	5	meses	3,00%	\$ 38.000	USD	
3	Desmonte, Limpieza, Nivelación del Terreno	56	días	0,07%	\$ 887	USD	
4	Infraestructura civil	28	días	7,50%	\$ 95.001	USD	
5	Montaje de Estructuras + Modulos	30	días	12,60%	\$ 159.602	USD	
6	Instalación de Inversores	14	días	1,5%	\$ 19.000	USD	
7	Cableado CC y CA	27	días	12,50%	\$ 158.335	USD	
8	Colocación STS-3000K-H1	14	días	1,50%	\$ 19.000	USD	
	Costos no Contemplados (imprevistos)			3,00%	\$ 38.000	USD	
<b>Total de Obra</b>					<b>42,17%</b>	<b>\$ 477.158</b>	<b>USD</b>

**CAPEX del Parque Solar FV.** El capital expenditures (*CAPEX, capex*) o inversiones en bienes capitales, son inversiones de capital que crean beneficios.

En los proyectos de energía solar, el costo de capital, generalmente son flujos de caja no repetitivos que resultan de la compra inicial de planta y equipo.

Típicamente ocurren al comienzo del proyecto cuando se debe comprar la planta y el equipo principal.

Pero, también, se pueden realizar inversiones importantes más adelante en el proyecto a medida que se agregará capacidad y se implementarán más fases del proyecto.

Las inversiones pueden ocurrir en un año o varios años.

El CAPEX se calcula a partir de una factibilidad del proyecto donde se hace una suma de todos los productos y servicios que intervienen en el desarrollo del proyecto.

Dentro del cálculo del CAPEX, se encuentra contemplado los siguientes puntos:

**Figura 114:** Descripción del CAPEX.

ITEM	DESCRIPCIÓN
Precio Módulo	En puerta de fábrica / Primer vendedor
Precio Inversor	En puerta de fábrica / Primer vendedor
Estructura BOS	Incluye los anclajes, y toda la bulonería
Eléctrico BOS	Conductores, interruptores, cajas de combinación de CC, así como conductos, puesta a tierra, sistemas de monitoreo o medidores de producción, fusibles y disyuntores, térmicas, etc.
Trabajo de Montaje y Equipamientos	Mano de obra y logística para el montaje de todos los componentes
EPC Gastos generales	Porcentaje sobre el valor del equipamiento, mano de obra por rubro, etc
PII / Servicios: Ingeniería, Estudios, Dirección	Honorarios de permisos de construcción, interconexión, pruebas y puesta en marcha
DEV Gastos Generales	Incluye gastos generales tales como viajes, honorarios legales, administrativos, desarrollo comercial, finanzas y otras funciones corporativas
EPC/DEV Beneficio Neto	Margen porcentual entre el 5 y 8% a todos los costos, incluidos hardware, mano de obra de instalación, gastos generales de EPC, gastos generales del desarrollador, etc.

*Nota.* Adaptado de *Unidad 2: Análisis Económico*, (p. 16). *Modulo 3: Viabilidad de Proyectos, Escenarios.* de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

Se ha sacado los costos de este proyecto en los párrafos anteriores. Se continuará con el cálculo del CAPEX que referencia la planta "Jacaranda I",

Primero, se toma el costo de la primera etapa, tabla 45, se tiene:

<b>Total 1er Etapa</b>	<b>\$ 1.266.680 USD</b>
------------------------	-------------------------

Por último, el costo de obra, terreno, mano de obra,

Total de Obra	42,17%	\$ 477.158	USD
---------------	--------	------------	-----

Sumando ambos, costos:

<b>TOTAL</b>	\$ 1.743.838	USD
--------------	--------------	-----

Luego se divide por la potencia de energía solar instalada: 1.039.500 Wp.

Se obtiene el CAPEX de la planta proyectada.:

$$CAPEX = \frac{\$1.743.838}{1.039.500 \text{ Wp}} = 1,68 \frac{USD}{Wp} \quad (152)$$

**Resumen de Costos de Todo el Sector FV Argentino.** Según el relevamiento realizado en el 2017 por la Cámara Argentina de Energía Renovable, *CADER*, se observa que los valores de instalaciones en el orden de 1 MWp, desde el punto de vista comercial/industrial, tienen un valor de 1.76 USD/Wp. Cuando se tiende, que desde el sector utility-scale a instalaciones de 1 MWp, el precio se acerca a 1 USD/Wp. Así mismo, se proyecta una reducción de costos progresiva hasta llegar a USD 0.7 millones por MW en 2030.

Es decir, que esta planta se encontraría en un valor comercial/industrial. Esto sucede porque son PyMEs, empresas medianas y pequeñas, las que cotizan, con estructura de capital y percepción del riesgo muy diferente de las grandes empresas. Esta diferencia en los actores involucrados en el diseño e instalación de los sistemas fotovoltaicos se ve reflejada en el precio.

Además, si se lograra entrar en los regímenes de exenciones, beneficios impositivos (como exención a los derechos de importación) se podrían bajar los costos de instalación y aumentar el retorno económico de la inversión.

Otro factor importante es que las empresas encargadas de las obras (tanto en el rubro civil, como el eléctrico) tienen que tener acceso a financiamiento, beneficio impositivo, fiscal y económico cuando se traten de inversiones que favorezcan a emplazamientos de energías renovables en la región.

**OPEX del Parque Solar FV.** El gasto operativo (*OPEX*) de los sistemas fotovoltaicos consiste principalmente en las actividades de operación y mantenimiento (O&M). La necesidad de O&M puede ser muy diferente dependiendo del tamaño y tipo de sistema. En los sistemas FV comerciales, el OPEX suele ser del 1 al 2% del CAPEX al año.

El alcance de las obras para el contratista de O&M se define por contrato y generalmente incluye los siguientes servicios básicos:

1. Monitoreo continuo del funcionamiento de la planta e informes periódicos.
2. Mantenimiento preventivo.
3. Mantenimiento correctivo.

Además de las actividades principales, hay trabajos opcionales como soporte administrativo y asistencia de gestión de reclamos de garantía. Los costos de operación y mantenimiento en los modelos financieros fotovoltaicos se componen generalmente de una parte fija y una parte variable.

Cuando el alcance del costo fijo de O&M es integral, consistirá en actividades completas de mantenimiento preventivo, incluido el mantenimiento del inversor, el suministro y reposición de piezas de repuesto. En este caso, la parte variable de los costos probablemente sea baja porque la parte correspondiente al mantenimiento correctivo ya esté incluida en la tarifa mensual de O&M.

Según análisis del año 2021, una planta solar FV, con 20 MW contratados, tiene un O&M Costos de 6.5 USD/ MWh. Es un valor que se considera como estándar de la industria. Y es el 10% de las ventas anuales de energía.

En las plantas fotovoltaicas, el costo de operación y mantenimiento es mínimo, ya que la mayoría de los equipos están diseñados para trabajar en la intemperie. Pero se debe monitorear la generación, y prever reposiciones en caso de fallas técnicas.

**Limpieza.** Según un estudio realizado en la Facultad de Ingeniería, de la Universidad Nacional de Mar del Plata, denominado "Influencia de la Limpieza en la Generación de Instalaciones Fotovoltaicas" (Jacob, Souza, Murcia, 2016). Han demostrado que la energía promedio diaria a lo largo de un año puede verse reducida, por suciedad acumulada en los paneles solares, un 4%, registrándose en algunos casos picos del orden del 15%. Dicho esto, que se lleve a cabo dos limpiezas de los paneles solares por año, ya es suficiente.

Estas dos limpiezas anuales serán consideradas cuando no se tengan periodos de lluvia por dos o tres meses seguidos, como escenario climático extremo.

Pero, en la zona donde se localiza la Planta Solar no existen periodos de sequía prolongados que ocasionen una acumulación de una película de polvo en los paneles que baje considerablemente la generación anual de la Planta.

Otro punto a tener en consideración, es que las mesas no se encuentran cercanas a caminos de tierra, que generan polvillo por el paso de vehículos.

Por último, se debe evitar las deposiciones puntuales, que sean generadas en los paneles, por las aves de la zona. Puesto que mucho tiempo en el panel, pueden llegar a producir un punto caliente, que lo podrían sacar de servicio.

**Mantenimiento de Equipo.** Las empresas que proveen los paneles, inversores o estación transformadora inteligente cuentan con un servicio de mantenimiento especializado de sus productos, el cual consiste en la revisión completa de los mismos. Viene

un técnico, dos veces al año, a la planta, a revisar los equipos que corresponde a su empresa. Se tiene un servicio online de monitoreo, también.

**Desmalezado.** Dos veces al año se debe hacer un desmalezado para cuidar el terreno, los paneles y las conexiones. Esta actividad se realiza previo al verano y en el mes de febrero aproximadamente, periodo donde las lluvias y clima favorece el crecimiento de la flora.

En este proyecto no se explicó la parte de operación y mantenimiento en detalle, puesto que el objetivo del mismo es otro. Pero, partiendo de informes y estudios elaborados desde el análisis de parques solares fotovoltaicos emplazados en Argentina, se puede dar un porcentaje para el OPEX de la planta.

Considerando, que no se tiene partes móviles, ni personal en forma permanente porque se hace un monitoreo remoto y los, demás, puntos explicados en los párrafos anteriores, se tomó un 2.60% del Costo Total de la Planta:

**Tabla 47: Costos Estimados de OPEX.**

Costos de O&M (OPEX)				
Item	Servicio	% del TOTAL	Total	Moneda
1	Vigilancia	1,10%	\$ 19.182	USD
2	Desmalezado	0,50%	\$ 8.719	USD
3	Limpieza	1,00%	\$ 17.438	USD
<b>TOTAL</b>		<b>2,60%</b>	<b>\$ 45.340</b>	<b>USD</b>
<b>OPEX</b>		<b>\$ 0,04</b>	<b>USD/Wp</b>	

### **LCOE (Levelized Cost of Energy).**

Para lograr una comparación justa con los precios de la electricidad y el costo de otras tecnologías de generación de energía, entra en juego el concepto de "Costo nivelado de la Electricidad" o "*Levelized cost of Energy*", cuyas siglas son LCOE.

El LCOE hace referencia al costo de generar una unidad de electricidad a partir de una tecnología dada, incluyendo los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento, tanto fijos como variables.

Asimismo, el LCOE, tiene en cuenta la calidad de los recursos de generación que determinan el nivel de productividad de la unidad de generación.

A través de este indicador, se puede comparar los costos de diferentes tecnologías calculando el valor actual de los distintos componentes que lo constituyen.

A nivel mundial, existen numerosos análisis que afirman que varias tecnologías renovables pueden ser tan competitivas como las fuentes convencionales en base al LCOE.

Un estudio desarrollado por el Banco Mundial reúne más de 4000 proyectos de once tecnologías realizados en distintos países del mundo en base a los valores de LCOE obtenidos de cinco fuentes (Timilsina, 2020).

A continuación, se detallará las premisas respecto de tasa de descuento de acuerdo con parámetros del propio Banco Mundial, costos fijos y variables de operación y mantenimiento en función del promedio de datos de las mismas fuentes consultadas. Para los combustibles, se usan distintos precios internacionales de carbón y gas natural. Los valores de los costos de inversión están ajustados por deflactor del producto bruto interno de Estados Unidos para cada tecnología a 2019 (Banco Mundial, 2019). Los LCOE calculados no incluyen transferencias, subsidios, impuestos o incentivos financieros.

Figura 115: Premisas Utilizadas para el Cálculo de LCOE.

Fuente	Solar (FV)	Solar (Térmica)	Eólica terrestre	Eólica marítima	Gas CC	Gas TG	Geométrica	Hidroeléctrica	Carbón	Nuclear	Biomasa
Tasa de descuento					6% y 10%						
Costo de construcción MIN (USD / KW)	618	3704	1100	2350	673	536	2680	1282	1200	4000	1968
Costo de construcción MAX (USD / KW)	1153	5352	1692	3798	917	700	3786	2456	2772	5956	4018
Factor de capacidad disponible (%)	30%	30%	35%	35%	85%	85%	90%	55%	85%	90%	75%
Vida económica (años)	20	25	20	20	25	25	25	25	25	25	25
Precio de los combustibles (USD / GJ)					3,3; 7,5; 12						
Consumo específico (MJ / KW)					7,5	7,5					
Costos fijos operativos (%)	1,10%	1,80%	2,60%	2,30%	1,70%	1,90%	4%	1,60%	1,50%	1,90%	3,60%
Costo de Mantenimiento (USD / MWh)					3,25	5,62	1,16	1,39	5,42	4,60	5,50
Cantidad de LCOE	216	216	216	216	648	648	216	216	216	648	648

Nota. Adaptado de O2: "La Competitividad de las Energías Renovables", (p. 42). "Energías Renovables en Argentina" de la Cámara Argentina de Energías Renovables.", 2021, Argentina.

Otro factor crítico que afecta el valor del LCOE para una tecnología dada, es la tasa de interés. Esto es particularmente relevante en Argentina donde el costo de capital alcanza valores muy superiores a los que se encuentran en mercados desarrollados e, incluso, a los que existen en la mayoría de las economías latinoamericanas.

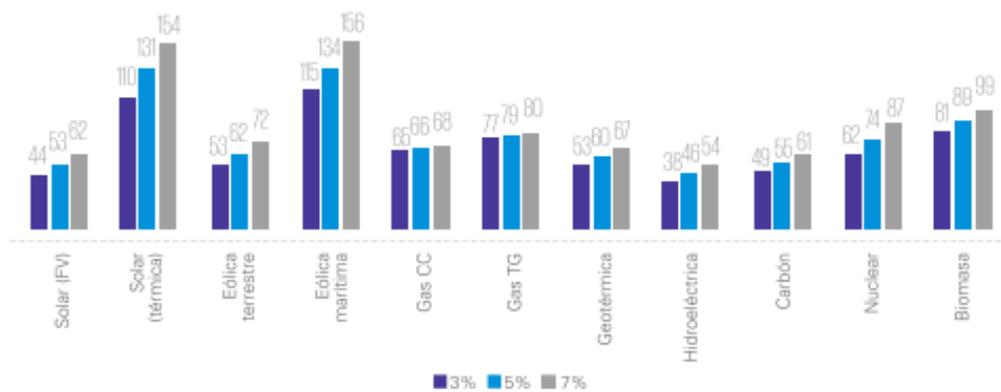
Los análisis de sensibilidad de los LCOE ante subas del costo capital indican que los proyectos renovables son más afectados que las centrales térmicas. Esto se debe porque la energía renovable solar muestra relativamente altos costos iniciales y bajos costos operativos frente a las tecnologías fósiles. Lo que las hace especialmente más sensibles a cambios en la tasa

de interés. En general, cuanto más capital intensivo es la tecnología, más sensible resulta a cambios en la tasa de descuento.

Además, la tasa de descuento misma es afectada por el grado de intensidad del capital dado que es una tecnología con costos iniciales relativamente altos y podría estar más expuesta a riesgos de mercado, lo que genera que se incremente los costos de financiamiento.

En el siguiente gráfico, se puede observar cómo variando la tasa de descuento de 3% a 7%, los valores de LCOE de las tecnologías renovables sufren un aumento relativo mucho mayor que las plantas térmicas.

Figura 116: Sensibilidad del LCOE a la Tasa de Descuento (USD/MWh).



Nota. Adaptado de 02: "La Competitividad de las Energías Renovables", (p. 45). "Energías Renovables en Argentina" de la Cámara Argentina de Energías Renovables.", 2021, Argentina.

A continuación, se calculará el LCOE de "Jacaranda I":

$$LCOE = \frac{\text{sumatoria de costos durante el ciclo de vida}}{\text{sumatoria de energía generada durante el ciclo de vida}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (153)$$

$I_t$  = Inversión de Capital en el año  $t$

$M_t$  = Gastos operativos y de mantenimiento en el año  $t$ .

$F_t$  = Gasto de Combustible en el año  $t$ .

$E_t$  = Energía Eléctrica Generada en el año  $t$ .

$r$  = Tasa de descuento

$n$  = Vida útil esperada del sistema o de la planta.

Se presenta, a continuación, diferentes escenarios considerados para calcular el LCOE. Presentando, una vida económica de 25 años y variando la tasa de descuento en dólares entre el 6% y el 10%.

En el primer escenario, completamente optimista, sin degradación en la tecnología considerada y con una estimación de energía con PR del 0,95

Tabla 48: Cálculo del LCOE, Escenario Optimista. Sin Degradación Anual.

LCOE											
Escenario Optimista											
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Generación Anual [kWh]		1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13
Generación Anual [MWh]		1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42
Inversión Inicial (USD)	\$ 1.743.838										
O&M (USD)		\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340
r=Tasa de descuento		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
r=Tasa de descuento		0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06

(Continuación tabla 48): Cálculo del LCOE, Escenario Optimista. Sin Degradación Anual.

Escenario Optimista											
Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Generación Anual [kWh]	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13
Generación Anual [MWh]	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42
Inversión Inicial (USD)											
O&M (USD)	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340
r=Tasa de descuento	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
r=Tasa de descuento	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06

(Continuación tabla 48): Cálculo del LCOE, Escenario Optimista. Sin Degradación Anual.

Escenario Optimista				
Año	22	23	24	25
Generación Anual [kWh]	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13
Generación Anual [MWh]	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42
Inversión Inicial (USD)				
O&M (USD)	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340
r=Tasa de descuento	0,1	0,1	0,1	0,1

Tabla 49: LCOE, Escenario Optimista.

LCOE=	\$ 2.155.389	138	USD/MWh	25 Años	r= 10%
	15.661,68				
LCOE=	\$ 2.323.432	105	USD/MWh	25 Años	r=6%
	22.056,62				

El segundo escenario, es medio, puesto que se plantea la misma producción de energía anual que proyectando un PR de 0,95 pero con una degradación anual de 0,75%.

Tabla 50: Cálculo del LCOE, Escenario Medio. Con Degradación Anual.

LCOE											
Escenario Medio											
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Generación Anual [kWh]		1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13
Generación Anual [MWh]		1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42
Energía con Degradación 0,75%/Anual		1.725,42	1.712,48	1.699,63	1.686,89	1.674,23	1.661,68	1.649,21	1.636,85	1.624,57	1.612,38
Inversión Inicial (USD)	\$ 1.743.838										
O&M (USD)		\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340
r=Tasa de descuento		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
r=Tasa de descuento		0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06

(Continuación Tabla 50): Cálculo del LCOE, Escenario Medio. Con Degradación Anual. (Continuación)

Escenario Medio											
Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Generación Anual [kWh]	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13
Generación Anual [MWh]	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42
Energía con Degradación 0,75%/Anual	1.600,29	1.588,29	1.576,38	1.564,55	1.552,82	1.541,17	1.529,62	1.518,14	1.506,76	1.495,46	1.484,24
Inversión Inicial (USD)											
O&M (USD)	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340
r=Tasa de descuento	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
r=Tasa de descuento	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06

(Continuación Tabla 50): Cálculo del LCOE, Escenario Medio. Con Degradación Anual. (Continuación)

Escenario Medio				
Año	22	23	24	25
Generación Anual [kWh]	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13	1.725.417,13
Generación Anual [MWh]	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42
Energía con Degradación 0,75%/Anual	1.473,11	1.462,06	1.451,10	1.440,21
Inversión Inicial (USD)				
O&M (USD)	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340
r=Tasa de descuento	0,1	0,1	0,1	0,1
r=Tasa de descuento	0,06	0,06	0,06	0,06

Dando como resultado, un LCOE, un valor más alto en comparación al último escenario.

Tabla 51: LCOE, Escenario Medio.

LCOE=	\$ 2.155.389 14.823,15	145	USD/MWh	25 Años	r= 10%
LCOE=	\$ 2.323.432 20.627,65	113	USD/MWh	25 Años	r=6%

Por último, se plantea un escenario pesimista, asumiendo una degradación anual del 0.75%, incluido una generación de energía con un PR de 0.85.

**Tabla 52:** Cálculo del LCOE, Escenario Pesimista. Con Degradación Anual y PR 0.85.

LCOE											
Escenario Pesimista											
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Generación Anual [kWh]		1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31
Generación Anual [MWh]		1.317,95	1.317,95	1.317,95	1.317,95	1.317,95	1.317,95	1.317,95	1.317,95	1.317,95	1.317,95
Energía con Degradación 0,75%/Anual		1.317,95	1.308,06	1.298,25	1.288,52	1.278,85	1.269,26	1.259,74	1.250,29	1.240,92	1.231,61
Inversión Inicial (USD)	\$ 1.743.838										
O&M (USD)		\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340
r=Tasa de descuento		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
r=Tasa de descuento		0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06

**(Continuación tabla 52):** Cálculo del LCOE, Escenario Pesimista. Con Degradación Anual y PR 0.85.

Escenario Pesimista											
Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Generación Anual [kWh]	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31
Generación Anual [MWh]	1.317,95	1.317,95	1.317,95	1.317,95	1.317,95	1.317,95	1.317,95	1.317,95	1.317,95	1.317,95	1.317,95
Energía con Degradación 0,75%/Anual	1.222,37	1.213,21	1.204,11	1.195,08	1.186,11	1.177,22	1.168,39	1.159,62	1.150,93	1.142,30	1.133,73
Inversión Inicial (USD)											
O&M (USD)	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340
r=Tasa de descuento	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
r=Tasa de descuento	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06

(Continuación tabla 52): Cálculo del LCOE, Escenario Pesimista. Con Degradación Anual y PR 0.85. (Continuación)

Escenario Pesimista				
Año	22	23	24	25
Generación Anual [kWh]	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31	1.317.949,31
Generación Anual [MWh]	1.317,95	1.317,95	1.317,95	1.317,95
Energía con Degradación 0,75%/Anual	1.125,23	1.213,21	1.204,11	1.195,08
Inversión Inicial (USD)				
O&M (USD)	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340	\$ 45.340
r=Tasa de descuento	0,1	0,1	0,1	0,1
r=Tasa de descuento	0,06	0,06	0,06	0,06

Dando como resultado, el valor de LCOE más alto, hasta este momento.

**Tabla 53:** LCOE, Escenario Pesimista.

LCOE=	\$ 2.155.389	190	USD/MWh	25 Años	r= 10%
	11.351,82				
LCOE=	\$ 2.323.432	147	USD/MWh	25 Años	r=6%
	15.827,31				

La presentación de estos escenarios, devuelve LCOEs aceptables para una planta solar fotovoltaica.

Si se considera como probable el escenario optimista, sin degradación anual. Se pensaría como una situación real para los primeros 10 años de la planta solar proyectada.

Si se toma en consideración la tecnología que se ofrece y la vida útil que se estima de cada uno de los componentes seleccionados.

Además, en todos los supuestos escenarios, no se está considerando la ampliación de "Jacarandá I", y este es un punto importante.

Entonces, la primera etapa con la *STS 3000K H1*, es una gran inversión inicial. Pero al ampliarse, la planta, se podrá usar la capacidad de esta estación transformadora inteligente para seguir conectando inversores.

El escenario medio, sería aceptable para la región, porque dentro de los supuestos escenarios expuestos, sería probable que exista, pero no lo encontraríamos en los primeros cinco años de puesta en marcha.

Por último, el escenario pesimista nos devuelve un LCOE casi comparable al estudio realizado por el Banco Mundial, cuando la tasa de descuento es igual al 10%. Pero aún, en estas supuestas condiciones sigue siendo un valor esperado para una planta fotovoltaica.

Este análisis puede brindar la confiabilidad que cualquier inversionista necesita considerar.

Retomando, luego de los escenarios, el LCOE representa el costo promedio de generar electricidad a partir de una fuente de energía o tecnología de generación durante toda su vida útil. Entonces, se busca un LCOE bajo, ya que significa que se puede producir electricidad de manera más económica. Un LCOE bajo también es deseable tanto para los consumidores, como para los inversionistas o desarrolladores de proyectos de energía, ya que significa que la electricidad generada es más competitiva en comparación con otras fuentes de energía o tecnología. Pero la interpretación exacta, del LCOE depende del contexto político, energético y económico que atraviesa el país.

El LCOE tiene sus limitaciones, ya que no considera factores externos como la variabilidad de la generación intermitente o su impacto ambiental y social.

En situaciones normalizadas de acceso al mercado financiero, este proyecto de energía renovable puede aumentar significativamente más su competitividad en relación con las tecnologías convencionales.

### ***Análisis de la Demanda.***

En los capítulos anteriores se calculó la cantidad de energía anual que puede producir la Planta Solar Fotovoltaica "Jacarandá I". Para la cual, se tuvo en cuenta solo la etapa de 1MW correspondiente a este proyecto.

Se hará un análisis de la estimación de la demanda de energía de la zona cercana a la Planta Solar, a través de las líneas de transmisión.

La planta solar tiene que estar dentro de la demanda de energía que se encuentra en el mercado. Si el tamaño de la planta es mayor que la demanda de energía, se puede decir que no será viable porque producirá más energía de la que el mercado estará en condiciones de absorber. No se venderá una parte de esa producción y se perderá.

Algunas recomendaciones, cuando se proyecta las primeras plantas solares dentro de una región, son que el tamaño propuesto debe ser tal que solo se pretenda cubrir un bajo porcentaje de la demanda. Entonces, se puede asegurar que se venda toda la producción de energía. De esta manera se registre ingreso por venta de energía que cubra el gasto de O&M y permita pagar la cuota del préstamo adquirido para su construcción.

La estimación de la demanda de energía se lleva a cabo en función de datos de demanda reales obtenidos por la información proporcionada de la "Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda". Partiendo de registros de potencia y energía mensuales.

Actualmente, la zona Sur de Concordia es alimentada por 2 líneas de distribución de 33kV. La Salida 15 y Salida 6.

Las líneas de distribución de energía eléctrica, Salida 15 como la Salida 6, son pertenecientes a la "Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda". Estas líneas tienen su origen en la central transformadora denominada Central 2.

La línea Alimentador 6 pertenece a ENERSA, dicha línea puede ser explotada por la Cooperativa Eléctrica de Concordia.

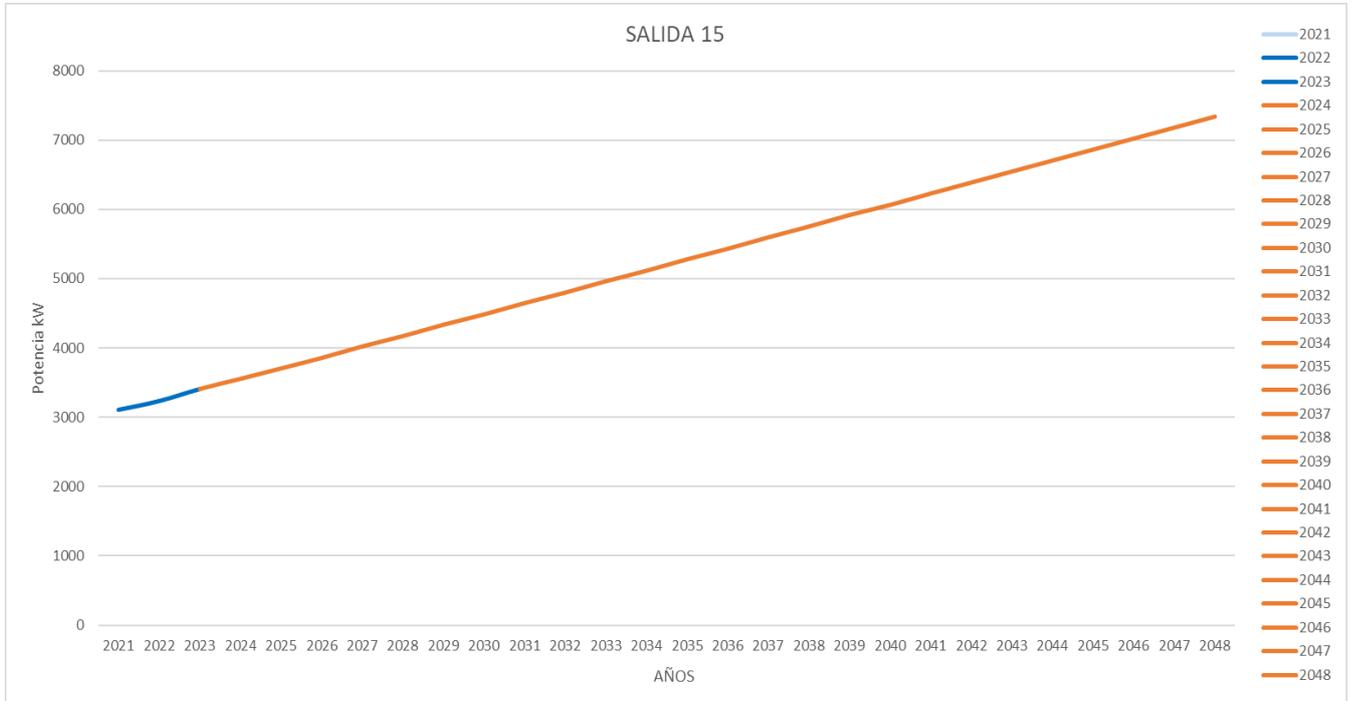
Tabla : Salida 15, Estimación de la Potencia en kW.

POTENCIA kW	AÑO	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Potencia kW/annual
		2021							3625,29	3147,85	2751,67	2484,91	2963,26	3692,78
	2022	3664,23	3375,44	2687,37	2640,19	3113,34	3931,17	3320,91	3348,54	2917,00	2725,38	3281,97	3802,12	3233,97
	2023	3966,50	3477,18	2767,99	2719,40	3206,73746	4068,76021	3623,11	3549,22	3082,34	2965,85	3600,68	3911,46	3411,60
	2024	4268,77	3578,92	2848,61	2798,60	3300,14	4206,35	3543,65	3749,91	3247,67	3206,32	3919,39	4020,80	3557,43
	2025	4571,03	3680,66	2929,23	2877,81	3393,54	4343,94	3518,51	3950,60	3413,01	3446,79	4238,11	4130,14	3707,78
	2026	4873,30	3782,40	3009,85	2957,01	3486,94	4481,53	3498,40	4151,28	3578,34	3687,26	4556,82	4239,48	3858,55
	2027	5175,57	3884,14	3090,48	3036,22	3580,34	4619,12	3665,56	4351,97	3743,68	3927,74	4875,53	4348,82	4024,93
	2028	5477,84	3985,88	3171,10	3115,42	3673,74	4756,71	3614,37	4552,66	3909,01	4168,21	5194,24	4458,16	4173,11
	2029	5780,10	4087,62	3251,72	3194,63	3767,14	4894,31	3759,45	4753,34	4074,35	4408,68	5512,95	4567,50	4337,65
	2030	6082,37	4189,37	3332,34	3273,84	3860,54	5031,90	3713,47	4954,03	4239,68	4649,15	5831,66	4676,84	4486,27
	2031	6384,64	4291,11	3412,96	3353,04	3953,94	5169,49	3839,05	5154,72	4405,02	4889,62	6150,38	4786,18	4649,18
	2032	6686,91	4392,85	3493,58	3432,25	4047,34	5307,08	3828,16	5355,41	4570,35	5130,09	6469,09	4895,52	4800,72
	2033	6989,17	4494,59	3574,20	3511,45	4140,74	5444,67	3966,89	5556,09	4735,68	5370,56	6787,80	5004,86	4964,73
	2034	7291,44	4596,33	3654,82	3590,66	4234,14	5582,26	3953,91	5756,78	4901,02	5611,03	7106,51	5114,20	5116,09
	2035	7593,71	4698,07	3735,44	3669,86	4327,54	5719,85	4100,53	5957,47	5066,35	5851,50	7425,22	5223,54	5280,76
	2036	7895,98	4799,81	3816,07	3749,07	4420,94	5857,44	4090,58	6158,15	5231,69	6091,97	7743,93	5332,88	5432,38
	2037	8198,25	4901,55	3896,69	3828,28	4514,34	5995,03	4237,29	6358,84	5397,02	6332,44	8062,65	5442,22	5597,05
	2038	8500,51	5003,29	3977,31	3907,48	4607,74	6132,62	4281,80	6559,53	5562,36	6572,91	8381,36	5551,55	5753,21
	2039	8802,78	5105,03	4057,93	3986,69	4701,14	6270,22	4437,47	6760,21	5727,69	6813,39	8700,07	5660,89	5918,63
	2040	9105,05	5206,77	4138,55	4065,89	4794,54	6407,81	4360,21	6960,90	5893,03	7053,86	9018,78	5770,23	6064,63
	2041	9407,32	5308,51	4219,17	4145,10	4887,94	6545,40	4506,62	7161,59	6058,36	7294,33	9337,49	5879,57	6229,28
	2042	9709,58	5410,25	4299,79	4224,30	4981,34	6682,99	4576,45	7362,27	6223,70	7534,80	9656,20	5988,91	6387,55
	2043	10011,85	5511,99	4380,41	4303,51	5074,74	6820,58	4647,13	7562,96	6389,03	7775,27	9974,92	6098,25	6545,89
	2044	10314,12	5613,73	4461,03	4382,72	5168,14	6958,17	4717,78	7763,65	6554,37	8015,74	10293,63	6207,59	6704,22
	2045	10616,39	5715,48	4541,66	4461,92	5261,54	7095,76	4788,41	7964,33	6719,70	8256,21	10612,34	6316,93	6862,56
	2046	10918,65	5817,22	4622,28	4541,13	5354,94	7233,35	4859,02	8165,02	6885,03	8496,68	10931,05	6426,27	7020,89
	2047	11220,92	5918,96	4702,90	4620,33	5448,34	7370,94	4929,63	8365,71	7050,37	8737,15	11249,76	6535,61	7179,22
	2048	11523,19	6020,70	4783,52	4699,54	5541,74	7508,53	5000,24	8566,39	7215,70	8977,62	11568,47	6644,95	7337,55

De este modo, partiendo de datos desde el 2021 hasta mayo de 2023 podemos predecir como se va a comportar la demanda de potencia hasta el 2048.

Luego, se puede apreciar esta tendencia creciente en el siguiente gráfico:

**Figura 117:** Gráfico de la Tendencia de la Demanda de Potencia para la Salida 15.



**Nota.** En azul los datos de los que se partió para hacer la estimación. En anaranjado el crecimiento estimado.

El crecimiento promedio de la demanda de potencia para la Salida 15

**Tabla 55:** Evaluación del Crecimiento de la Demanda de Potencia para Salida 15.

POTENCIA kW	AÑO	Promedio de Crecimiento
	2021	
2022		
2023		
2024		
2025		
2026		
2027		
2028		
2029		
2030		
2031		
2032		
2033		
2034		
2035		
2036		
2037		
2038		
2039		
2040		
2041		
2042		
2043		
2044		
2045		
2046		
2047		
2048		

A continuación, se muestra una tabla con los datos pertenecientes a la estimación de la demanda de energía anual de la Salida 15:

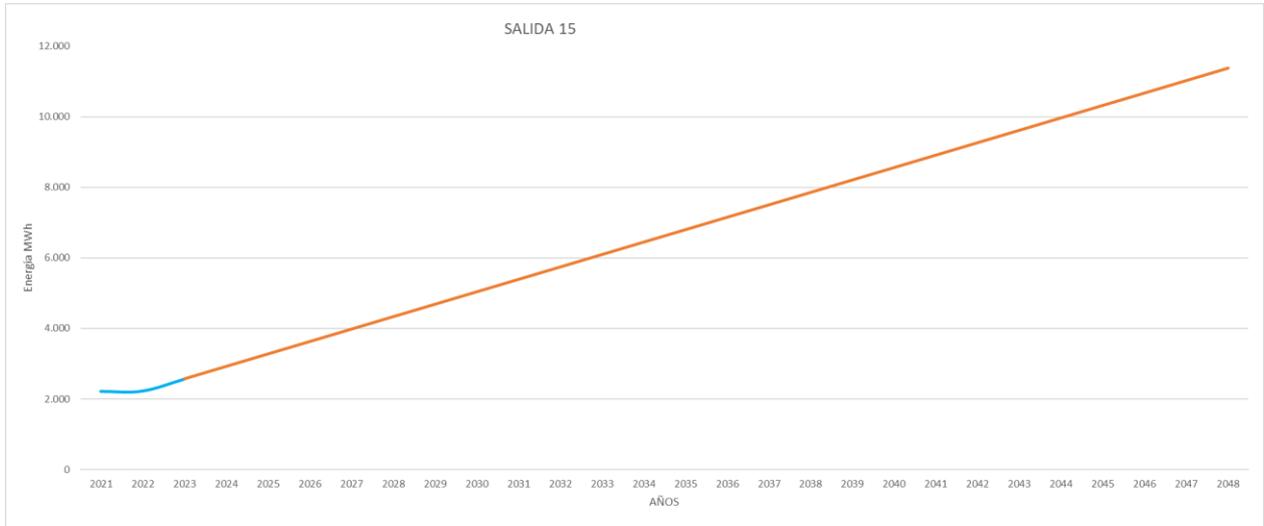
**Tabla 56: Salida 15, Estimación de la Energía Anual en MWh.**

ENERGÍA kWh	AÑO	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	PROMEDIO	PROMEDIO MWh
	2021									2.342.208	1.979.904	1.845.392	2.131.680	2.748.608	2.209.558
2022	2.724.352	2.265.904	1.990.960	1.899.520	630.208	2.828.624	2.471.696	2.488.624	2.101.472	2.028.400	2.362.304	2.829.600	2.218.472	2.218	2.218
2023	5.781.616	2.213.616	2.050.689	1.956.506	649.114	2.927.626	2.696.620	2.635.040	2.223.040	2.211.408	2.592.928	2.910.592	2.570.733	2.571	2.571
2024	8.838.880	2.161.328	2.110.418	2.013.491	668.020	3.026.628	2.921.545	2.781.456	2.344.608	2.394.416	2.823.552	2.991.584	2.922.994	2.923	2.923
2025	11.896.144	2.109.040	2.170.146	2.070.477	686.927	3.125.630	3.146.469	2.927.872	2.466.176	2.577.424	3.054.176	3.072.576	3.275.255	3.275	3.275
2026	14.953.408	2.056.752	2.229.875	2.127.462	705.833	3.224.631	3.371.393	3.074.288	2.587.744	2.760.432	3.284.800	3.153.568	3.627.516	3.628	3.628
2027	18.010.672	2.004.464	2.289.604	2.184.448	724.739	3.323.633	3.596.318	3.220.704	2.709.312	2.943.440	3.515.424	3.234.560	3.979.777	3.980	3.980
2028	21.067.936	1.952.176	2.349.333	2.241.434	743.645	3.422.635	3.821.242	3.367.120	2.830.880	3.126.448	3.746.048	3.315.552	4.332.037	4.332	4.332
2029	24.125.200	1.899.888	2.409.062	2.298.419	762.552	3.521.637	4.046.166	3.513.536	2.952.448	3.309.456	3.976.672	3.396.544	4.684.298	4.684	4.684
2030	27.182.464	1.847.600	2.468.790	2.355.405	781.458	3.620.639	4.271.091	3.659.952	3.074.016	3.492.464	4.207.296	3.477.536	5.036.559	5.037	5.037
2031	30.239.728	1.795.312	2.528.519	2.412.390	800.364	3.719.641	4.496.015	3.806.368	3.195.584	3.675.472	4.437.920	3.558.528	5.388.820	5.389	5.389
2032	33.296.992	1.743.024	2.588.248	2.469.376	819.270	3.818.642	4.720.939	3.952.784	3.317.152	3.858.480	4.668.544	3.639.520	5.741.081	5.741	5.741
2033	36.354.256	1.690.736	2.647.977	2.526.362	838.177	3.917.644	4.945.864	4.099.200	3.438.720	4.041.488	4.899.168	3.720.512	6.093.342	6.093	6.093
2034	39.411.520	1.638.448	2.707.706	2.583.347	857.083	4.016.646	5.170.788	4.245.616	3.560.288	4.224.496	5.129.792	3.801.504	6.445.603	6.446	6.446
2035	42.468.784	1.586.160	2.767.434	2.640.333	875.989	4.115.648	5.395.712	4.392.032	3.681.856	4.407.504	5.360.416	3.882.496	6.797.864	6.798	6.798
2036	45.526.048	1.533.872	2.827.163	2.697.318	894.895	4.214.650	5.620.637	4.538.448	3.803.424	4.590.512	5.591.040	3.963.488	7.150.125	7.150	7.150
2037	48.583.312	1.481.584	2.886.892	2.754.304	913.802	4.313.652	5.845.561	4.684.864	3.924.992	4.773.520	5.821.664	4.044.480	7.502.386	7.502	7.502
2038	51.640.576	1.429.296	2.946.621	2.811.290	932.708	4.412.653	6.070.485	4.831.280	4.046.560	4.956.528	6.052.288	4.125.472	7.854.646	7.855	7.855
2039	54.697.840	1.377.008	3.006.350	2.868.275	951.614	4.511.655	6.295.410	4.977.696	4.168.128	5.139.536	6.282.912	4.206.464	8.206.907	8.207	8.207
2040	57.755.104	1.324.720	3.066.078	2.925.261	970.520	4.610.657	6.520.334	5.124.112	4.289.696	5.322.544	6.513.536	4.287.456	8.559.168	8.559	8.559
2041	60.812.368	1.272.432	3.125.807	2.982.246	989.427	4.709.659	6.745.258	5.270.528	4.411.264	5.505.552	6.744.160	4.368.448	8.911.429	8.911	8.911
2042	63.869.632	1.220.144	3.185.536	3.039.232	1.008.333	4.808.661	6.970.183	5.416.944	4.532.832	5.688.560	6.974.784	4.449.440	9.263.690	9.264	9.264
2043	66.926.896	1.167.856	3.245.265	3.096.218	1.027.239	4.907.663	7.195.107	5.563.360	4.654.400	5.871.568	7.205.408	4.530.432	9.615.951	9.616	9.616
2044	69.984.160	1.115.568	3.304.994	3.153.203	1.046.145	5.006.664	7.420.031	5.709.776	4.775.968	6.054.576	7.436.032	4.611.424	9.968.212	9.968	9.968
2045	73.041.424	1.063.280	3.364.722	3.210.189	1.065.052	5.105.666	7.644.956	5.856.192	4.897.536	6.237.584	7.666.656	4.692.416	10.320.473	10.320	10.320
2046	76.098.688	1.010.992	3.424.451	3.267.174	1.083.958	5.204.668	7.869.880	6.002.608	5.019.104	6.420.592	7.897.280	4.773.408	10.672.734	10.673	10.673
2047	79.155.952	958.704	3.484.180	3.324.160	1.102.864	5.303.670	8.094.804	6.149.024	5.140.672	6.603.600	8.127.904	4.854.400	11.024.995	11.025	11.025
2048	82.213.216	906.416	3.543.909	3.381.146	1.121.770	5.402.672	8.319.729	6.295.440	5.262.240	6.786.608	8.358.528	4.935.392	11.377.255	11.377	11.377

**Nota.** De este modo, partiendo de datos desde el 2021 hasta mayo de 2023 podemos predecir como se va a comportar la demanda de energía hasta el 2043.

Luego, se puede apreciar esta tendencia creciente en el siguiente gráfico:

**Figura 118:** Gráfico de la Tendencia de la Demanda de Energía para la Salida 15.



*Nota.* En celeste los datos de los que se partió para hacer la estimación. En anaranjado el crecimiento estimado.

El crecimiento promedio de la demanda de energía para la Salida 15:

**Tabla 57:** Evaluación del Crecimiento de la Demanda de Energía para Salida 15.

ENERGÍA kWh	AÑO	Promedio de Crecimiento
	2021	1,063
2022		
2023		
2024		
2025		
2026		
2027		
2028		
2029		
2030		
2031		
2032		
2033		
2034		
2035		
2036		
2037		
2038		
2039		
2040		
2041		
2042		
2043		
2044		
2045		
2046		
2047		
2048		

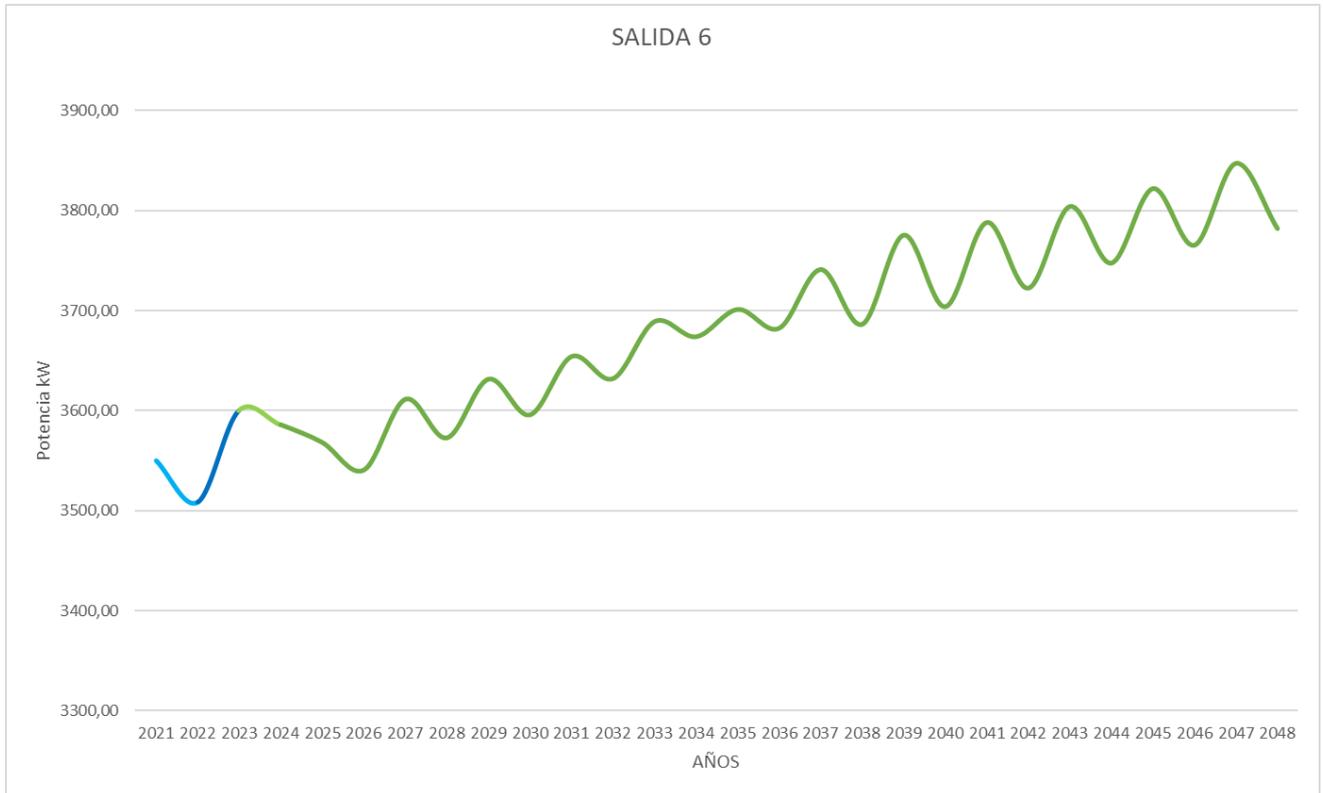
Tabla 58: Salida 6, Estimación de la Potencia en kW.

POTENCIA kW	AÑO	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Potencia kW/anual
	2021								4185,2	3534,7	3166,0	3413,0	3904,4	4377,8
2022	4631,6	3881,4	3062,2	2900,8	3394,9	4054,2	3462,2	3246,4	3005,5	3018,1	3355,1	4087,6	3508,33	
2023	4633,1	3946,8	3154,1	2987,8	3496,7	4175,8	3798,0	3343,8	3095,6	3169,1	3657,1	4210,2	3600,00	
2024	4634,5	4012,2	3246,0	3074,8	3598,5	4297,5	3467,7	3198,5	3028,1	2976,6	3423,4	4073,1	3585,90	
2025	4635,9	4077,6	3337,8	3161,8	3700,4	4419,1	3265,3	3099,8	2990,8	2850,0	3292,7	3985,9	3568,10	
2026	4637,4	4143,0	3429,7	3248,8	3802,2	4540,7	3027,4	2988,2	2945,2	2705,2	3133,4	3884,9	3540,51	
2027	4638,8	4208,4	3521,6	3335,9	3904,1	4662,3	3146,9	3006,8	2984,1	2744,6	3261,4	3923,2	3611,49	
2028	4640,3	4273,8	3613,4	3422,9	4005,9	4784,0	2868,5	2880,4	2928,8	2578,8	3069,4	3806,3	3572,71	
2029	4641,7	4339,1	3705,3	3509,9	4107,8	4905,6	2944,1	2883,0	2957,4	2595,6	3162,2	3827,5	3631,60	
2030	4643,1	4404,5	3797,2	3596,9	4209,6	5027,2	2676,4	2760,6	2904,7	2435,4	2979,0	3714,8	3595,80	
2031	4644,6	4469,9	3889,0	3684,0	4311,5	5148,8	2750,4	2762,6	2932,9	2451,3	3070,3	3735,4	3654,22	
2032	4646,0	4535,3	3980,9	3771,0	4413,3	5270,5	2532,1	2658,1	2891,8	2316,6	2926,8	3642,0	3632,03	
2033	4647,5	4600,7	4072,8	3858,0	4515,2	5392,1	2601,5	2658,5	2918,9	2330,1	3014,5	3660,7	3689,21	
2034	4648,9	4666,1	4164,6	3945,0	4617,0	5513,7	2213,0	2492,0	2837,6	2107,7	2734,2	3501,0	3674,00	
2035	4650,4	4731,5	4256,5	4032,0	4718,8	5635,3	2369,8	2524,2	2885,4	2166,3	2892,1	3553,8	3701,34	
2036	4651,8	4796,9	4348,4	4119,1	4820,7	5757,0	2163,5	2424,1	2847,2	2037,8	2758,3	3465,1	3682,48	
2037	4653,2	4862,3	4440,2	4206,1	4922,5	5878,6	2238,7	2426,5	2875,7	2054,3	2850,7	3486,1	3741,26	
2038	4654,7	4927,7	4532,1	4293,1	5024,4	6000,2	1902,0	2278,9	2806,6	1858,5	2611,9	3346,5	3686,40	
2039	4656,1	4993,1	4624,0	4380,1	5126,2	6121,8	2087,7	2321,6	2861,2	1932,0	2793,1	3410,6	3775,64	
2040	4657,6	5058,5	4715,8	4467,2	5228,1	6243,5	1690,4	2151,9	2777,8	1705,0	2505,6	3247,4	3704,06	
2041	4659,0	5123,9	4807,7	4554,2	5329,9	6365,1	1858,0	2188,1	2828,1	1769,2	2672,3	3304,4	3788,32	
2042	4660,4	5189,3	4899,6	4641,2	5431,8	6486,7	1481,9	2026,1	2749,8	1553,1	2401,9	3149,5	3722,61	
2043	4661,9	5254,6	4991,5	4728,2	5533,6	6608,4	1640,5	2058,9	2798,0	1612,7	2561,4	3203,0	3804,39	
2044	4663,3	5320,0	5083,3	4815,2	5635,5	6730,0	1297,2	1909,0	2727,4	1413,5	2317,3	3060,9	3747,72	
2045	4664,8	5385,4	5175,2	4902,3	5737,3	6851,6	1429,6	1932,2	2769,3	1459,5	2455,7	3104,2	3822,26	
2046	4666,2	5450,8	5267,1	4989,3	5839,1	6973,2	1086,3	1782,2	2698,7	1260,3	2211,6	2962,1	3765,59	
2047	4667,7	5516,2	5358,9	5076,3	5941,0	7094,9	1245,5	1815,3	2747,1	1320,2	2371,6	3015,8	3847,54	
2048	4669,1	5581,6	5450,8	5163,3	6042,8	7216,5	870,9	1653,9	2669,1	1104,9	2102,4	2861,5	3782,24	

Partiendo de datos desde el 2021 hasta mayo de 2023 podemos predecir como se va a comportar la demanda de potencia hasta el 2048.

Luego, se puede apreciar esta tendencia creciente en el siguiente gráfico:

**Figura 119:** Gráfico de la Tendencia de la Demanda de Potencia para la Salida 6.



**Nota.** En color celeste los datos de los que se partió para hacer la estimación. En color verde el crecimiento estimado.

**Tabla 59:** Evaluación del Crecimiento de la Demanda de Potencia para Salida 6.

POTENCIA kW	AÑO	Promedio de Crecimiento
		2021
	2022	
	2023	
	2024	
	2025	
	2026	
	2027	
	2028	
	2029	
	2030	
	2031	
	2032	
	2033	
	2034	
	2035	
	2036	
	2037	
	2038	
	2039	
	2040	
	2041	
	2042	
	2043	
	2044	
	2045	
	2046	
	2047	
	2048	

A continuación, se muestra una tabla con los datos pertenecientes a la tendencia de la demanda de energía anual de la Salida 6:

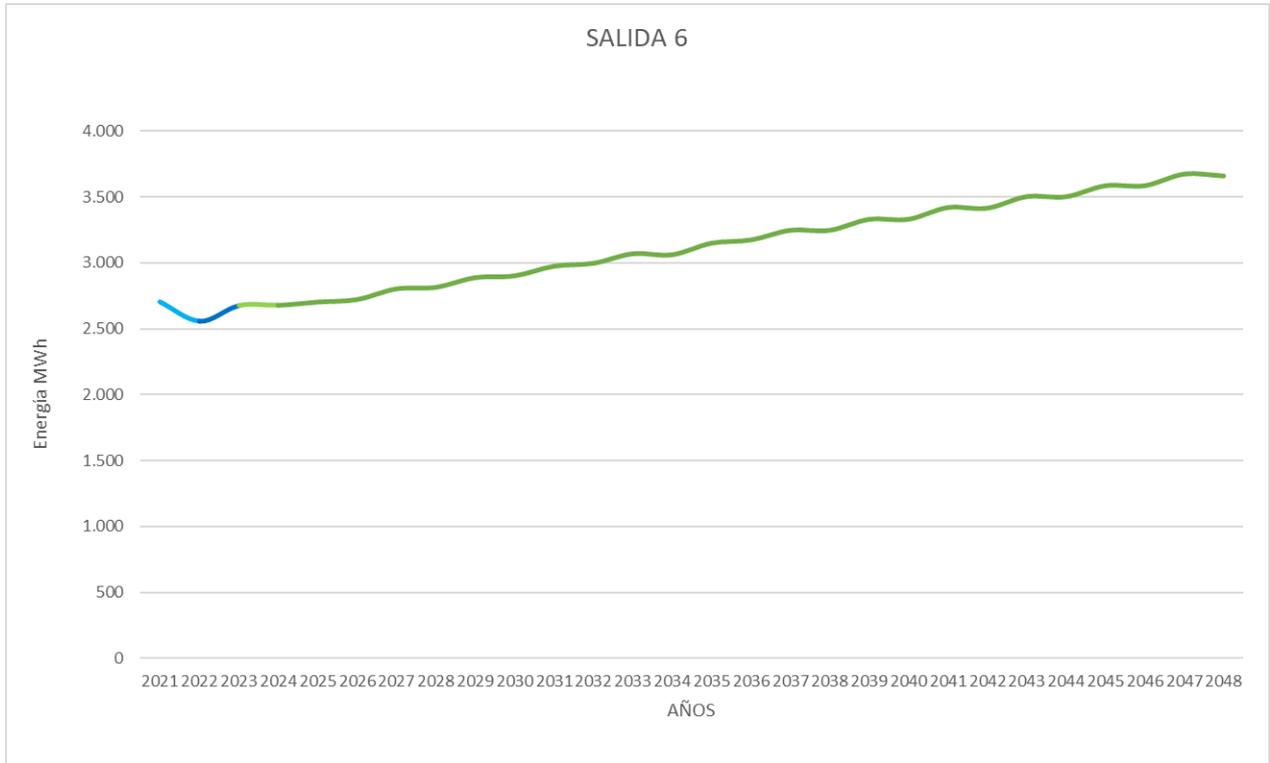
Tabla 60: Salida 6, Estimación de la Energía Anual en MWh.

ENERGÍA kWh	AÑO	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	PROMEDIO	PROMEDIO MWh
	2021									2.628.992	2.280.192	2.538.176	2.811.776	3.256.896	2.703.206
2022	3.442.752	2.608.064	2.267.744	2.088.192	2.497.376	2.918.464	2.575.328	2.414.496	2.164.064	2.245.920	2.415.104	3.040.704	2.556.517	2.557	
2023	3.447.360	2.510.208	2.335.776	2.150.838	2.572.297	3.020.610	2.809.683	2.499.003	2.358.830	2.450.299	2.634.878	3.314.367	2.675.346	2.675	
2024	3.451.968	2.412.352	2.403.809	2.213.484	2.647.219	3.122.756	3.044.038	2.395.378	2.357.981	2.342.195	2.466.785	3.279.814	2.678.148	2.678	
2025	3.456.576	2.314.496	2.471.841	2.276.129	2.722.140	3.224.903	3.278.393	2.327.890	2.394.708	2.294.115	2.373.196	3.304.465	2.703.238	2.703	
2026	3.461.184	2.216.640	2.539.873	2.338.775	2.797.061	3.327.049	3.512.747	2.250.380	2.421.013	2.229.387	2.258.943	3.312.695	2.722.146	2.722	
2027	3.465.792	2.118.784	2.607.906	2.401.421	2.871.982	3.429.195	3.747.102	2.273.785	2.552.246	2.332.278	2.352.745	3.486.255	2.803.291	2.803	
2028	3.470.400	2.020.928	2.675.938	2.464.067	2.946.904	3.531.341	3.981.457	2.184.826	2.566.647	2.248.534	2.214.888	3.475.729	2.815.138	2.815	
2029	3.475.008	1.923.072	2.743.970	2.526.712	3.021.825	3.633.488	4.215.812	2.195.841	2.684.999	2.330.845	2.283.147	3.628.992	2.888.643	2.889	
2030	3.479.616	1.825.216	2.812.003	2.589.358	3.096.746	3.735.634	4.450.167	2.109.934	2.702.573	2.252.170	2.151.581	3.623.465	2.902.372	2.902	
2031	3.484.224	1.727.360	2.880.035	2.652.004	3.171.668	3.837.780	4.684.522	2.120.474	2.820.430	2.333.693	2.218.861	3.775.949	2.975.583	2.976	
2032	3.488.832	1.629.504	2.948.067	2.714.650	3.246.589	3.939.926	4.918.876	2.048.501	2.852.493	2.278.162	2.116.024	3.793.251	2.997.906	2.998	
2033	3.493.440	1.531.648	3.016.100	2.777.295	3.321.510	4.042.073	5.153.231	2.057.768	2.969.026	2.357.569	2.180.677	3.943.649	3.070.332	3.070	
2034	3.498.048	1.433.792	3.084.132	2.839.941	3.396.431	4.144.219	5.387.586	1.937.739	2.951.122	2.222.220	1.978.766	3.882.222	3.063.018	3.063	
2035	3.502.656	1.335.936	3.152.164	2.902.587	3.471.353	4.246.365	5.621.941	1.971.663	3.093.293	2.342.582	2.094.254	4.073.015	3.150.651	3.151	
2036	3.507.264	1.238.080	3.220.196	2.965.233	3.546.274	4.348.511	5.856.296	1.903.089	3.128.890	2.292.697	1.998.425	4.095.886	3.175.070	3.175	
2037	3.511.872	1.140.224	3.288.229	3.027.878	3.621.195	4.450.658	6.090.651	1.913.999	3.247.131	2.374.833	2.066.466	4.248.975	3.248.509	3.249	
2038	3.516.480	1.042.368	3.356.261	3.090.524	3.696.116	4.552.804	6.325.006	1.808.579	3.244.417	2.242.813	1.894.673	4.211.482	3.248.460	3.248	
2039	3.521.088	944.512	3.424.293	3.153.170	3.771.038	4.654.950	6.559.360	1.850.676	3.395.085	2.366.449	2.027.010	4.415.664	3.340.275	3.332	
2040	3.525.696	846.656	3.492.326	3.215.816	3.845.959	4.757.096	6.793.715	1.728.134	3.374.568	2.235.686	1.819.918	4.350.120	3.332.141	3.332	
2041	3.530.304	748.800	3.560.358	3.278.461	3.920.880	4.859.243	7.028.070	1.765.132	3.519.935	2.360.025	1.941.743	4.545.949	3.421.575	3.422	
2042	3.534.912	650.944	3.628.390	3.341.107	3.995.802	4.961.389	7.262.425	1.648.605	3.505.672	2.229.280	1.747.051	4.490.258	3.416.320	3.416	
2043	3.539.520	553.088	3.696.423	3.403.753	4.070.723	5.063.535	7.496.780	1.683.055	3.648.390	2.353.840	1.863.624	4.681.914	3.504.554	3.505	
2044	3.544.128	455.232	3.764.455	3.466.399	4.145.644	5.165.681	7.731.135	1.575.781	3.643.748	2.223.265	1.688.009	4.641.383	3.503.738	3.504	
2045	3.548.736	357.376	3.832.487	3.529.044	4.220.565	5.267.828	7.965.490	1.602.821	3.778.761	2.334.510	1.789.304	4.820.898	3.587.318	3.587	
2046	3.553.344	259.520	3.900.520	3.591.690	4.295.487	5.369.974	8.199.844	1.495.546	3.774.118	2.217.937	1.613.686	4.780.365	3.587.669	3.588	
2047	3.557.952	161.664	3.968.552	3.654.336	4.370.408	5.472.120	8.434.199	1.530.175	3.917.022	2.338.893	1.730.628	4.972.313	3.675.689	3.676	
2048	3.562.560	63.808	4.036.584	3.716.982	4.445.329	5.574.266	8.668.554	1.309.036	3.903.199	2.208.372	1.536.809	4.917.317	3.661.901	3.662	

Nota. De este modo, partiendo de datos desde el 2021 hasta mayo de 2023 podemos predecir como se va a comportar la demanda de energía hasta el 2048

Luego, se puede apreciar esta tendencia creciente en el siguiente gráfico:

**Figura 120:** Gráfico de la Tendencia de la Demanda de Energía para la Salida 6.



*Nota.* En color celeste los datos de los cuales se partió para hacer la estimación. En color verde el crecimiento estimado.

El crecimiento promedio de la demanda de energía para la Salida 6:

**Tabla 61:** Evaluación del Crecimiento de la Demanda de Energía para Salida 6.

ENERGÍA kWh	AÑO	Promedio de Crecimiento
	2021	1,011
2022		
2023		
2024		
2025		
2026		
2027		
2028		
2029		
2030		
2031		
2032		
2033		
2034		
2035		
2036		
2037		
2038		
2039		
2040		
2041		
2042		
2043		
2044		
2045		
2046		
2047		
2048		

Como se pudo apreciar gráficamente, la demanda tiende a aumentar con el paso de los años. Con un crecimiento en promedio de 1,002 para la demanda de potencia y 1.011 para la demanda de energía, aproximadamente.

En conclusión, toda la energía eléctrica que genere la planta solar fotovoltaica propuesta en este proyecto podrá ser vendida al mercado local. Con la posibilidad de que, si se amplía, a futuro, también se pueda aprovechar toda su generación anual.

### **Análisis FODA.**

**Fortalezas.** Son factores internos, a mantener, que favorecen o pueden favorecer a cumplir los objetivos. Encontramos:

- Mano de obra local, calificada.
- Fuente de Energía Renovable.
- Reducción de la energía eléctrica generada por fuentes fósiles.
- El equipo seleccionado, para esta planta, es el más actual en el mercado de la energía solar fotovoltaica.
- Monitoreo Remoto Continuo, sin necesidad de estar presente dentro de la Planta Solar.
- Contratos de Obras para Empresas Locales.
- Generación de Información del Recurso Solar disponible en la región.
- Parque Industrial cercano a la Planta Solar Fotovoltaica.
- Participación de diferentes sectores del entramado Social.
- Contratos de Trabajo para Mantenimiento de la Planta Solar Fotovoltaica.
- Espacio de terreno suficiente para seguir ampliándose en el futuro.
- Gran paso de tecnología renovable a nivel local.
- Estandarización de productos de energía solar en la región.

**Oportunidades.** Son factores externos, a aprovechar, que favorecen o pueden favorecer el cumplimiento de los objetivos planteados. Estos son:

- Declaración de la Ley Provincial 10.933. Donde se expone el interés provincial sobre la generación, almacenamiento y utilización las fuentes de energía renovables. También, su promoción y concientización.
- Adhesión al Régimen de Fomento a la Generación Distribuida integrada a la red eléctrica. Ley Nacional 27.424.
- Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS), cuyo objetivo es otorgar préstamos, incentivos, garantías, aportes de capital y la adquisición de otros instrumentos financieros.
- Creación del Fondo de Energías Sostenibles a nivel provincial, con el mismo objetivo que el FODIS.
- Nueva apertura de los Ren MDI con el objetivo del 20% al 2025.
- Diversificación de la matriz energética en Entre Ríos.
- Certificado de Crédito Fiscal (CCF) que puede ser utilizado para el pago de Impuestos Nacionales como el Impuesto a las Ganancias, el Impuesto al Valor Agregado (IVA), impuesto a la ganancia mínima presunta o impuestos internos.
- Beneficios para la adquisición de equipamiento por medio del FODIS
- Reducción en el pago del Impuesto a las Ingresos Brutos, El Impuesto Inmobiliario y o la eximición del Impuesto de Sellos.
- Nuevos beneficios dentro del Mercado a Término de las Energías Renovables (MATER) en el 2023.
- Prioridad de Despacho.
- Generación de Políticas Públicas que den respuestas a las demandas de la comunidad.

- Eximición del impuesto a los ingresos brutos, impuestos a los sellos e impuestos inmobiliarios para los proyectos de energía renovable.
- Oportunidad de I+D en materia de energía solar fotovoltaica a nivel local.
- Celebrar convenios y acuerdos con las universidades e institutos de investigación competentes en la materia, para tecnología fotovoltaica.
- "Promover, en conjunto con las universidades, los municipios, las cámaras empresariales, los colegios de profesionales y el Estado Nacional, el surgimiento y desarrollo de emprendedores y emprendedoras de la industria renovable provincial, a los fines de que la demanda de estas tecnologías sea paulatinamente cubierta por la industria renovable local" (Ley Provincial 10.933)

**Debilidades.** Son factores internos, a corregir, que perjudican o pueden perjudicar el cumplimiento de los objetivos.

- Generación menor de la estimada por afectación de temperatura en los equipos seleccionados.
- Procesos en obra sin definir, que lleven a errores de montaje.
- Intermittencias en la generación de energía.
- Falta de concientización y promoción de esta fuente de energía propuesta.
- No encontrar mano de obra calificada para llevar a cabo las obras a nivel local.
- No tener una buena cartera de proveedores mayoristas locales que quieran licitar mano de obra para el proyecto propuesto.
- Gran inversión inicial.
- Como la Ley Provincial recién empieza a estar vigente, muchos beneficios fiscales provinciales todavía no están puestos en funcionamiento.
- No se encuentra 100% en funcionamiento el Fondo Provincial que ayude a las inversiones de energías no convencionales.

**Amenazas.** Son factores externos, a afrontar, que perjudican o pueden perjudicar el cumplimiento de los objetivos.

- Bajo valor en la remuneración por venta de energía, tal que no se pueda afrontar el mantenimiento.
- Remuneración por energía fija, sin actualizaciones que permita saldar las cuotas del préstamo.
- Bajo precio por MWh pactado en el Mercado Eléctrico.
- No generar ganancias a partir del décimo año.
- No terminar de pagar el préstamo después de diez años de funcionamiento.
- No lograr inversiones privadas para poder ampliar en potencia instalada.
- Tipo de cambio no favorable en el mercado.
- No contar con la financiación o beneficios hacia las energías renovables que promueve el estado.
- Factores meteorológicos variados.
- Altas temperaturas que no permitan llegar a las estimaciones de energía proyectadas.
- Que los ciudadanos no acepten el proyecto, aun contando con un estudio medio ambiental positivo.

- Restricciones a las importaciones de equipos.
- Que no se exima del impuesto PAIS a los proyectos de energía renovable.
- La no venta de la totalidad de la energía generada por la planta.
- Competencia desleal al no respetarse el Acuerdo Paris y las leyes medioambientales vigentes.
- Robos durante la obra y luego de puesta en funcionamiento.
- Rotura de equipo sin repuesto por más de dos meses.
- Cambios de políticas energéticas a nivel provincial.
- No poseer beneficios fiscales porque los organismos comprometidos con la generación de energía a nivel local no sepan como implementarlos.
- Mala administración de la venta de energía y de los fondos de inversión destinados a la planta solar fotovoltaica.

### ***Fondos del Proyecto.***

La planta solar, planteada, puede ser llevada a cabo por una entidad pública o privada. Pero en este caso práctico se optó por un modelo, pensado, para el sector público.

El proyecto será hipotéticamente financiado por la Municipalidad de Concordia partiendo de suponer que los fondos son 100% públicos.

La Ley Provincial 10.933 incentiva las inversiones en emprendimientos públicos para la producción de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables, y con ella se pretende que el 30% de la energía consumida en Entre Ríos sea renovable para el 2030.

El proyecto busca ubicar a la ciudad de Concordia como una de las primeras productoras de energía limpia en la región, cumpliendo con la ley provincial, sancionada en 2021, y dando un aporte al cumplimiento de dicha ley.

Será a futuro un antecedente positivo que incentivará, también, la inversión privada en fuentes de energía renovable.

Además, la Municipalidad de Concordia dará el primer paso de gran impacto, en la región, para reducir la huella de carbono.

Desde el punto de vista económico es una inversión en infraestructura que generará un flujo de fondos durante 25 años. Puesto que se generará superávit vendiendo la energía producida. Los resultados de estas ventas podrán ser reinvertidos o destinados a fondos de compensación de la tarifa energética.

Como impacto sobre el medio ambiente, la incorporación de la Planta Solar Fotovoltaica transforma a la Municipalidad de Concordia de un consumidor a un generador de energía. Donde se toma un rol 100% activo en la gestión de energía de la ciudad. Esto permitirá planificar distintas estrategias para apoyar a los diferentes sectores del entramado social.

Se entiende que, se generará políticas públicas que den respuesta a la demanda de energía de la comunidad. Por ejemplo, se puede destinar a bajar el costo productivo de las industrias en

los primeros años, que se establezcan en el Parque Industrial de Concordia, para brindarles un factor que les genere competitividad.

El parque industrial de Concordia en Agosto 2023 registró en energía 205.059 kWh-mes. Con una demanda de 1456 kW de potencia. Dato tomado de la “Cooperativa Eléctrica de Concordia y Otro Serv. De Concordia. Ltda”

Entonces, por lo expuesto el Parque Solar Fotovoltaico es una importante iniciativa de gestión para Concordia. Donde, desde la Municipalidad se dará el primer paso a contribuir a ese 30% que expresa la Ley Provincial 10. 933.

Otro punto a tener en cuenta, es que la Municipalidad de Concordia entrará en la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional “RenMDI” para celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA. Bajo Resolución SE36/2023 del 31 de Enero del 2023. Como se fijó en la introducción de este proyecto.

El fundamento de la licitación busca el desarrollo de Proyectos de Generación Renovables destinados a la Sustitución de Generación Forzada con Gas Oil, Diversificación Tecnológica y Desarrollo Federal.

De esta manera, además de generar valor una vez terminada la obra en su totalidad, también, podrá recibir remuneración cuando se encuentre en proceso previo a la Habilitación Comercial. Esta remuneración será del 50% de la indicada previamente, hasta alcanzar la habilitación requerida.

La siguiente evaluación del flujo de fondos, se hará planteando que no se tiene dentro de las arcas municipales los fondos necesarios para llevar a cabo la inversión inicial que necesita el proyecto, entonces se pedirá un préstamo al Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Este sería el peor escenario dentro del capital inicial.

El BID ofrece diferentes tipos de préstamos o instrumentos dentro de la categoría Prestamos de Inversión y pueden otorgarse para necesidades de corto, mediano o largo plazo. El tamaño del préstamo se basa en el costo estimado del proyecto. Los desembolsos se realizan cuando el prestatario presenta prueba de gastos elegibles.

El préstamo será para proyecto específico, y está diseñado para financiar uno o más proyectos específicos para fines muy concretos con componentes interdependientes. Como fue planteado dentro del Gantt, para el momento que el BID apruebe el préstamo, se deberá haber estimado el diseño preliminar, el costo y la factibilidad técnica, financiera y económica del mismo.

Es una inversión específica, este proyecto, porque no puede dividirse sin afectar la naturaleza del mismo o la justificación de cada uno de sus componentes independientes.

Se planteará las condiciones del préstamo, considerando escenarios diferentes, tasas de interés del 6% y 10% con producción de energía año favorable y desfavorable, y por último el precio de venta de energía frente a contratos celebrados por medio del RenMDI.

Se expondrá un Modelo PESIMISTA, Modelo MEDIO y Modelo OPTIMISTA.

### **Formación de Precio.**

Según el Anexo III, de la Res SE 750-2023, Remuneración de la Generación Habilitada Hidroeléctrica y a Partir de Otras Fuentes de Energía, punto 6. *Remuneración Otras Tecnologías de Generación*, "La remuneración de la energía generada por Centrales de Generación Habilitadas que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales (GHR) que se identifican como tipo Eólicos, Solar Fotovoltaicos...recibirán por su energía generada exclusivamente lo indicado en el presente Punto."

#### **6.1. Precio por la Energía Generada No Convencional (PENC)**

**A partir de la transacción económica de septiembre de 2023.**

*"La energía generada por Centrales de Generación que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales (GHR) se reconocerá por su energía generada un precio de Energía No Convencional (PENC) establecido en 8.050\$/MWh".*

#### **6.2. Remuneración de Energía Generada NO Convencional.**

*"La Remuneración en PESOS ARGENTINOS" de la Energía Generada No Convencional Mensual se obtiene por la integración horaria en el mes de la Energía Generada por el generador "g" en cada hora "h" [EGengh] por el Precio de Energía No Convencional (PENC) en esa hora."*

$$\text{REM ENC (\$/mes)} = \text{h. mes (PENC * EGen}_{gh}) \quad (154)$$

Siendo:

*PENC*: Es el Precio de Energía No Convencional (PENC) definido en el Punto 6.1 del presente Anexo.

*"La energía inyectada a la red proveniente de Unidades de Generación que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales y que se encuentren en proceso previo a la Habilitación Comercial, recibirá, hasta alcanzar la habilitación referida, el 50% de la remuneración indicada previamente."*

De esta manera se armará el primer precio de remuneración para la energía inyectada, retomando los valores expuestos de producción de energía anual.

**Tabla 62:** Remuneración Planteada Según Ec. 133, con Escenario Favorable de Producción de Energía Anual.

Energía Generada (MWh/mes)	PENC \$/MWh (en pesos Arg)	Remuneración en \$ Argentino	Remuneración en \$ Argentino al 50%	Remuneración en USD	Remuneración en USD al 50%
188,694	\$ 8.050	\$ 1.518.990	\$ 759.495	\$ 4.156	\$ 2.078
151,837	\$ 8.050	\$ 1.222.285	\$ 611.142	\$ 3.344	\$ 1.672
163,601	\$ 8.050	\$ 1.316.986	\$ 658.493	\$ 3.603	\$ 1.802
122,263	\$ 8.050	\$ 984.214	\$ 492.107	\$ 2.693	\$ 1.346
120,260	\$ 8.050	\$ 968.091	\$ 484.046	\$ 2.649	\$ 1.324
102,926	\$ 8.050	\$ 828.555	\$ 414.277	\$ 2.267	\$ 1.133
103,266	\$ 8.050	\$ 831.288	\$ 415.644	\$ 2.274	\$ 1.137
112,859	\$ 8.050	\$ 908.516	\$ 454.258	\$ 2.486	\$ 1.243
131,366	\$ 8.050	\$ 1.057.500	\$ 528.750	\$ 2.893	\$ 1.447
171,425	\$ 8.050	\$ 1.379.969	\$ 689.984	\$ 3.776	\$ 1.888
170,257	\$ 8.050	\$ 1.370.570	\$ 685.285	\$ 3.750	\$ 1.875
186,664	\$ 8.050	\$ 1.502.643	\$ 751.322	\$ 4.111	\$ 2.056
<b>Total</b>	<b>1.725,417</b>	<b>\$ 13.889.608</b>	<b>\$ 6.944.804</b>	<b>\$ 38.002</b>	<b>\$ 19.001</b>

*Dólar oficial vendedor Sep/2023	\$ 366
----------------------------------	--------

En la siguiente tabla, se planteará la remuneración recibida, pero en un escenario de producción de energía desfavorable.

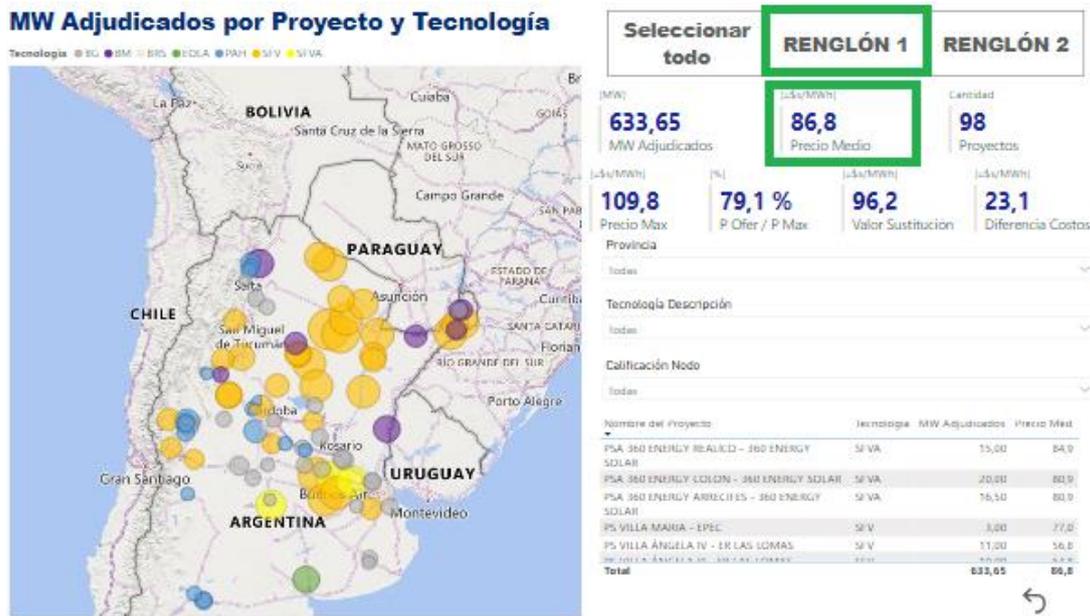
**Tabla 63:** Remuneración Planteada Según Ec. 133, con Escenario Desfavorable de Producción de Energía Anual.

Energía Generada (MWh/mes)	PENC \$/MWh (en pesos Arg)	Remuneración en \$ Argentino	Remuneración en \$ Argentino al 50%	Remuneración en USD	Remuneración en USD al 50%
93,403	\$ 8.050	\$ 751.892	\$ 375.946	\$ 2.057	\$ 1.029
95,002	\$ 8.050	\$ 764.766	\$ 382.383	\$ 2.092	\$ 1.046
111,207	\$ 8.050	\$ 895.214	\$ 447.607	\$ 2.449	\$ 1.225
143,139	\$ 8.050	\$ 1.152.270	\$ 576.135	\$ 3.153	\$ 1.576
135,585	\$ 8.050	\$ 1.091.456	\$ 545.728	\$ 2.986	\$ 1.493
100,197	\$ 8.050	\$ 806.589	\$ 403.295	\$ 2.207	\$ 1.103
135,037	\$ 8.050	\$ 1.087.046	\$ 543.523	\$ 2.974	\$ 1.487
107,098	\$ 8.050	\$ 862.140	\$ 431.070	\$ 2.359	\$ 1.179
128,560	\$ 8.050	\$ 1.034.909	\$ 517.455	\$ 2.831	\$ 1.416
96,416	\$ 8.050	\$ 776.146	\$ 388.073	\$ 2.124	\$ 1.062
81,642	\$ 8.050	\$ 657.221	\$ 328.610	\$ 1.798	\$ 899
90,664	\$ 8.050	\$ 729.842	\$ 364.921	\$ 1.997	\$ 998
<b>Total</b>	<b>1.317,95</b>	<b>\$ 10.609.492</b>	<b>\$ 5.304.746</b>	<b>\$ 29.027</b>	<b>\$ 14.514</b>

*Dólar oficial vendedor Sep/2023	\$ 366
----------------------------------	--------

Por último, el día 15 de junio del 2023 se realizó la apertura de ofertas económicas de proyectos renovables RenMDI en el marco de la Resolución SE N°36/2023. Los últimos parques adjudicados tuvieron un precio promedio en usd de 86.8 USD/MWh, según la página de CAMMESA.

Figura 121: MW Adjudicados por Proyecto y Tecnología.



Nota. Adaptada de <https://cammesaweb.cammesa.com/renmdi/>.

### Sistema de Amortización.

**Sistema Alemán.** El sistema de amortización elegido para saldar el préstamo, es el alemán. Es un procedimiento de pago de cuotas variables, porque las mensualidades suelen ir disminuyendo con el paso del tiempo.

Su principal ventaja es que destina un monto fijo al pago del capital. Esto provoca que el cálculo de intereses tenga que ajustarse constantemente lo que lleva a un menor pago de intereses al final del préstamo.

Cuando se encuentre en la mitad del plazo cumplido, se habrá pagado el 50% del precio real del préstamo.

Si bien el sistema de cuotas mensuales es bastante más alto, sobre todo al principio. Si la situación económica del país mejora, y hay mayores remuneraciones para la generación de energía de fuentes no convencionales, se podría cancelar la deuda antes de tiempo.

A continuación, los datos del préstamo:

Tabla 64: Datos del Préstamo. Tasa 6%.

<b>DEUDA</b>	1. 743. 838
<b>TASA</b>	6
<b>PLAZO</b>	15
<b>CUOTAS</b>	180

Tabla 65: Sistema Alemán, Tasa del 6%.

Años	Amort. Cred	Intereses	Cuota
1	\$ 116.256	\$ 50.022	\$ 166.278
2	\$ 116.256	\$ 46.582	\$ 162.838
3	\$ 116.256	\$ 43.142	\$ 159.398
4	\$ 116.256	\$ 39.702	\$ 155.958
5	\$ 116.256	\$ 36.262	\$ 152.518
6	\$ 116.256	\$ 32.822	\$ 149.078
7	\$ 116.256	\$ 29.382	\$ 145.638
8	\$ 116.256	\$ 25.943	\$ 142.198
9	\$ 116.256	\$ 22.503	\$ 138.759
10	\$ 116.256	\$ 19.063	\$ 135.319
11	\$ 116.256	\$ 15.623	\$ 131.879
12	\$ 116.256	\$ 12.183	\$ 128.439
13	\$ 116.256	\$ 8.743	\$ 124.999
14	\$ 116.256	\$ 5.303	\$ 121.559
15	\$ 116.256	\$ 1.863	\$ 118.119
<b>Total</b>	<b>\$ 1.743.838</b>	<b>\$ 389.139</b>	<b>\$ 2.132.976</b>

Tabla 66: Sistema Alemán, Tasa del 10%.

<b>DEUDA</b>	1.743.838
<b>TASA</b>	10
<b>PLAZO</b>	15
<b>CUOTAS</b>	180

Tabla 67: Sistema Alemán, Tasa del 10%.

Años	Amort. Cred	Intereses	Cuota
1	\$ 116.256	\$ 83.370	\$ 199.626
2	\$ 116.256	\$ 77.637	\$ 193.892
3	\$ 116.256	\$ 71.903	\$ 188.159
4	\$ 116.256	\$ 66.170	\$ 182.426
5	\$ 116.256	\$ 60.437	\$ 176.693
6	\$ 116.256	\$ 54.704	\$ 170.960
7	\$ 116.256	\$ 48.971	\$ 165.227
8	\$ 116.256	\$ 43.238	\$ 159.493
9	\$ 116.256	\$ 37.504	\$ 153.760
10	\$ 116.256	\$ 31.771	\$ 148.027
11	\$ 116.256	\$ 26.038	\$ 142.294
12	\$ 116.256	\$ 20.305	\$ 136.561
13	\$ 116.256	\$ 14.572	\$ 130.828
14	\$ 116.256	\$ 8.839	\$ 125.094
15	\$ 116.256	\$ 3.105	\$ 119.361
<b>Total</b>	<b>\$ 1.743.838</b>	<b>\$ 648.564</b>	<b>\$ 2.392.402</b>

### Factibilidad Financiera.

**VAN (Valor Actual Neto).** También, es conocido como Valor Presente Neto (*VPN*). Es un indicador financiero para valorar y determinar la viabilidad y la rentabilidad de un proyecto de inversión. Este método consiste en actualizar el flujo de fondos de cada año al año 0 (*cero*).

En base al concepto de las matemáticas financieras, conocido como "valor tiempo del dinero", o sea que el dinero, sólo porque transcurre el tiempo, debe ser remunerado con una rentabilidad que el inversionista le exigirá por no hacer un uso de él hoy, su fórmula es:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1+d)^n} = F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{F_N}{(1+d)^N} \quad (155)$$

Para aceptar un proyecto su VAN debe ser mayor que cero.

- **VAN > 0** Se acepta el proyecto.
- **VAN ≤ 0** Se rechaza el proyecto.

La VAN no es solo un indicador que permite hacer un "ranking" de varios proyectos. Mide, además, el valor o excedente generado por el proyecto, por encima de lo que será producido por los mismos fondos si la inversión se colocase en plazo fijo con interés a la Tasa de Descuento.

Entonces, por ejemplo, si la VAN es igual a cero, el proyecto renta justo lo que el inversionista exige a la inversión. Si la VAN es igual a 100, el proyecto proporciona 100 por sobre lo exigido. Pero si la VAN es - 100, al proyecto le faltan 100 para que rente lo exigido por el inversionista.

Dentro del flujo de fondos expuestos en Excel, se utilizará la formula *VNA*, para su cálculo.

Que ventajas y desventajas posee el cálculo del VAN:

- Indica la magnitud del beneficio del proyecto.
- Nos da idea del rendimiento del proyecto y no se puede comparar con la tasa de interés pasiva o el rendimiento de otras inversiones.
- No se puede comparar proyectos con distintos periodos de análisis. La solución a este problema, es repetir cada proyecto tantas veces como sea necesario para igualar los horizontes de proyección.

A pesar de contar con algunas desventajas, es el criterio de evaluación más confiable.

**TIR (Tasa Interna de Retorno).** El criterio de la TIR evalúa el proyecto en función a una única tasa de rendimiento por periodo con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual.

Es la tasa que hace que el VAN sea igual a cero.

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (156)$$

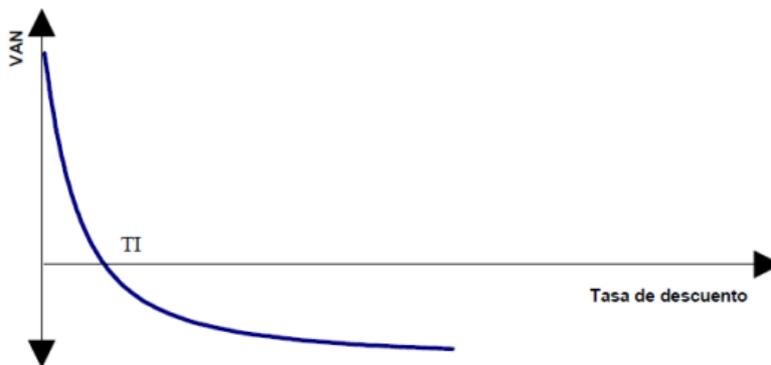
Si  $TIR > r$  (*Tasa de descuento real*) se aceptará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el coste de oportunidad).

Si  $TIR < r$  Se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

La fórmula Excel utilizada se llama TIR. Y se aplicará en el flujo de caja que se muestre más adelante.

Cuando la decisión es sólo de aceptación o rechazo y no hay necesidad de consideraciones comparativas entre proyectos, ambos métodos conducen a igual resultado. Esta situación puede apreciarse en el siguiente gráfico:

**Figura 122:** Gráfico de TIR.



*Nota.* Adaptado de *Unidad 4: Análisis Financiero*, (p. 18). *Modulo 4: Viabilidad de Proyectos, Escenarios.* de Curso: "Diseño de Plantas Fotovoltaicas.", 2019, UTN.BA, Centro de e-Learning.

### **Análisis de Escenarios.**

Se expondrá a continuación tres tipos de posibles escenarios para la proyección del flujo de fondo desde el momento que comienza a operar la planta solar fotovoltaica "Jacarandá I".

Considerando un periodo de vida útil de 25 años.

**Escenario Optimista.** Para el escenario optimista se considera:

- Un préstamo con tasa de interés del 6%.
- Precio de venta de energía, inicial, remunerado en 86.8 USD/MWh.
- Crecimiento anual de tarifa de venta de energía del 1.14%.
- Generación anual de energía con PR 0.95.
- Sin degradación anual en la producción de energía.
- Costos Administrativos 0.5% del ingreso por venta de energía.

**Escenario Medio.** Para el escenario medio se considera:

- Un préstamo con tasa de interés del 6%.
- Precio de venta de energía, inicial, remunerado en 22,02 USD/MWh.
- Crecimiento anual de tarifa de venta de energía del 1.14%
- Generación anual de energía con PR 0.95.

- Degradación anual en la producción de energía del 0.75%. A partir del cuarto año de puesta en marcha.
- Costos administrativos del 2% del ingreso por venta de energía.

**Escenario Pesimista.** Para el escenario pesimista se considera:

- Un préstamo con tasa de interés del 10%.
- Precio de venta de energía, inicial, remunerado en 22,02 USD/MWh.
- Crecimiento anual, en tarifa, de venta de energía del 1.14%.
- Generación anual de energía con PR 0.85.
- Degradación anual en la producción de energía del 0.75%. A partir del cuarto año de puesta en marcha.
- Costos administrativos del 2% del ingreso por venta de energía.

Tabla 68: Datos del Préstamo. Escenario Optimista.

Préstamo Bancario	Porcentaje del préstamo	100%	
	Monto del préstamo	\$ 1.743.838	USD
	Período de gracia (años)	2	
	Años	15	

Tabla 69: Método de Amortización.

Sistema de Amortización	Aleman	Tasa VAN (%)	6
		Cuotas	15
		Frecuencia de pago	Anual

Tabla 70: Variación del valor de venta de energía anual.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Precio Venta de Energía	\$ 149.766	\$ 170.733	\$ 194.636	\$ 221.885	\$ 252.949	\$ 288.362	\$ 328.733	\$ 374.755	\$ 427.221	\$ 487.032
Crecimiento en valor de venta		1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
Energía Producida Anual [MWh/Anual]	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	\$ 555.216	\$ 632.947	\$ 721.559	\$ 822.578	\$ 937.739	\$ 1.069.022	\$ 1.218.685	\$ 1.389.301	\$ 1.583.803	\$ 1.805.535
	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42

(Continuación tabla 70): Variación del valor de venta de energía anual.

	21	22	23	24	25
\$	2.058.310	\$ 2.346.474	\$ 2.674.980	\$ 3.049.477	\$ 3.476.404
	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.725,42

Tabla 71: Flujo de Fondo. Escenario Optimista.

AÑO		0	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ingresos	Venta de Energía	\$ 0,00	\$ 149.766	\$ 170.733	\$ 194.636	\$ 221.885	\$ 252.949	\$ 288.362	\$ 328.733
	Inversion								
	Subtotal Ingresos	\$ 0,00	\$ 149.766	\$ 170.733	\$ 194.636	\$ 221.885	\$ 252.949	\$ 288.362	\$ 328.733
Egresos	Inversión Inicial	-\$ 1.743.838							
	Costos Adm.		-\$ 749	-\$ 854	-\$ 973	-\$ 1.109	-\$ 1.265	-\$ 1.442	-\$ 1.644
	Costos OyM		-\$ 20.000	-\$ 20.000	-\$ 20.000	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340
	SubTotal Egresos	-\$ 1.743.838	-\$ 20.749	-\$ 20.854	-\$ 20.973	-\$ 46.449	-\$ 46.605	-\$ 46.782	-\$ 46.983
Flujo Neto		-\$ 1.743.838	\$ 129.017	\$ 149.880	\$ 173.663	\$ 175.436	\$ 206.345	\$ 241.580	\$ 281.749
Flujo Acumulado		-\$ 1.743.838	-\$ 1.614.820	-\$ 1.464.941	-\$ 1.291.278	-\$ 1.115.842	-\$ 909.497	-\$ 667.917	-\$ 386.167

(Continuación tabla 71): Flujo de Fondo. Escenario Optimista. (Continuación)

2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
\$ 374.755	\$ 427.221	\$ 487.032	\$ 555.216	\$ 632.947	\$ 721.559	\$ 822.578	\$ 937.739	\$ 1.069.022	\$ 1.218.685
\$ 374.755	\$ 427.221	\$ 487.032	\$ 555.216	\$ 632.947	\$ 721.559	\$ 822.578	\$ 937.739	\$ 1.069.022	\$ 1.218.685
-\$ 1.874	-\$ 2.136	-\$ 2.435	-\$ 2.776	-\$ 3.165	-\$ 3.608	-\$ 4.113	-\$ 4.689	-\$ 5.345	-\$ 6.093
-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340
-\$ 47.214	-\$ 47.476	-\$ 47.775	-\$ 48.116	-\$ 48.505	-\$ 48.948	-\$ 49.453	-\$ 50.028	-\$ 50.685	-\$ 51.433
\$ 327.542	\$ 379.745	\$ 439.257	\$ 507.101	\$ 584.442	\$ 672.612	\$ 773.125	\$ 887.710	\$ 1.018.337	\$ 1.167.252
-\$ 58.625	\$ 321.120	\$ 760.377	\$ 1.267.477	\$ 1.851.920	\$ 2.524.531	\$ 3.297.656	\$ 4.185.366	\$ 5.203.703	\$ 6.370.955

(Continuación tabla 71): Flujo de Fondo. Escenario Optimista. (Continuación)

2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
\$ 1.583.803	\$ 1.805.535	\$ 2.058.310	\$ 2.346.474	\$ 2.674.980	\$ 3.049.477	\$ 3.476.404
\$ 1.583.803	\$ 1.805.535	\$ 2.058.310	\$ 2.346.474	\$ 2.674.980	\$ 3.049.477	\$ 3.476.404
-\$ 7.919	-\$ 9.028	-\$ 10.292	-\$ 11.732	-\$ 13.375	-\$ 15.247	-\$ 17.382
-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340
-\$ 53.259	-\$ 54.367	-\$ 55.631	-\$ 57.072	-\$ 58.715	-\$ 60.587	-\$ 62.722
\$ 1.530.544	\$ 1.751.168	\$ 2.002.679	\$ 2.289.402	\$ 2.616.265	\$ 2.988.890	\$ 3.413.682
\$ 9.238.514	\$ 10.989.682	\$ 12.992.361	\$ 15.281.762	\$ 17.898.028	\$ 20.886.918	\$ 24.300.600

El flujo de fondos proyectado a 25 años, nos da los siguientes valores de TIR, VAN y año de repago del proyecto.

**Tabla 72:** Valor de TIR, VAN y Repago. Escenario Optimista.

TIR	VAN	Tasa VAN	Repago (años)
19,22%	\$ 7.366.335	6,00	9,00

Se expuso un escenario totalmente optimista, en lo que respecta a las condiciones por gastos administrativos, la tasa de interés, la producción de energía anual y el precio de venta de energía pactado con el mercado.

**Tabla 73:** Condiciones del Préstamo. Escenario Medio.

<b>Préstamo Bancario</b>	<b>Porcentaje del préstamo</b>	100%	
	<b>Monto del préstamo</b>	\$ 1.743.838	<b>USD</b>
	<b>Período de gracia (años)</b>	2	
	<b>Años</b>	15	

**Tabla 74:** Sistema de Amortización.

<b>Sistema de Amortización</b>	<b>Alemán</b>	<b>Tasa VAN (%)</b>	6
		<b>Cuotas</b>	15
		<b>Frecuencia de pago</b>	<b>Anual</b>

Tabla 75: Variación del valor de venta de energía anual. Escenario Medio.

Año	1	2	3	4	5	6	7
Precio Venta de Energía	\$ 38.002	\$ 43.322	\$ 49.387	\$ 55.816	\$ 63.153	\$ 71.455	\$ 80.848
Crecimiento en valor de venta		1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
Energía Producida Anual [MWh/Anual]	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.712,48	1.699,63	1.686,89	1.674,23
	8	9	10	11	12	13	14
	\$ 91.475	\$ 103.500	\$ 117.105	\$ 132.498	\$ 149.915	\$ 169.621	\$ 191.918
	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
	1.661,68	1.649,21	1.636,85	1.624,57	1.612,38	1.600,29	1.588,29

(Continuación tabla 75): Variación del valor de venta de energía anual. Escenario Medio. (Continuación)

15	16	17	18	19	20
\$ 217.146	\$ 245.689	\$ 277.985	\$ 314.526	\$ 355.871	\$ 402.650
1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
1.576,38	1.564,55	1.552,82	1.541,17	1.529,62	1.518,14
21	22	23	24	25	
\$ 455.578	\$ 515.464	\$ 583.222	\$ 659.886	\$ 746.628	
1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	
1.506,76	1.495,46	1.484,24	1.473,11	1.462,06	

Tabla 76: Flujo de Fondo. Escenario Medio.

AÑO		0	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ingresos	Venta de Energía	\$ 0,00	\$ 38.002	\$ 43.322	\$ 49.387	\$ 55.816	\$ 63.153	\$ 71.455	\$ 80.848
	Subtotal Ingresos	\$ 0,00	\$ 38.002	\$ 43.322	\$ 49.387	\$ 55.816	\$ 63.153	\$ 71.455	\$ 80.848
Egresos	Inversión Inicial	-\$ 1.743.838							
	Gastos Adm.		-\$ 760	-\$ 866	-\$ 988	-\$ 1.116	-\$ 1.263	-\$ 1.429	-\$ 1.617
	Costos OyM		-\$ 20.000	-\$ 20.000	-\$ 20.000	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340
	SubTotal Egresos	-\$ 1.743.838	-\$ 20.760	-\$ 20.866	-\$ 20.988	-\$ 46.456	-\$ 46.603	-\$ 46.769	-\$ 46.957
<b>Flujo Neto</b>		-\$ 1.743.838	\$ 17.242	\$ 22.455	\$ 28.399	\$ 9.360	\$ 16.551	\$ 24.686	\$ 33.891
<b>Flujo Acumulado</b>		-\$ 1.743.838	-\$ 1.726.596	-\$ 1.704.141	-\$ 1.675.741	-\$ 1.666.381	-\$ 1.649.831	-\$ 1.625.144	-\$ 1.591.253

(Continuación tabla 76): Flujo de Fondo. Escenario Medio.

2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
\$ 91.475	\$ 103.500	\$ 117.105	\$ 132.498	\$ 149.915	\$ 169.621	\$ 191.918	\$ 217.146	\$ 245.689	\$ 277.985
\$ 91.475	\$ 103.500	\$ 117.105	\$ 132.498	\$ 149.915	\$ 169.621	\$ 191.918	\$ 217.146	\$ 245.689	\$ 277.985
-\$ 1.830	-\$ 2.070	-\$ 2.342	-\$ 2.650	-\$ 2.998	-\$ 3.392	-\$ 3.838	-\$ 4.343	-\$ 4.914	-\$ 5.560
-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340
-\$ 47.169	-\$ 47.410	-\$ 47.682	-\$ 47.990	-\$ 48.338	-\$ 48.732	-\$ 49.178	-\$ 49.683	-\$ 50.254	-\$ 50.899
\$ 44.306	\$ 56.090	\$ 69.423	\$ 84.508	\$ 101.577	\$ 120.889	\$ 142.740	\$ 167.463	\$ 195.436	\$ 227.086
-\$ 1.546.948	-\$ 1.490.858	-\$ 1.421.435	-\$ 1.336.927	-\$ 1.235.350	-\$ 1.114.461	-\$ 971.721	-\$ 804.258	-\$ 608.822	-\$ 381.737

(Continuación tabla 76): Flujo de Fondo. Escenario Medio.

2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
\$ 314.526	\$ 355.871	\$ 402.650	\$ 455.578	\$ 515.464	\$ 583.222	\$ 659.886	\$ 746.628
\$ 314.526	\$ 355.871	\$ 402.650	\$ 455.578	\$ 515.464	\$ 583.222	\$ 659.886	\$ 746.628
-\$ 6.291	-\$ 7.117	-\$ 8.053	-\$ 9.112	-\$ 10.309	-\$ 11.664	-\$ 13.198	-\$ 14.933
-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340
-\$ 51.630	-\$ 52.457	-\$ 53.393	-\$ 54.451	-\$ 55.649	-\$ 57.004	-\$ 58.538	-\$ 60.272
\$ 262.896	\$ 303.414	\$ 349.257	\$ 401.127	\$ 459.815	\$ 526.218	\$ 601.349	\$ 686.356
-\$ 118.841	\$ 184.573	\$ 533.830	\$ 934.957	\$ 1.394.772	\$ 1.920.990	\$ 2.522.339	\$ 3.208.695

Tabla 77: Valor de TIR, VAN y Repago. Escenario Medio.

TIR	VAN	Tasa VAN	Repago (años)
5,70%	-\$ 85.221	6,00	19,00

Se expuso un escenario medio, en lo que respecta a las condiciones por gastos administrativos, la tasa de interés, la producción de energía anual con degradación del 0.75% y el precio de venta de energía pactado con el mercado.

Tabla 78: Condiciones del Préstamo. Escenario Pesimista.

<b>Préstamo Bancario</b>	<b>Porcentaje del préstamo</b>	100%	
	<b>Monto del préstamo</b>	\$ 1.743.838	<b>USD</b>
	<b>Período de gracia (años)</b>	2	
	<b>Años</b>	15	

Tabla 79: Sistema de Amortización.

<b>Sistema de Amortización</b>	<b>Aleman</b>	<b>Tasa VAN (%)</b>	10
		<b>Cuotas</b>	15
		<b>Frecuencia de pago</b>	<b>Anual</b>

Tabla 80: Variación del valor de venta de energía anual. Escenario Pesimista.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Precio Venta de Energía</b>	\$ 29.027	\$ 33.054	\$ 37.682	\$ 42.635	\$ 48.239	\$ 54.580	\$ 61.755	\$ 69.873	\$ 79.058	\$ 89.450
<b>Crecimiento en valor de venta</b>		1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
<b>Energía Producida Anual [MWh/Anual]</b>	1.725,42	1.725,42	1.725,42	1.712,48	1.699,63	1.686,89	1.674,23	1.661,68	1.649,21	1.636,85
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	\$ 101.208	\$ 114.512	\$ 129.564	\$ 146.595	\$ 165.865	\$ 187.668	\$ 212.337	\$ 240.249	\$ 271.830	\$ 307.562
	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
	1.624,57	1.612,38	1.600,29	1.588,29	1.576,38	1.564,55	1.552,82	1.541,17	1.529,62	1.518,14

(Continuación tabla 80): Variación del valor de venta de energía anual. Escenario Pesimista.

21	22	23	24	25
\$ 347.991	\$ 393.734	\$ 445.490	\$ 504.050	\$ 570.308
1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
1.506,76	1.495,46	1.484,24	1.473,11	1.462,06

Tabla 81: Flujo de Fondo. Escenario Pesimista.

AÑO		0	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ingresos	Venta de Energía	\$ 0,00	\$ 29.027	\$ 33.054	\$ 37.682	\$ 42.635	\$ 48.239	\$ 54.580	\$ 61.755
	<b>Subtotal Ingresos</b>	\$ 0,00	\$ 29.027	\$ 33.054	\$ 37.682	\$ 42.635	\$ 48.239	\$ 54.580	\$ 61.755
Egresos	Inversión Inicial	-\$ 1.743.838							
	Costos Adm.		-\$ 581	-\$ 661	-\$ 754	-\$ 853	-\$ 965	-\$ 1.092	-\$ 1.235
	Costos OyM		-\$ 20.000	-\$ 20.000	-\$ 20.000	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340
	<b>SubTotal Egresos</b>	-\$ 1.743.838	-\$ 20.581	-\$ 20.661	-\$ 20.754	-\$ 46.192	-\$ 46.305	-\$ 46.431	-\$ 46.575
<b>Flujo Neto</b>		-\$ 1.743.838	\$ 8.447	\$ 12.393	\$ 16.928	-\$ 3.557	\$ 1.935	\$ 8.149	\$ 15.180
<b>Flujo Acumulado</b>		-\$ 1.743.838	-\$ 1.735.391	-\$ 1.722.998	-\$ 1.706.070	-\$ 1.709.627	-\$ 1.707.692	-\$ 1.699.543	-\$ 1.684.363

(Continuación tabla 81): Flujo de Fondo. Escenario Pesimista.

2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
\$ 69.873	\$ 79.058	\$ 89.450	\$ 101.208	\$ 114.512	\$ 129.564	\$ 146.595	\$ 165.865	\$ 187.668	\$ 212.337
\$ 69.873	\$ 79.058	\$ 89.450	\$ 101.208	\$ 114.512	\$ 129.564	\$ 146.595	\$ 165.865	\$ 187.668	\$ 212.337
-\$ 1.397	-\$ 1.581	-\$ 1.789	-\$ 2.024	-\$ 2.290	-\$ 2.591	-\$ 2.932	-\$ 3.317	-\$ 3.753	-\$ 4.247
-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340
-\$ 46.737	-\$ 46.921	-\$ 47.129	-\$ 47.364	-\$ 47.630	-\$ 47.931	-\$ 48.272	-\$ 48.657	-\$ 49.093	-\$ 49.587
\$ 23.136	\$ 32.137	\$ 42.321	\$ 53.844	\$ 66.882	\$ 81.633	\$ 98.324	\$ 117.208	\$ 138.575	\$ 162.751
-\$ 1.661.228	-\$ 1.629.091	-\$ 1.586.770	-\$ 1.532.926	-\$ 1.466.045	-\$ 1.384.412	-\$ 1.286.088	-\$ 1.168.880	-\$ 1.030.305	-\$ 867.554

2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
\$ 240.249	\$ 271.830	\$ 307.562	\$ 347.991	\$ 393.734	\$ 445.490	\$ 504.050	\$ 570.308
\$ 240.249	\$ 271.830	\$ 307.562	\$ 347.991	\$ 393.734	\$ 445.490	\$ 504.050	\$ 570.308
-\$ 4.805	-\$ 5.437	-\$ 6.151	-\$ 6.960	-\$ 7.875	-\$ 8.910	-\$ 10.081	-\$ 11.406
-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340	-\$ 45.340
-\$ 50.145	-\$ 50.776	-\$ 51.491	-\$ 52.300	-\$ 53.214	-\$ 54.250	-\$ 55.421	-\$ 56.746
\$ 190.104	\$ 221.053	\$ 256.071	\$ 295.691	\$ 340.520	\$ 391.241	\$ 448.629	\$ 513.562
-\$ 677.450	-\$ 456.396	-\$ 200.326	\$ 95.365	\$ 435.885	\$ 827.126	\$ 1.275.755	\$ 1.789.317

Tabla 82: Valor de TIR, VAN y Repago. Escenario Pesimista.

TIR	VAN	Tasa VAN	Repago (años)
3,67%	-\$ -1.154.334	10,00	21,00

Se expuso un escenario pesimista, en lo que respecta las condiciones por gastos administrativos, la tasa de interés, la producción de energía anual con degradación del 0.75% y el precio de venta de energía pactado con el mercado.

## Capítulo 8

### Factibilidad Legal.

En este capítulo se expondrá las leyes y resoluciones correspondientes a las fuentes de energía renovable que se han utilizado y nombrado a través de los diferentes capítulos expuestos.

#### ***Ley 24.065 Régimen de la Energía Eléctrica.***

La Ley Nacional 24.065 trata de la generación, transporte y distribución de electricidad. Las políticas generales y los agentes. Transporte y distribución. Generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios. Las disposiciones comunes a transportistas y distribuidores. La provisión de servicios y sus limitaciones. Exportación y Importación. Despacho de cargas. Tarifas. Adjudicaciones. Ente Nacional Regulador. Fondo Nacional de la Energía Eléctrica. Procedimientos y control jurisdiccional. Contravenciones y sanciones. Disposiciones varias y ámbito de aplicación.

Estableciendo un nuevo marco regulatorio del sector eléctrico, introduciendo sustanciales cambios normativos que han permitido un funcionamiento progresivamente competitivo en los segmentos de producción y demanda del sector eléctrico.

Tiene fijado como objetivos de la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad entre otros la promoción de la competitividad de los mercados de producción y demanda alentando las inversiones privadas en producción, transporte y distribución que aseguren el suministro a largo plazo. Según se expresa en el Decreto 804/2001.

Se sustituyó su art. 1° por el siguiente, correspondiente al Decreto 804/2001:

*"Caracterizase como servicio público al transporte y distribución de electricidad. Exceptuase, no obstante, su naturaleza monopólica, el régimen de ampliación del transporte que no tenga como objetivo principal la mejora o el mantenimiento de la confiabilidad que, en tanto comparta las reglas propias del mercado, será de libre iniciativa y a propio riesgo de quien la ejecute."*

*"La actividad de generación, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público será considerada de interés general, afectada a dicho servicio y encuadrada en las normas legales y reglamentarias que aseguren el normal funcionamiento del mismo".*

Por último, destacamos el artículo 4 de la Ley 24.065, sustituido por el art. 3 del Decreto 804/2001:

*"Serán actores reconocidos del Mercado Eléctrico Mayorista:*

- a) Generadores o productores, autogeneradores y cogeneradores.*
- b) Transportistas.*
- c) Distribuidores.*
- d) Grandes Usuarios.*
- e) Comercializadores.*

En el cap. II de la Ley 24.065 se fija, en su art. 2, los siguientes objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad:

- a) Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios;*
- b) Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;*
- c) Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad;*
- d) Regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables;*
- e) Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas;*
- f) Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible..."*

### ***Ley Nacional 27.424.***

#### **RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA.**

La Ley N°27.424 y su modificatoria establece el régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable. Dicha ley tiene como objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias. Según Decreto 471/2023.

Que, de acuerdo con el planeamiento energético estratégico, es necesaria una mayor diversificación de la matriz energética nacional y una mejora de las condiciones para la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica para la República Argentina.

Se suma la promoción del uso eficiente de la energía eléctrica, la reducción de pérdidas en el sistema interconectado, la reducción de los costos de generación de energía para el sistema en su conjunto, la protección ambiental prevista en el art. 41 de la Constitución Nacional y la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a equidad, no discriminación y libre acceso a los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad son el objetivo central de la ley nacional antes mencionada.

En el Decreto N°986/18 a fin de llevarse a cabo el referido objetivo, se dictaron reglamentaciones generales y técnicas que contemplan sus previsiones exigencias que aseguran el correcto funcionamiento de la red eléctrica nacional, como las condiciones para el otorgamiento de ciertos beneficios promocionales.

Se establece por modificación del Decreto N°986/18, disponiendo de esta manera, que el otorgamiento de beneficios promocionales esté disponible para los Usuarios Generadores que las jurisdicciones que hubieran adherido integra o parcialmente al régimen de la Ley N°27.424 y su modificatoria.

Su art. 12 BIS, deja exentos en el impuesto a las ganancias y el impuesto al valor agregado a los usuarios. Generadores que cuente con 300 kW de potencia contratada como máximo.

Dentro de la Ley Nacional 27.424, en el CAP. V, art. 16, se establece la creación del fondo fiduciario público denominado Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables en adelante, FODIS o el Fondo el que se conformará como un fideicomiso de administración y financiero, que regirá en todo el territorio de la República Argentina con los alcances y limitaciones establecidos en la presente ley y las normas reglamentarias que en su consecuencia dicte el Poder Ejecutivo.

El Fondo tiene como objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, la realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros, todos ellos destinados a la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables.

Los beneficiarios de este Fondo serán las personas humadas domiciliarias en la República Argentina y las personas jurídicas registradas en el país cuyos proyectos de generación distribuida hayan tenido aprobación por parte de las autoridades del FONDO y que cumplan con lo establecido en la reglamentación presente.

El FODIS es constituido por los siguientes bienes fideicomitidos:

*"a) Los recursos provenientes del presupuesto nacional aprobado anualmente por el Congreso de la Nación, los que no podrán ser inferiores al cincuenta por ciento (50%) del ahorro efectivo en combustibles fósiles debido a la incorporación de generación distribuida a partir de fuentes renovables obtenido en el año previo, de acuerdo a la estimación que efectúe la autoridad de aplicación;*

- b) El recupero del capital e intereses de las financiaciones otorgadas;*
- c) El producido de sus operaciones, la renta, frutos e inversión de los bienes fideicomitidos, las contribuciones, subsidios, legados o donaciones que sean aceptadas por el FODIS;*
- d) Los recursos provenientes de aportes de organismos multilaterales de crédito;*
- e) Los ingresos obtenidos por emisión de valores fiduciarios que emita el fiduciario por cuenta del Fondo. A tales efectos, el Fondo podrá solicitar el aval del Tesoro nacional en los términos que establezca la reglamentación..."*

Por último, el art. 19, de la Ley Nacional mencionada, establece: *"que, a partir del segundo año de vigencia del presente régimen, se deberán incluir en el cupo total de asignación presupuestaria los montos que fueran otorgados en el año inmediato anterior y que resulten necesarios para la continuidad o finalización de los proyectos aprobados y en ejecución."*

Se destaca el art. 21, donde se establece que, para el cumplimiento de sus objetivos, el FODIS puede implementar los instrumentos que se enumeran a continuación, con el fin de viabilizar la adquisición e instalación de bienes de capital previstos en la presente ley:

- "a) Proveer fondos y otorgar facilidades a través de préstamos;*
- b) Bonificar o subsidiar puntos porcentuales de la tasa de interés de créditos que otorgue o en los cuales intervengan entidades financieras u otros proveedores de financiamiento. En este caso, el riesgo de crédito será asumido por dichas entidades, las que estarán a cargo de la evaluación de riesgo crediticio;*
- c) Otorgar incentivos a la inyección de energía generada a partir de fuentes renovables y/o bonificaciones para la adquisición de sistemas de generación distribuida a partir de energía renovable que se establezcan en la reglamentación.*
- d) Financiar actividades de difusión, investigación y desarrollo relacionadas a las posibles aplicaciones de este tipo de tecnologías. Se otorgará preferencia en la asignación de financiamiento a aquellos emprendimientos de investigación que se encuentren radicados en regiones del país con menor desarrollo relativo."*

En el Cap. VI, se establecen los *Beneficios Promocionales*. El art 25. Describe la facultad de la autoridad de aplicación para establecer instrumentos, incentivos y beneficios con el fin de fomentar la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Estos mecanismos se implementarán a través del FODIS y se otorgarán a aquellos usuarios-generadores que cumplan con los requisitos de la ley y su reglamentación. La definición de estos incentivos considerará varios criterios, como el costo de la energía generada, la potencia instalada, el valor de mercado de los equipos, diferenciación por tecnologías, diferencia horaria y condiciones regionales.

El art. 27, establece que el Fondo debe implementar un precio adicional de incentivo para la energía generada a partir de fuentes renovables, además de la tarifa de inyección establecida. Este precio de incentivo será temporal y ajustado según la reglamentación, basándose en los costos evitados para el sistema eléctrico en su conjunto. El precio será proporcional para todos los contribuyentes al sistema, limitándose a un aumento máximo del 20% de los recursos del Fondo.

El art 28, otorga a la autoridad de aplicación la capacidad de implementar un beneficio promocional en forma de certificado de crédito fiscal. Este certificado se aplicará al pago de impuestos nacionales y su valor se determinará en la reglamentación, considerando los criterios mencionados anteriormente. El monto total del certificado no puede exceder el 50% del costo del combustible fósil desplazado durante la vida útil del sistema de generación distribuida, según la estimación de la autoridad de aplicación.

Por último, la ley nacional 27.424, habla sobre el régimen de fomento de la industria nacional.

### ***Ley Nacional 27.191.***

#### **Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación.**

La Ley 27.191 (2015), se presenta como la modificación de la Ley 26.190, en el capítulo II de la segunda etapa del régimen de fomento nacional. Citando el artículo 5: *"Se establece como objetivo de la Segunda Etapa del "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica" instituido por la Ley 26.190, con las modificaciones introducidas por la presente ley, lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025".*

El capítulo IV de la Ley 27.191, en el art.8, se establece que todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos fijados en la Ley 26.190 establecidos de forma gradual. *"Siendo los valores a incorporarse cada año:*

*1) Al 31 de diciembre de 2017, deberán alcanzar como mínimo el ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica.*

*2) Al 31 de diciembre de 2019, deberán alcanzar como mínimo el doce por ciento (12%) del total del consumo propio de energía eléctrica.*

*3) Al 31 de diciembre de 2021, deberán alcanzar como mínimo el dieciséis por ciento (16%) del total del consumo propio de energía eléctrica.*

*4) Al 31 de diciembre de 2023, deberán alcanzar como mínimo el dieciocho por ciento (18%) del total del consumo propio de energía eléctrica.*

5) Al 31 de diciembre de 2025, deberán alcanzar como mínimo el veinte por ciento (20%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

*El consumo mínimo fijado para la fecha de corte de cada período no podrá ser disminuido en el período siguiente..."*

Esta ley, en el art. 4, sustituye el art. 9 de la ley 26.190, "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica", por el siguiente:

*"Los beneficios promocionales aplicables son los siguientes:*

*1.) Impuesto al Valor Agregado e Impuesto a las Ganancias. En lo referente al Impuesto al Valor Agregado y al Impuesto a las Ganancias, será de aplicación el tratamiento dispensado por la ley 26.360 y sus normas reglamentarias, que a estos efectos mantendrán su vigencia hasta la extinción del "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica"..."*

*1.1. Este tratamiento fiscal se aplicará a la ejecución de obras de infraestructura, incluyendo los bienes de capital, obras civiles, electromecánicas y de montaje y otros servicios vinculados que integren la nueva planta de generación o se integren a las plantas existentes y conformen un conjunto inescindible en lo atinente a su aptitud funcional para la producción de energía eléctrica a partir de las fuentes renovables que se definen en el inciso a) del artículo 4° de la presente ley.*

*1.2. Los beneficios de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias y de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado no serán excluyentes entre sí, permitiéndose a los beneficiarios acceder en forma simultánea a ambos tratamientos fiscales.*

*1.3. El beneficio de la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado, se hará efectivo luego de transcurrido como mínimo un (1) período fiscal contado a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones y se aplicará respecto del Impuesto al Valor Agregado facturado a los beneficiarios por las inversiones que realicen hasta la conclusión de los respectivos proyectos dentro de los plazos previstos para la entrada en operación comercial de cada uno de los mismos.*

*1.4. Respecto del beneficio de la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias por las inversiones comprendidas en el presente régimen, los beneficiarios que las realicen podrán optar por practicar las respectivas amortizaciones a partir del período fiscal de habilitación del bien..."*

*"3. Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta. Los bienes afectados por las actividades promovidas por la presente ley, no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta establecido por la ley 25.063, o el que en el futuro lo*

*complemente, modifique o sustituya, desde el principio efectivo de ejecución de las obras, según se define precedentemente en este mismo artículo, extendiéndose tal beneficio hasta el octavo ejercicio inclusive, desde la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo."*

En el cap. II, "Segunda Etapa del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica" Período 2018-2025. Art. 6, se establece que los individuos que cumplan con los requisitos para ser beneficiarios del régimen establecido por la ley 26.190, con las modificaciones introducidas por la presente ley, y cuyos proyectos de inversión se inicien entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2025, estarán incluidos en dicho régimen. Estos beneficiarios disfrutarán de los beneficios promocionales establecidos en el art. 9 de la ley mencionada, modificado por la presente. Estos beneficios se aplicarán a partir de la aprobación del respectivo proyecto por parte de la Autoridad de Aplicación, con las modificaciones especificadas en el texto.

*1. Para las inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2021, inclusive, el beneficio de la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado se hará efectivo luego de transcurridos como mínimo dos (2) períodos fiscales contados a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones. Para las inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2025, inclusive, este beneficio se hará efectivo luego de transcurridos como mínimo tres (3) períodos fiscales contados del mismo modo.*

*2. Respecto del beneficio de la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias por las inversiones comprendidas en el presente régimen, los beneficiarios que las realicen podrán optar por practicar las respectivas amortizaciones a partir del período fiscal de habilitación del bien, de acuerdo con las normas previstas en los artículos 83 y 84, según corresponda, de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificaciones, o conforme al régimen que se establece a continuación:*

*... 2.2. Para inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2025, inclusive:*

*2.2.1. En bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en cinco (5) cuotas anuales, iguales y consecutivas.*

*2.2.2. En obras de infraestructura iniciadas en dicho período: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al ochenta por ciento (80%) de la estimada."*

En el cap. III, se establece el "Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables" (FODER).

El art. 7, apartado 5: "Instrumentos. Para el cumplimiento de su objeto, el FODER podrá:

*a) Proveer fondos y otorgar facilidades a través de préstamos, adquisición de valores fiduciarios públicos o privados, en la medida que éstos fueran emitidos con el objeto exclusivo de la obtención de financiamiento para proyectos alcanzados por la presente.*

*b) Realizar aportes de capital en sociedades que lleven a cabo los proyectos y suscribir cualquier otro instrumento de financiamiento que determine la Autoridad de Aplicación, siempre y cuando permitan financiar proyectos con los destinos previstos en la presente ley.*

*c) Bonificar puntos porcentuales de la tasa de interés de créditos y títulos valores que otorgue o en los cuales intervengan entidades financieras u otros actores en el rol de proveedores de financiamiento. En este caso, el riesgo de crédito será asumido por dichas entidades, las que estarán a cargo de la evaluación de riesgo crediticio. No obstante, ello, para el otorgamiento del beneficio se deberá contar con la aprobación de la elegibilidad previa del proyecto por parte del Comité Ejecutivo.*

*d) Otorgar avales y garantías para respaldar los contratos de compraventa de energía eléctrica a suscribir por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) o por la institución que sea designada por la Autoridad de Aplicación en representación del Estado nacional.*

*Los instrumentos que utilice el FODER para inyectar fondos en los proyectos elegibles podrán estar nominados en pesos o dólares estadounidenses, correspondiendo en este último caso su integración y pago en pesos.*

Por último, se nombra el art 13, del cap. V. *Incrementos Fiscales*, establece que los beneficiarios del régimen según la ley 26.190, con las modificaciones de la presente ley, pueden trasladar a los contratos de abastecimiento de energía renovable los mayores costos resultantes de incrementos en impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, que ocurran después de la celebración de dichos contratos.

En los contratos realizados por CAMMESA o el ente designado por la Autoridad de Aplicación, los generadores tienen el derecho de solicitar el reconocimiento de un nuevo precio para la energía suministrada en caso de aumentos en impuestos u otros cargos. Para ello, deben proporcionar la información necesaria para evaluar el ajuste del valor de la energía suministrada antes del último día hábil de cada mes.

A su vez, es necesario mencionar que en lo que respecta a Impuestos, la Nación implementa año a año beneficios promocionales en el Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energías Renovables. Como lo son certificados de Crédito Fiscal (CCF) que pueden ser utilizados para el pago de impuestos nacionales, como el impuesto al valor agregado, el impuesto a las ganancias, impuesto a la ganancia mínima presunta o impuestos internos que repercuten en un beneficio de efectividad inmediata para el usuario-generador.

**Resolución 36/2023. Secretaría de Energía.**

**Convocatoria Abierta Nacional e Internacional. RENMDI.**

La Resolución 36/2023 fue sancionada el 31 de enero de 2023 y publicada en el Boletín Nacional del 02 de Febrero de 2023. Esta resolución convoca a los interesados en presentar ofertas en la convocatoria abierta nacional e internacional "RENMDI", con el fin de celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovables con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), quien actuará en representación de los distribuidores y grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), hasta su reasignación en cabeza de los agentes distribuidores y/o grandes usuarios del MEM.

Los objetivos de la licitación son:

- Incorporar Nueva Generación Renovable (Objetivo Ley 20% al 2025).
- Potencialidad en la sustitución de generación forzada con GO.
- Regionalizar el ingreso de nueva generación.
- Diversificar la matriz energética.
- Ingresos de generación condicionados por escasez de transporte en AT.

Alineado con los objetivos y fundamentos, la licitación se implementó en dos sub grupos, definidos como Renglón 1 y Renglón 2.

**Renglón 1:**

Objetivo: Sustitución de Generación Forzada.

Tecnologías: SFV, SFVA, EOLA y BM.

Potencia Objetivo: 500 MW.

Ubicación y Cupos: Por Regiones/ Provincias/ Corredores con Generación Forzada.

**Renglón 2:**

Objetivo: Diversificación.

Tecnologías: BM, BG, BRS y PAH.

Potencia Objetivo: 120 MW.

Ubicación y Cupos: Sin Regiones. Cupos por tecnología. Tope de cantidad de Proyectos.

**Renglón 1: Sustitución de Generación Forzada.**

- Limitado a corredores eléctricos con posibilidad de desplazamiento de generación forzada (nodos definidos por CAMMESA).

- Para Tecnologías con cierta firmeza en horas de requerimiento forzado: SFV, SFVA, EOLA, BM.
- Topes de Potencia a adjudicar por Región.
- Límites de Potencia de potencia para los Proyectos; entre 3 y 20 MW.
- Precios de las Ofertas con Tope de Tecnología y Región.
- Contratos a 15 años a Precio Ofertado en dólares por MWh.
- Remuneración con estacionalidad para incentivar generación en periodos de mayor exigencia para el sistema.
- Plazo de Obra Máximo: 3 años más un año de prórroga.
- Prioridad de Despacho en Regiones donde existe capacidad disponible: Región 1, 2 y 3.
- Prioridad de Adjudicación en función de mejora del Costo MEM:

**Figura 123:** Regiones del Renglón 1.



*Nota.* Adaptada de Resolución 36/2023. Secretaría de Energía. Convocatoria Abierta Nacional e Internacional. RENMDI. [Presentación].

### **Renglón 2: Diversificación.**

- Todas las Regiones. Todo el país.
- Diversificación de Tecnologías: BG/ BRS/ PAH/ BM.
- Topes de potencia a adjudicar por Tecnología.
- Máximo de 30 proyectos por tecnología.
- Límites de Potencia para los Proyectos; entre 0.5 y 20 MW.
- Precios de las Ofertas con Tope por Tecnología.
- Contratos a 15 años a Precio Ofertado en dólares por MWh.

- Plazo de Obra máximo: 4 años más un año de prórroga.
- Sin Prioridad de Despacho (donde se pueda asignar se asigna).
- Prioridad de Adjudicación en función de menor PO.

Figura 124: Regiones del Renglón 2.

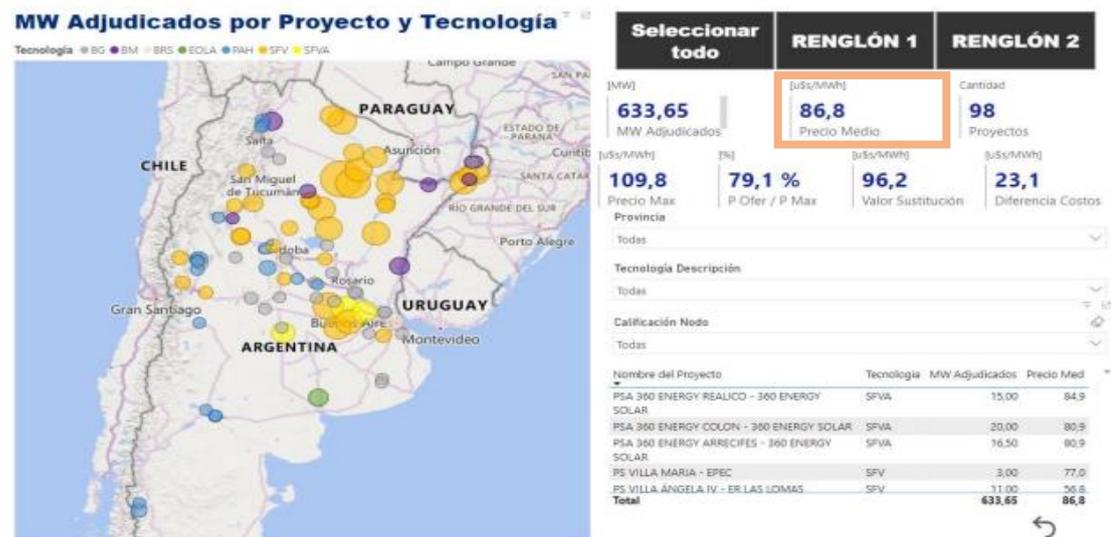


Nota. Adaptada de Resolución 36/2023. Secretaría de Energía. Convocatoria Abierta Nacional e Internacional. RENMDI. [Presentación].

**Detalle de Proyectos Adjudicados.**

Figura 125: Renglón 1.

**Adjudicados:** <https://cammesaweb.cammesa.com/renmdi/>



Nota. Adaptada de <https://cammesaweb.cammesa.com/renmdi/>.

Cómo es una licitación cuyo proceso se cierra con la firma de contratos de abastecimiento el 2 de noviembre de 2023. Se espera que se fijen los montos correspondientes a los beneficios fiscales otorgados a los proyectos el año entrante. Dependiendo de su magnitud.

### ***Ley Provincial N°10.933.***

#### **Energía Eléctrica Sostenible y su Decreto Reglamentario N°324/23 MPIyS.**

El objeto de la Ley Provincial N°10.933 es declarar de interés provincial la generación, almacenamiento y utilización de energías a partir de fuentes renovables como así también la promoción e investigación del desarrollo de estas tecnologías, la fabricación de equipos necesarios para su funcionamiento y los servicios asociados para su operación y mantenimiento.

Se busca declarar el interés provincial en la promoción y concientización acerca de la importancia de las energías renovables para la mitigación de los efectos del cambio climático, la disminución en la emisión de gases de efecto invernadero (*GEI*), la economía circular y el cumplimiento de los objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por la Organización de Naciones Unidas en el año 2015.

En el art. 4, se establece incentivar las inversiones en emprendimientos públicos y privados para la producción de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables en todo el territorio provincial, entendiéndose como tales la investigación, el diseño, la construcción de las obras civiles, electromecánicas y de montaje, la fabricación e importación de componentes para su integración, como la operación y el mantenimiento, eventual explotación comercial y disposición final.

El art. 5 establece como objetivo estratégico del Estado provincial alcanzar un mínimo de 30% de la energía eléctrica total provincial para el 2030.

En el cap.I-IV, Fondo de Energías Sostenibles. Art. 20, crea el Fondo de Energías Sostenibles, en adelante FES, el que estará conformado por:

- Aportes del Tesoro Provincial;
- Partidas Presupuestarias que la provincia le asigne;
- Aranceles por inscripciones a registros previstos en la presente ley;
- Multas por infracciones a registros previstos y sus reglamentaciones;
- Subsidios, donaciones y legados;
- Aportes provenientes de programas o fondos internacionales, nacionales o provinciales, públicos o privados, que obtenga la Autoridad de Aplicación tendientes a cumplimentar los objetivos de la presente ley.

- El cinco por ciento (5%), de los recursos que integran el Fondo de Desarrollo Energético de Entre Ríos (FDEER) que podrán ampliarse a propuesta de la autoridad de aplicación y aprobación del Ejecutivo Provincial;
- Un porcentaje sobre las ventas de energía renovable que surjan a partir de la presente ley que sean comercializadas por el Estado provincial o empresas estatales o de capital mayoritario estatal:
- Aportes provenientes del F.O.D.I.S. (Ley Nacional 27.424).
- Aportes provenientes del F. O. D.E.R ( ley nacional 27.191).
- Otras fuentes de financiamiento que gestione la autoridad de Aplicación;
- Intereses de préstamos realizados con el FES.

El FES se destinará a financiar, subsidiar o ambas a:

- Estudios de factibilidad de energía renovable en la provincia:
- Proyectos y obras de centrales de energía renovable sostenibles:
- Proyectos y obras de centrales de energía renovable en transición sostenibles:
- Proyectos y obras de generación distribuida.
- Ejecución de proyectos y obras de distribución y transformación de la energía eléctrica que tengan impactos directos y positivos al ingreso de energía renovable a la red eléctrica provincial;
- Ejecución de proyectos y obras de almacenamiento de energía;
- Investigación aplicada a las energías renovables y eficiencia energética;
- Capacitación en energías renovables y eficiencia energética.
- La creación de empresas estatales o de mayoría estatal, que desarrollen equipos de generación renovable, almacenamiento de energía y tecnologías que beneficien a las energías renovables;
- La instalación de equipos de medición inteligente en usuarios que inyecten energía a la red;
- Tarifas de promoción a la inversión en energías renovables;
- Programas de modernización de la medición de la energía eléctrica.
- Tasas de interés para facilitar el acceso a las energías renovables por parte de los usuarios.
- Aportes mediante convenios con universidades para proyectos de investigación relacionados con las energías renovables, sus fuentes, su regulación e impacto en el sistema eléctrico provincial

Dentro del Cap. I- VI art. 23 y 24 establecen los beneficios promocionales. En el primer art, se nombra que se exime del impuesto a los ingresos brutos, impuestos a los sellos e impuesto inmobiliario según la siguiente escala: 100% durante 5 años para los proyectos con huella de carbono negativa, 80% para proyectos con huella de carbono neutra y 50% para los proyectos en transición sostenible.

En el siguiente art., el 24°, insta que de los proyectos que comercialicen fuera del territorio de la provincia gozarán de eximición del impuesto a los ingresos brutos, impuestos a los sellos e impuestos inmobiliarios según la siguiente escala: 50% durante 5 años para los proyectos con huella de carbono negativa, 40% para proyectos con huella de carbono neutra y 25% para los proyectos en transición sostenible.

Por último. Se adhiere al Régimen de Fomento a la Generación Distribuida Integrada a la red eléctrica Ley Nacional 27.424.

### ***Decretos y Resoluciones.***

Por Decreto N°324/23 MPlyS el Poder Ejecutivo Provincial aprobó la Reglamentación de la Ley Provincial premencionada derogándose como corolario el Decreto N°4315/16 MPlyS como así también toda disposición reglamentaria que se oponga a dicho Decreto.

La resolución N°96, EPRE, donde se ve la Ley Provincial N°10.933 y su Decreto Reglamentario N°324/23 MPlyS, la Ley de Marco regulatorio Eléctrico Provincial N°8.916, los Contratos de Concesión de las Distribuidoras de electricidad, las Resoluciones EPRE N°158/05, 206/08 adecuada por la Resolución EPRE N°37/17, el Reglamento de Suministro que como Anexo II forma parte de los contratos de Concesión.

### ***Consideraciones dentro de la Factibilidad Legal.***

Las consideraciones a tener presente es que pueden surgir nuevos beneficios fiscales, subsidios, bonos electrónicos que ayuden a las inversiones en materia de energía renovable, en la provincia, en los próximos años. Esto sería considerar un escenario optimista que daría la posibilidad de tener más inversiones en fuentes de energía renovable y diversifique la matriz energética de Entre Ríos.

## Capítulo 9

### Plan de Marketing.

En este capítulo se expondrá la misión y visión del proyecto, el plan de comunicación a la región. También, los detalles del nombre seleccionado para su promoción y divulgación.

#### **Visión.**

**¿Qué se quiere lograr?** Generar una nueva herramienta para la generación de políticas públicas en materia de energía renovable. Dando el puntapié inicial para que la región gestione su propia energía eléctrica. Donde el municipio tomará un rol más activo como generador, permitiendo planificar estrategias orientadas a apoyar los diferentes sectores del entramado social.

**¿Dónde se quiere estar en el futuro?** Queremos ser quienes logren un punto de generación en la región, ayudar a bajar el costo productivo de las industrias de la zona para brindar un factor que genere mayor competitividad. Posicionando al departamento como uno de los primeros en reducir la huella de carbono en la provincia de Entre Ríos.

**¿Para quién lo haremos?** Las industrias que ya se encuentran en Concordia. Las empresas locales y nacionales que comercializan equipos de energía solar. Los ciudadanos que merecen un punto inicial y visible de los beneficios de tener una planta solar fotovoltaica a nivel local. Nuestro país, porque con este proyecto se contribuye a los objetivos propuesto por la Ley Nacional 27.191: "*Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.*"

**¿Esto puede ampliarse?** Se buscará que la planta solar fotovoltaica crezca hasta 3 MW.

Se espera, además, que con I+D, se pueda tener datos más precisos de la producción de energía solar a nivel local y se fomente, con la primera etapa puesta en funcionamiento, la oportunidad de proyectar a Concordia como un Departamento apto para la inversión y puesta en marcha de otros proyectos solares fotovoltaicos. Convirtiéndose en una llamada, con conciencia medio ambiental, hacia inversiones en materia de generación de energía para la provincia.

#### **Misión.**

**¿Qué hacemos con este proyecto?** Contribuir con la Ley Provincial 10.933, trayendo los beneficios aportados, desde dicha ley, hacia nuestro departamento.

Ayudar a los distintos sectores del entramado social.

Diversificar nuestra matriz energética.

Generar, para la provincia, beneficios fiscales para impulsar la inversión de energía renovable.

Nuestra misión es avanzar hacia nuevas tecnologías, que permitan aprovechar una fuente de energía renovable, como la energía solar fotovoltaica. Dando a su vez, la posibilidad a que todos los ciudadanos tengan la oportunidad de contribuir a reducir la huella de carbono.

Cambiar la estructura productiva de la región implica hacer nuestro desarrollo cada vez más sustentable, con industrias eficientes desde el punto de vista energético y ambiental.

Concientizar sobre los efectos del cambio climático y la importancia de reducir la huella de carbono.

### ***¿Por qué Jacarandá?***

El nombre seleccionado para la planta solar fotovoltaica viene del árbol Jacarandá. Principalmente porque se puede encontrar algunos Jacarandás en la zona donde se ubicará dicha planta solar, pero del lado de margen derecho de la Av. Rucci, en dirección Norte-Sur.

La palabra Jacarandá deriva de la voz guaraní: *hakuã* (que tiene perfume), y *renda*, que significa lugar, sitio, o sea, que su significado es *fragante*.

Algo fragante, significa que tiene fragancia. Y uno de los objetivos de este proyecto es que los beneficios sean para todos los ciudadanos de la región. Es decir, que a todos le llegue su fragancia.

Logrando a su vez que se vea a Concordia, como una de las pioneras regionales en energía solar fotovoltaica. Comprometida con reducción de la huella de carbono y los efectos del cambio climático. Impulsando políticas ambientales que ayuden a la provincia de Entre Ríos a alcanzar el objetivo estratégico del Estado provincial de un mínimo de 30% de la energía eléctrica total de fuentes renovables para el 2030.

Como dice la zamba "*Tiempo del Jacarandá*"... "*bajo la Cruz del Sur seré tierra, tierra del solar y he de subir en zambas por el pulso del jacarandá.*"

### ***Plan de Comunicación.***

La propuesta de la planta solar fotovoltaica será informada por el Boletín Oficial de Concordia.

También, habrá divulgación y puesta en conocimiento de la obra por las redes sociales del municipio.

Se hará publicaciones de los objetivos, misión y visión del proyecto por diferentes medios de comunicación, como diferentes diarios que se encuentran en la región de Concordia y revistas de divulgación de energía eléctrica a nivel nacional.

Los resultados del impacto ambiental serán dados a conocer a todos los habitantes y serán de público conocimiento una vez finalizados.

Se pondrán carteles que indiquen donde estará la futura planta.

Se harán reuniones informativas públicas para que todos los ciudadanos puedan opinar y gestionar sus inquietudes sobre la obra. También, se podrá comunicar de manera transparente hacia la sociedad lo que conlleva emprender una obra de generación de energía limpia y renovable para la región.

## Conclusión.

En conclusión, para este proyecto se seleccionó una totalidad de 1890 paneles solares fotovoltaicos de 550 Wp, conectados eléctricamente a cinco inversores fotovoltaicos, los cuales estarán unidos a la Estación Transformadora Inteligente que eleva la tensión de 0.8 kV a 33 kV lo que permite acoplarse a la red de distribución de Media Tensión. En cuanto, a la ubicación propuesta, el terreno a ocupar es rústico e inadecuado para el desarrollo agrícola ganadero por lo que lo hace apto para este tipo de proyecto.

Por otra parte, se logró calcular la mejor disposición de las mesas, de paneles, con una orientación de 15° con respecto al Norte e inclinación de 25°. Lo que permitió la posibilidad de obtener espacio para futuras ampliaciones. Se presentó un layout adecuado, con sectores definidos dentro del terreno seleccionado. Se estimaron las pérdidas de eficiencia por la disposición, inclinación y orientación, adoptada. Las mismas rondan en un 5% anual con respecto con la disposición óptima anual de referencia.

Es importante destacar que el análisis y proyección de la demanda asegura que "Jacarandá I" venderá toda la energía eléctrica que genera.

Finalmente, el proyecto resulta factible si la planta solar fotovoltaica propuesta logra vender su energía generada a una tarifa de 86,8 USD/MWh con un crecimiento anual, de la tarifa de venta de energía, del 1.14%. Esto es cierto siempre y cuando se logre generar energía con un PR igual al 0.95, sin degradaciones anuales considerables a través de la proyección de sus 25 años de vida útil y si las leyes, decretos y resoluciones favorecen este tipo de fuentes de energía renovable.

## Bibliografía

- AEA 90364-7-712. Edición 2014. *Reglamentación Para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles. Parte 7- Reglas Particulares para las Instalaciones en Lugares y Locales Especiales. Sección 712- Sistemas de Suministro de Energía Mediante Paneles Solares Fotovoltaicos.*
- AEA 95101. *Reglamentación para Líneas Eléctricas Exteriores en General. Instalaciones Subterráneas de Energía y Telecomunicaciones.*
- AEA 95301. *Reglamentación para líneas Eléctricas Aéreas Exteriores. Líneas de Media Tensión y Alta tensión. Edición 2007.*
- *Ámbito.* [Artículo] (19 de julio de 2022) Suben en casi un 45% el beneficio para usuarios generadores de Energía Eléctrica. <https://www.ambito.com/economia/energia/suben-casi-un-45-el-beneficio-usuarios-generadores-electrica-n5489664>.
- Anexo III, Res SE 750-2023, Remuneración de la Generación Habilitada Hidroeléctrica y a Partir de Otras Fuentes de Energía. 2023.
- Balam Tamayo I. F. D. F, 2015. Diseño de un controlador de corriente del lado del inversor para un convertidor fotovoltaico DC-AC. [Tesis, Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Yucatán].
- Banco de la Nación Argentina. Dólar Hoy. <https://www.bna.com.ar/Personas>.
- BGR. 30 de Enero. Amortización Francesa o Alemana. <https://www.bgr.com.ec/blog/amortizacion-francesa-o-alemana-cual-escoger>.
- BID Emite bono de US\$2000 millones a tasa fija. Enero 06, 2023. <https://www.iadb.org/es/noticias/bid-emite-bono-de-us2000-millones-tasa-fija#:~:text=Resumen%20de%20los%20t%C3%A9rminos%20del%20bono%3A&text=Tasa%20de%20Emisi%C3%B3n%3A,4.090%25%20s.a>
- BID Sector Público. Instrumentos de Financiación. Prestamos de Inversión. <https://www.iadb.org/es/como-trabajar-juntos/sector-publico>
- Blog Con Letra Clara. ¿Jacarandá o jacaranda?. <https://conletraclarablog.wordpress.com/2019/10/23/jacaranda/>.
- BLOG TECNOSOL, *Tecnología PERC y HALF CELL en PANELES SOLARES*, 2019, [https://tecnosolab.com/noticias/tecnologia-perc-y-half-cell-en-paneles-solares/#:~:text=PERC%20\(Passivated%20Emitter%20Rear%20Cell,parte%20trasera%20del%20panel%20solar](https://tecnosolab.com/noticias/tecnologia-perc-y-half-cell-en-paneles-solares/#:~:text=PERC%20(Passivated%20Emitter%20Rear%20Cell,parte%20trasera%20del%20panel%20solar) .
- *Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra en una Estación Transformadora. [Norma ANSI/IEEE Standard 80-2000. UTN. Facultad Regional Rosario]. (2013).*
- Calvetti, D; Isaac, R; Mandará, H; Redes, E; Echeverría, R. (2021) Energías Renovables en Argentina. Desafíos y Oportunidades en el contexto de la transición energética global. [Cámara Argentina de Energías Renovables].
- Cammesa. Material de Analisis de la Convocatoria. Renglón 1. RenMDI. [https://cammesaweb.cammesa.com/renmdi/?doing\\_wp\\_cron=1702074736.6072769165039062500000](https://cammesaweb.cammesa.com/renmdi/?doing_wp_cron=1702074736.6072769165039062500000).

- Cammesa. Presentación. (Marzo 2023). *Licitación RenMDI Implementación*. CAMMESA. <https://cammesaweb.cammesa.com/renmdi/>
- Cammesa. Presentación. MDI-Resolución SE 330/22. Manifestaciones de Interés-Generación Renovable para disminuir o eliminar Restricciones de Abastecimiento. Objetivos y Conceptos Generales. Mayo 2022.
- CAMMESA: RenMDI. *Convocatoria Abierta Nacional e Internacional RenMDI- Res. SE. N°36/2023*. [Presentación].
- Canal Huawei FusionSolar. (29 de Julio 2020). [Webinar] *Technical Guide for String Configurations of FusionSolar Solutions*. [Archivo de video]. Youtube, [https://www.youtube.com/watch?v=CUCu4T5urao&list=WL&index=38&t=1744s&ab\\_channel=HuaweiFusionSolar](https://www.youtube.com/watch?v=CUCu4T5urao&list=WL&index=38&t=1744s&ab_channel=HuaweiFusionSolar).
- Canal Huawei FusionSolar. (29 de Julio 2020). [Webinar] *Technical Guide for DC/AC Ratio Design*. [Archivo de video]. Youtube, [https://www.youtube.com/watch?v=ZqNFQiUWuEY&list=WL&index=37&ab\\_channel=HuaweiFusionSolar](https://www.youtube.com/watch?v=ZqNFQiUWuEY&list=WL&index=37&ab_channel=HuaweiFusionSolar).
- Canal Kuarahy Energía Solar. (22 de enero de 2022). *Conexión de Paneles Solares en Serie, Celda Partida o Half Cell*. [Archivo de video]. Youtube, <https://www.youtube.com/shorts/h40lpWQJBDQ?feature=share>.
- *Conectores MC4*, 2023, Autosolar (<https://autosolar.co/accesorios-de-paneles-solares/conectores-rette-mc4>).
- Cristóbal López, Alejandra. (2017). *Evaluación de la Implementación de Energía Solar Fotovoltaica en Plantas de Tratamiento de Residuos Municipales*. [Trabajo Fin de Grado, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad politécnica de Madrid]. [https://oa.upm.es/47350/1/TFG\\_ALEJANDRA\\_CRISTOBAL\\_LOPEZ.pdf](https://oa.upm.es/47350/1/TFG_ALEJANDRA_CRISTOBAL_LOPEZ.pdf).
- Curso "Actualidad de la Industria de Energías Renovables" Fundación Energizar. 2020.
- Curso "Energías Renovables: Fotovoltaica Distribuida y Eólica" Secretaria de Cultura y Extensión Universitaria. UTN. 2020.
- Curso Fundación Energizar. "Energía Solar Fotovoltaica- Sistemas Conectados a Red".2018.
- Curso UTN.BA. "Experto Universitario en Diseño de Plantas Fotovoltaicas". Secretaria de Cultura y Extensión Universitaria de la Facultad Regional Buenos Aires. 2019.
- Datos técnicos suministrados por "Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda".
- Dr. Ing. Navntoft, C; Biurrún, N; Cristóbal, M; Cuccorese, S; Ramos Defferrari, I; Raggio, D. (2019) Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica. [ Secretaria de Energía, Subsecretaria de Energías Renovables y Eficiencia Energética; Ministerio de Hacienda, Presidencia de la Nación].
- Dr. Ing. Navntoft; Ing. Cristóbal. Secretaria de Gobierno de Energía. Subsecretaria de Energías renovables y Eficiencia Energética. 2019. *Guía del Recurso Solar*.
- EconoJournal; OIL&GAS, ENERGIA, MINERIA. Renovables: record de precios en la Ronda 2 del Renovar. <https://econojournal.com.ar/2017/11/renovables-record-de-precios-en-la-ronda-2-del-renovar/>.

- Eduardo Falú. (1963) Tiempo de Jacarandá [Canción]. Virtuosismo y Folklore de Falu. Philips.
- Electrical Technology. *Blocking Diode and Bypass Diodes in a Solar Panel Junction Box*. <https://www.electricaltechnology.org/2019/10/blocking-bypass-diode-solar-panel-junction-box.html>.
- Energía AEterna. Visión, Misión y Valores. <https://energiaaeterna.com/vision-mision-y-valores/>
- Energía Estratégica. (8 de diciembre de 2023). Atención empresas: La energía fotovoltaica superará a la eólica en Latinoamérica a partir del 2023. *Revista Energía Estratégica*. [https://www.energiaestrategica.com/atencion-empresas-la-energia-fotovoltaica-superara-a-la-eolica-terrestre-en-latinoamerica-a-partir-del-2023/#:~:text=LCOE%20promedio%20en%20Am%C3%A9rica%20Latina,%2D2050%20\(US%24%2FMWh\)&text=La%20energ%C3%ADa%20e%C3%B3lica%20marina%20ser%C3%A1,3%2FMWh%20respectivamente%20para%202035](https://www.energiaestrategica.com/atencion-empresas-la-energia-fotovoltaica-superara-a-la-eolica-terrestre-en-latinoamerica-a-partir-del-2023/#:~:text=LCOE%20promedio%20en%20Am%C3%A9rica%20Latina,%2D2050%20(US%24%2FMWh)&text=La%20energ%C3%ADa%20e%C3%B3lica%20marina%20ser%C3%A1,3%2FMWh%20respectivamente%20para%202035).
- Energías Renovables. El periodismo de las Energías limpias. *El rendimiento de una planta de 50 MW en Kazajistan con inversores Huawei es un 3.8% mayor de lo esperado*. (2020). <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/el-rendimiento-de-una-planta-de-50-20200910>.
- Esquenazi Muniz, R. (2022) *Análisis de Incidentes en Inversores de Plantas Fotovoltaicas*. [ Proyecto Fin de Carrera, Ingeniería de la Energía, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla].
- Estación de Transformación Inteligente (STS): STS-3000K-H1, FusionSolar Smart PV Solution: Portafolio y beneficios de las soluciones en string de Huawei para el segmento PMGD (2020). Huawei (solar.huawei.com).
- Estructplan. *Prevención y Actuación Frente A Incendios En Edificios Con instalaciones Fotovoltaicas*. Fuente: Norma IEC 61730-2:2004. <https://estructplan.com.ar/prevencion-y-actuacion-frente-a-incendios-en-edificios-con-instalaciones-fotovoltaicas/>.
- Fleitas, V. (23 Julio de 2023). El parque solar de Paraná, paso hacia la sustentabilidad. *El Diario*. <https://www.eldiario.com.ar/2023/07/23/el-parque-solar-paso-firme-hacia-la-sustentabilidad/>.
- Forums Huawei. (2021). *Importance of DC to AC ratio in system design*. <https://forum.huawei.com/enterprise/en/importance-of-dc-to-ac-ratio-in-system-design/thread/667246383205335040-667213868771979264>
- Guirguis, A; Ruiz Reina, E; Piliouguine, M y Sidrach de Cardona, M. (2007) *Estudio de la Temperatura de Módulos Fotovoltaicos Bajo Diferentes Condiciones Ambientales: Modelos NOCT y de Balance de Energía*. [ Departamento de Física Aplicada II. Escuela Universitaria Politécnica Universidad de Málaga].
- H. Grossi Gallegos; Raul Righini. Libro (May. 2007). *Atlas de Energía Solar de la República Argentina*.
- Hoja de Datos Panel Solar, Amerisolar AS-7M144-HC 550 Wp. <http://www.weamerisolar.com/d/file/english/product/pro11555/2021/06-25/b4c2ced9fa867d7a61fe91cf0bb86405.pdf>

- Hoja de Datos Técnicos IDERO. *Estructuras. Modelo SF30 x 16.*
- Hoja de Datos Técnicos. Cable Solar. Conducom S.A. Conductores Eléctricos Especiales. Solarflex.
- Hoja de Datos Técnicos. Módulos de Protección Contra Sobretensiones Para Instalaciones Fotovoltaicas. SPD//Serie BF. BF3-40/1500.
- Hoja de Datos Técnicos. STS-3000K-H1, Smart Transformer Station. Huawei.
- Hoja de Datos Tecnicos. SUN2000-215KTL-H3. Smart String Inverter. Huawei.
- Huawei. FusionSolar Smart PV Solution. *Portafolio y beneficios de las soluciones en string de Huawei para el segmento PMGD.* [Huawei, Presentación]. Solar.Huawei.com.
- IEC 61215: 2016. Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) modules. Design qualification and type approval.
- IEC 62.548:2016. Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements. (2016).
- IEC TS 62738. Edition 1.0 2018-08. *Technical Specification. Ground-mounted photovoltaic power plants- Design guidelines and recommendations.*
- IEEE SA. *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding.* IEEE Std 80-2000.
- IEEE SA. Standards Association. *IEEE Guide for Solar Power Plant Grounding for Personal Protection.* IEEE Power and Energy Society. IEEE Std 2778™-2020.
- Ing. Wallace, Cristian L. *Cálculo y Elaboración de los Discos de Irradiación Solar para su Uso como Herramienta de Gestión en Políticas Provinciales para la Promoción de la Energía Solar en La República Argentina.* [Maestría en Energías Renovables Mención Solar, UTN, FRCor, 2017].
- Ing. Wallace, Cristin L. *Calculo y Elaboración de los Discos de Irradiación Solar para todas las Provincias de la República Argentina.* [Maestría de Energías Renovables 2012].
- IRAM 210013-21:16. Energía Solar; Modulos Fotovoltaicos. Parte 21: Inversores para la conexión a la red de distribución. Requisitos generales.
- IRAM 2178. Segunda Edición. Modificación N°1. 2006. Cables de Energía Aislados con Dieléctricos Solidos Extruidos para tensiones Nominales de 1.1 kV a 33 kV.
- Jacob, S. B; de Souza C. N; Murcia, G, J; Branda, J. C; Garín, E; Carrica, D. O; Tedoldi, S. S. (Mayo 2016). Influencia de la Limpieza en la Generación de Instalaciones Fotovoltaicas. [ASADES, Facultad de Ingenieria, Universidad Nacional de Mar del Plata, LEyDE, LIC].
- John and Willie Leone Family. Department of energy and Mineral Engineering. EME 812. Utility Solar Power and Concentration.6.4. Inverters: principle of operation and parameters [Imagen], por Mark Fedkin, 2010. <https://www.e-education.psu.edu/eme812/node/711>.
- Ley 27191/ Ley 26190. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación. <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm>
- Ley Nacional 24.065. Régimen de la Energía Eléctrica. <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/464/texact.htm>

- Ley Nacional 27.424. Regimen de Fomento a la Generacion Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Electrica Publica. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-27424-305179/texto>
- Ley Provincial N°10. 933. *Energía Sostenible*. Utilización de fuentes renovables de energía para la generación de energía eléctrica destinada al mercado Eléctrico.
- Ley Provincial N°10.933 de Energía Eléctrica Sostenible. Y Su Decreto Reglamentario N°324/23 MPlyS. [https://www.coopelec.com.ar/wp-content/uploads/2023/06/Res.-297\\_23-SME.pdf](https://www.coopelec.com.ar/wp-content/uploads/2023/06/Res.-297_23-SME.pdf).
- Manual de Equipo Inversor. (2021) SUN2000-(196KTL-H3, 200KTL-H3, 215KTL-H3) User Manual, Huawei <https://support.huawei.com/enterprise/es/doc/EDOC1100208797?section=j008>.
- Manual de Usuario, STS-3000K-H1. (2019). Estación Transformadora Inteligente. Huawei. solar.huawei.com.
- Medinilla, M. (12 de abril 2023). El gobierno de Argentina prepara nuevas modificaciones para el MATER. *Revista Energía Estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/el-gobierno-de-argentina-prepara-nuevas-modificaciones-para-el-mater/>.
- Ministerio de Economía. Energía Eléctrica. Argentina.gob.ar. *Energías Renovables: en 2021 se cubrió el 13% de la demanda y se incorporó 1 GW de potencia instalada*. (2022). <https://www.argentina.gob.ar/noticias/energias-renovables-en-2021-se-cubrio-el-13-de-la-demanda-y-se-incorporo-1-gw-de-potencia>.
- Ministerio de Economía. Precios Adjudicados. Renovar. Programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/renovar>.
- Ministerio de Servicios Públicos. Cordoba. Beneficios nacionales. <https://ministeriodeserviciospublicos.cba.gov.ar/biocombustiblesyenergiasrenovables/generacion-distribuida/beneficios/>.
- Nadales, D. Analisis DaFO. [Presentación] <https://riuma.uma.es/xmlui/bitstream/handle/10630/15139/tema%204.%20DAFO.pdf?sequence=1>.
- NASA's Power Data Access. Coordenadas (-31.4192;-58.0690). Periodo de 2001 a 2021. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- Pierangeli A; Ventini A; Gónzales Betania; Del Río Diego; Caldumbide Soledad; Gonzalez Arismendi, Soledad; Arias Mahiques Victoria; Rodriguez de Higa Victoria. Fullone Mariela y Ramos Juliana. (2019) *Guía para la Elaboración de Estudios de Impacto Ambiental de Proyectos de Energías Renovables*. [ Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, Presidencia de la Nación].
- Planillas Excel. Sistema de Amortización Frances y Alemán. <https://www.planillaexcel.com/planilla-de-excel-amortizacion-sistema-aleman-y-frances>.
- Portabella Cilveti, Ixtebe, (2010). *Proceso de Creación de una Planta Solar Fotovoltaica Conectada a Red*. [ Proyecto Final de Carrera de Ingeniería Electrónica, Escuela Técnica

Superior de Ingenieros de Telecomunicaciones de Barcelona, Universidad Politecnica de Catalunya].  
<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/10756/PFC%20Ixtebe%20Portabella%2020100830.pdf>.

- Ramirez, P. *VAN y TIR: Conceptos, Diferencias y Cómo Calcularlos*.  
<https://economia3.com/van-tir-concepto-diferencias-como-calcularlos/>.
- *Reglamento Cirsoc 102. Acción del Viento sobre Construcciones*. (Junio 1994).
- *Reglamento CIRSOC 102. Guía para el Uso del Reglamento Argentino de Acción del Viento sobre las Construcciones*. (Julio 2005).
- *Reglamento CIRSOC 102. Reglamento Argentino de Acción del Viento sobre las Construcciones*. (Julio 2005).
- Resolución 36/2023. Secretaria de Energía. Convocatoria Abierta Nacional e Internacional. RenMDI.  
<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-36-2023-379078>.
- Righini, Raul. *Cartas Mensuales con la Distribución Espacial del Promedio de la Heliofanía Efectiva Diaria*. (2007).
- Slocable. *¿Qué es el conector de fusible en línea MC4? ¿Cuál es la función?*  
<https://www.slocable.com.cn/es/news/what-is-the-mc4-inline-fuse-connector-whats-the-function/>.
- SMA. *Factor CO<sub>2</sub>*. Información Técnica. Versión 1.0.
- Technical Guide for String Configurations of Huawei FusionSolar PV Solution. Version 1.13. Sep. 18, 2020. <http://solar.huawei.com>. Huawei Technologies Co., Ltd.
- VDF. *Unidad de Frecuencia Variable. Tipos de Eficiencia del Inversor y Su Máxima Eficiencia*. (Jun 15, 2020). <https://www.vfdcn.com/news/types-of-inverter-efficiency-and-its-peak-efi-39489202.html>.
- Zorrilla.Casanova, J; Piliougine, M; Carretero, J; Bernaola, P; Carpena, P; Mora-López, L; Sidrach-de-Cardona, M. (13 May 2011). *Analysis of dust losses in photovoltaic modules*. [Universidad de Málaga. Word Renewable Energy Congress 2011 – Linköping, Sweden].