

**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA**

**ESCUELA DE INGENIERÍA Y GESTIÓN**



## **DESARROLLO PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO**

**AUTORES: Arlei, Juan Manuel (Leg. N°53264)**

**Martínez Grigera, Agustín (Leg.N°54062)**

**Moggi, Ignacio Javier (Leg. N°51317)**

**Pereyra Zorraquín, Nicolás (Leg.N°52089)**

**Radnic, Tomás Santiago (Leg. N°54138)**

**Urroz, María Florencia (Leg. N°56425)**

**DOCENTES TITULARES: Prof. Ing. Martín Pérez de Solay**

**Prof. Ing. Catalina García Poitevin**

**TUTORES: Ing. Facundo Etchebarne**

**Ing. Rodrigo Patri**

**TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO**

**INDUSTRIAL**

**BUENOS AIRES**

**2019**

## **Agradecimientos**

Fabio Bergagna

Gastón Siroit

Marcos Benetti

Facundo Etchebarne

Rodrigo Patri

La Cátedra de Proyecto final del ITBA

## **Resumen ejecutivo**

El presente proyecto se ha elaborado a fin de analizar la factibilidad de implementar un parque solar fotovoltaico para generación eléctrica utilizando células de silicio policristalino con una capacidad instalada total de 300 MWp, siendo la región de interés para ubicar el mismo el noroeste de la República Argentina.

El proyecto consistirá en la construcción y operación de una central solar fotovoltaica. La planta constará de una instalación de 921.600 módulos fotovoltaicos para la captación de energía solar, subdivididos en 7 sub-parques de menor tamaño. La empresa realizará la inyección de la potencia generada en el nodo de “El Bracho” de la red del SADI.

La central solar se emplazará en los terrenos lindantes a la población de El Bracho, provincia de Tucumán, como así también a la Central Térmica Y-GEN II, perteneciente al grupo YPF Luz, ocupando una superficie de 800 hectáreas para la ubicación de los módulos solares, centros de transformación, subestación eléctrica, depósitos, caminos internos y acceso. La localización se sitúa a 20 kilómetros de la capital, San Miguel de Tucumán, por la ruta nacional N.º 9.

En la etapa inicial de obra civil (30 meses) se habilitarán caminos internos al predio elegido, se autorizará a una faena de construcción e instalaciones de control; se instalarán los paneles fotovoltaicos, en conjunto con el sistema de cableado y los inversores; para finalmente, montar las edificaciones finales y las subestación.

En la etapa de operación (25 años) se comenzará a captar energía solar a través de cada módulo fotovoltaico. Esta operación será monitoreada permanentemente y se realizarán desmalezados periódicos para evitar bajas en la eficiencia por factores externos.

## **Executive summary**

This project has been prepared in order to analyze the feasibility of implementing a photovoltaic solar plant for power generation using polycrystalline silicon cells with a total installed capacity of 300 MWp, being the region of interest to locate the plant in the northwest of Argentine Republic. The project will consist in the construction and operation of a photovoltaic solar power plant. The plant will have installed 921,600 photovoltaic modules for solar energy collection, subdivided into 7 smaller sub-plants. The company will perform the power injection in the “El Bracho” node of the SADI network.

The solar power plant will be located on the land adjacent to the town of El Bracho, province of Tucumán, as well as the Y-GEN II Thermal Power Plant, belonging to the YPF Luz group, occupying an area of 800 hectares for the location of the solar modules, transformation centers, electrical substation, warehouses, internal roads and main access. The plant is located 20 kilometers from the capital, San Miguel de Tucumán, by national route No. 9.

In the initial stage of civil works (30 months) internal roads will be enabled to the chosen property, a construction site and control facilities will be authorized to begin; photovoltaic panels will be installed, together with the wiring system and inverters; finally, build the final buildings and the substation.

In the operation stage (25 years), solar energy will begin to be captured through each photovoltaic module. This operation will be permanently monitored and periodic weeding will be carried out to avoid losses in efficiency due to external factors.

<b>I. CAPÍTULO ESTUDIO DE MERCADO .....</b>	<b>8</b>
INTRODUCCIÓN AL ESTUDIO DE MERCADO .....	8
ENERGÍAS RENOVABLES .....	8
<i>Energía Solar Fotovoltaica</i> .....	10
<i>Evolución de los Costos</i> .....	11
<i>El mercado eléctrico en la Argentina</i> .....	13
<i>Marco Regulatorio Argentino</i> .....	17
MERCADO DISTRIBUIDOR .....	19
<i>Transportistas</i> .....	22
MERCADO CONSUMIDOR .....	23
<i>Demanda Energética</i> .....	23
<i>Segmentos de consumo</i> .....	25
<i>Comercialización de Energías Renovables</i> .....	28
<i>Precio Monómico</i> .....	30
<i>Programa Renovar</i> .....	31
<i>Mercado Spot</i> .....	32
<i>Comportamiento del Mercado Eléctrico</i> .....	33
<i>Proyección de la demanda</i> .....	33
<i>Regresión</i> .....	35
<i>Modelo 1</i> .....	56
<i>Modelo 2</i> .....	57
<i>Selección de modelos</i> .....	58
MERCADO COMPETIDOR .....	60
<i>Oferta energética</i> .....	60
<i>Principales Competidores</i> .....	63
MERCADO PROVEEDOR .....	66
<i>Mercado Proveedor en Argentina</i> .....	66
<i>Otros insumos</i> .....	67
ANÁLISIS FODA .....	67
<i>Radiografía Interna</i> .....	67
<i>Diagnóstico Externo</i> .....	71
<i>Conclusión análisis FODA</i> .....	74
ANÁLISIS DE FUERZAS DE PORTER .....	75
<i>Competidores Actuales</i> .....	75
<i>Competidores Potenciales</i> .....	76
<i>Sustitutos</i> .....	76
<i>Proveedores</i> .....	76
<i>Clientes</i> .....	77
SELECCIÓN DEL MERCADO Y CANTIDAD A OFERTAR .....	78
PRECIO .....	79
<i>Fijación del Precio del Producto</i> .....	79
<i>Precio Monómico</i> .....	80
<i>Precios RenovAr</i> .....	86
<i>Determinación del precio</i> .....	87
<i>Venta</i> .....	87
RESULTADO FINAL: .....	88
<b>II. CAPÍTULO ESTUDIO DE INGENIERÍA .....</b>	<b>89</b>
ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN Y SELECCIÓN DE COMPONENTES .....	89
<i>Efecto fotovoltaico</i> .....	89
<i>Eficiencia</i> .....	89
<i>Radiación solar</i> .....	91
<i>La Célula Fotovoltaica</i> .....	93

<i>Semiconductores</i> .....	93
<i>Pérdidas</i> .....	95
<i>Tipología de células solares</i> .....	96
<i>Selección de paneles</i> .....	99
<i>Trackers</i> .....	107
<i>Definición de Unidad Solar (o Centro Solar)</i> .....	108
<i>Círculo Eléctrico</i> .....	109
<i>Inversores</i> .....	111
<i>Oferta de Inversores Centrales</i> .....	114
<i>Análisis del rendimiento eléctrico</i> .....	115
LOCALIZACIÓN.....	124
<i>Macro localización</i> .....	124
<i>Micro localización</i> .....	128
<i>Terreno</i> .....	134
<i>Insolación</i> .....	136
<i>Matriz de Decisión</i> .....	139
<i>Conclusiones Micro localización</i> .....	141
LAYOUT .....	141
<i>Paneles Solares</i> .....	142
<i>Esquema eléctrico</i> .....	149
BALANCEO DE LÍNEA .....	151
MANO DE OBRA DIRECTA E INDIRECTA Y COSTOS DE OPERACIÓN .....	153
CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN .....	159
<b>III. CAPÍTULO ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO .....</b>	<b>160</b>
RESUMEN DEL CAPÍTULO .....	160
COSTOS .....	160
<i>Costos operativos-Opex</i> .....	160
INVERSIONES .....	164
<i>Compra de Paneles Solares</i> .....	166
<i>Compra de Inversores</i> .....	166
<i>Compra de Trackers</i> .....	167
<i>Logística de transporte</i> .....	167
<i>Montaje de Paneles</i> .....	171
<i>Cableado</i> .....	171
<i>Obra civil</i> .....	172
<i>Capital de Trabajo</i> .....	173
CUADRO DE RESULTADOS.....	173
<i>Amortizaciones</i> .....	173
<i>Impuestos</i> .....	174
<i>Ingresos</i> .....	177
<i>Utilidad Bruta</i> .....	177
<i>EBITDA</i> .....	177
<i>Utilidad Operativa</i> .....	177
<i>Utilidad antes del Impuesto a Ganancias (UAIG)</i> .....	178
<i>Utilidad Neta</i> .....	178
<i>Variables Explicativas</i> .....	178
<i>Punto de equilibrio</i> .....	181
FINANCIAMIENTO .....	182
<i>Préstamos</i> .....	182
FLUJO DE FONDOS .....	184
<i>Flujo de Caja</i> .....	184
<i>Activos sin Caja</i> .....	184
<i>Patrimonio Neto</i> .....	184
<i>Pasivo</i> .....	184
<i>Estado de Origen y Aplicación de Fondos (E.O.A.F.) (o Estado de Flujo de Efectivo)</i> .....	185
<i>IVA</i> .....	185

<i>Balance</i> .....	186
RENTABILIDAD .....	187
WACC .....	187
"Free Cash Flow to the Firm" (FCFF).....	188
"Free Cash Flow to Equity" (FCFE).....	189
Efecto Palanca.....	189
Período de repago.....	190
<b>IV. CAPÍTULO ESTUDIO DE RIESGOS.....</b>	<b>191</b>
INTRODUCCIÓN .....	191
ANÁLISIS DE VARIABLES DE RIESGO .....	191
<i>Precio</i> .....	191
<i>Inflación Argentina</i> .....	192
<i>Tipo de Cambio</i> .....	193
<i>Degradación de los paneles solares</i> .....	194
<i>Eficiencia por irradiancia</i> .....	194
<i>Eficiencia por variación de temperatura</i> .....	196
WACC.....	197
SIMULACIÓN DE MONTECARLO .....	197
ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO.....	205
<i>Mitigación del Riesgo en el Precio</i> .....	205
<i>Resultados simulación precio</i> .....	205
<i>Riesgo de las demás variables</i> .....	206
<i>Degradación</i> .....	207
<i>Variabilidad por Temperatura e Irradiancia</i> .....	207
<i>Opciones Reales</i> .....	208
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>212</b>
<b>ANEXO.....</b>	<b>216</b>

# I. CAPÍTULO ESTUDIO DE MERCADO

## Introducción al estudio de Mercado

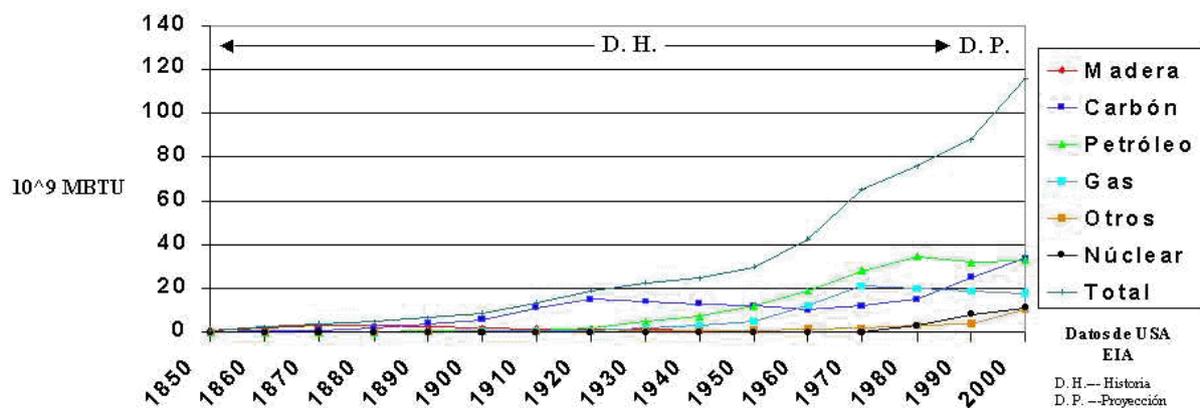
Este estudio de mercado busca describir el Mercado eléctrico del país. Se identificarán las regulaciones esenciales para operar dentro de él como también sus actores principales. A partir de ello, se identificarán los distintos mecanismos para comprar y vender energía, los potenciales clientes y se buscará estimar la tendencia de los precios y de la potencia ofertada. Luego se comienza a analizar las mejores opciones para la instalación de un parque solar de alta potencia (300MW) y se concluye que operará dentro del Mercado a Término, operando a un precio de 60 USD/MWh.

Esta es la primera parte de un estudio integral y multidisciplinario, que tiene el objetivo de investigar y desarrollar la construcción de una planta Fotovoltaica en el país, aprovechando el escenario actual (Programa RenovAr, Mercado a Término, etc.) que facilita la creación de proyectos como éste.

- Actividad productiva: Generación de energía eléctrica mediante una central solar.
- Tipo de energía: Renovable - Solar.
- Tecnología: Fotovoltaica

## Energías Renovables

Con el paso del tiempo, mediante sucesivas innovaciones tecnológicas, la especie humana ha dado pasos agigantados en cuanto al consumo de energía. Históricamente, debían depender de fuentes primarias de energía como la madera y el carbón. A partir del descubrimiento de la electricidad en 1753, el escenario energético cambió completamente dado que permitió crear industrias de generación eléctrica con mayores eficiencias y menor desperdicio.



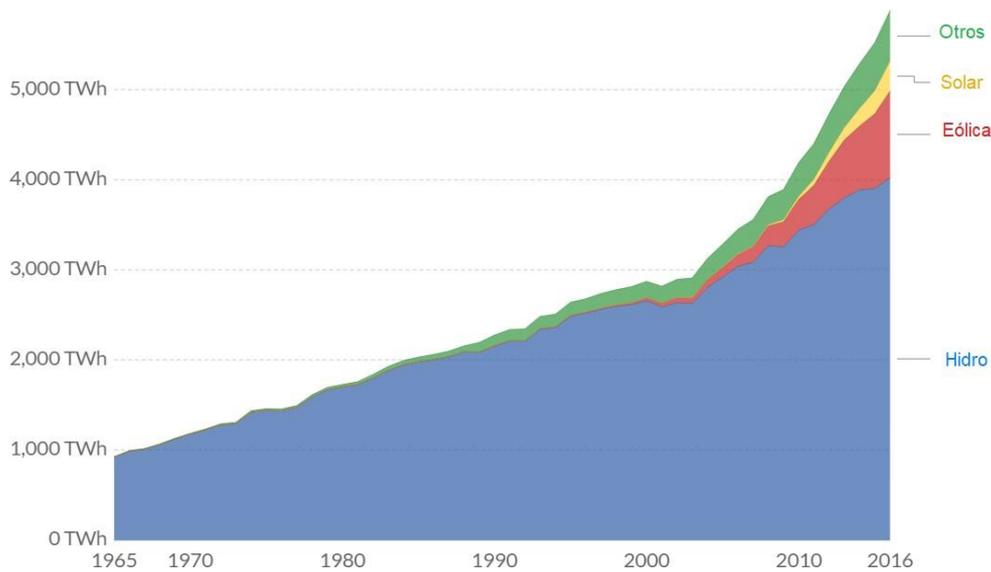
(Gráfico 1.1: Consumo de energía en Estados Unidos, EIA)

Sin embargo, este crecimiento masivo en el consumo eléctrico no vino sin consecuencias. En

primer lugar, mucho de ello originó de fuentes finitas como el petróleo y el gas (yacimientos que demoran millones de años para formarse en condiciones muy específicas). Además, no se consideran energías limpias dado que contaminan el ambiente con derivados de carbono. Esto es importante ya que en el contexto actual, es innegable que el uso de estas fuentes energéticas ha contribuido a un fenómeno llamado Cambio Climático (Anteriormente denominado como Calentamiento Global) al que se le atribuye varios de los recientes desastres climáticos como Huracanes de mayor potencia en la costa atlántica en las costas de estados unidos, sequías más fuertes y largas en todo el mundo (especialmente en el cuerno de África) y el crecimiento del nivel del mar que ha tenido efectos devastadores en las islas del pacífico (por ejemplo, las islas Cook)

Por estos motivos, y muchísimos más, en las últimas décadas ha habido un empuje muy importante por parte de organizaciones internacionales como la ONU para paliar los efectos del Cambio Climático. Uno de los puntos más fuertes es el de cambiar la matriz energética global a una que reduzca la generación de derivados de carbono que exacerban dichos efectos. En otras palabras, se busca introducir fuentes de energías renovables para ocupar el lugar que tienen los métodos convencionales que se usan en la actualidad.

Las energías renovables son aquellas fuentes energéticas basadas en la utilización del sol, el viento, el agua o la biomasa vegetal o animal. Se caracterizan por no utilizar combustibles fósiles, como sucede con las energías convencionales, sino recursos capaces de renovarse ilimitadamente. Su impacto ambiental es de menor magnitud dado que además de no emplear recursos finitos, no generan gases de invernadero (CO<sub>2</sub>, CO, etc.). Algunas de estas son la energía geotérmica, hídrica, eólica y la solar.



(Gráfica 2.2: Cantidad de energía renovable por rubro)<sup>1</sup>

<sup>1</sup> (British Petroleum, 2019)

## Energía Solar Fotovoltaica

Nuestro planeta recibe del sol una gran cantidad de energía a un nivel varios millones de veces mayor a la que se consume actualmente en forma mundial; es una fuente de energía descentralizada, limpia e inagotable que se puede transformar en electricidad de dos maneras:

- **Energía solar térmica:** utiliza una parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir calor y la transformación se realiza mediante el empleo de colectores térmicos. Su principal componente es el captador, por el cual circula un fluido que absorbe la energía radiada del sol.
- **Energía solar fotovoltaica:** utiliza la otra parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir electricidad. Se basa en el efecto fotoeléctrico, y la transformación se realiza por medio de celdas fotovoltaicas, que son semiconductores sensibles a la luz solar que provoca una circulación de corriente eléctrica. *Es la base para el desarrollo de un parque fotovoltaico.*

La historia de las celdas fotovoltaicas comenzó con el descubrimiento del efecto fotoeléctrico en el año 1839 por el francés Alexandre-Edmond Becquerel, quien colocó cloruro de plata en una solución ácida, la iluminó y le conectó unos electrodos de platino, con lo que generó corriente eléctrica.

Para 1883, Charles Fritts creó la primera celda solar que además del semiconductor contenía una delgada capa de oro. Este dispositivo consiguió una eficiencia del 1%. A partir de entonces se ha experimentado con diferentes materiales semiconductores (materiales que conducen una ligera carga eléctrica) para elevar la eficiencia de las celdas fotovoltaicas hasta las que se conocen hoy en día.

Una célula fotoeléctrica, también llamada celda, fotocélula o célula fotovoltaica, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía lumínica (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotoeléctrico, generando energía solar fotovoltaica. Compuestas de un material que presenta efecto fotoeléctrico: absorben fotones de luz y emiten electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

El efecto fotovoltaico es la base del proceso mediante el cual una célula fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad. La interacción entre las ondas electromagnéticas y la materia se lleva a cabo mediante partículas elementales llamadas fotones. Los fotones de la radiación solar poseen diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda (frecuencias) del espectro solar. Cuando la luz solar (fotones) incide sobre un semiconductor pueden pasar tres cosas: El fotón atraviesa el silicio y sigue su camino (IF). (Si la energía del fotón no es suficiente). El fotón es reflejado por la superficie de silicio (UV). (Si la energía del fotón es demasiada). El fotón es absorbido por el semiconductor (Espectro visible). (Si la energía del fotón es óptima)

Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula fotovoltaica. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo y

ser arrastrado por el campo eléctrico formado por la juntura PN para generar una diferencia de potencial dentro de la célula fotovoltaica. Si las terminales de la célula fotovoltaica son conectadas a una carga eléctrica, circulará una corriente eléctrica en el circuito formado por la celda, los cables de conexión y la carga externa. Dependiendo del material, sólo una parte del espectro luminoso puede llevar a cabo la acción descrita.

El mejor diseño para un sistema fotovoltaico es aquel que incorpora el menor número de paneles y baterías, satisfaciendo las condiciones impuestas por la carga eléctrica, con un determinado grado de confiabilidad para el sistema y al menor costo.

El grado de confiabilidad es la relación entre el tiempo durante el cual el sistema fotovoltaico puede suplir los requerimientos de la carga y el tiempo en que el sistema debió proporcionar dicho servicio.

La carga en estos servicios permanece activa los 365 días del año, y en algunos sistemas durante todo el día. Los servicios que no son críticos pueden tener un grado de confiabilidad menor (cerca del 90%).

Un valor de confiabilidad del 100% es un valor inalcanzable en la práctica, ya que siempre existirán fenómenos meteorológicos (vientos intensos, hielo, lluvias, rayos, etc.), así como desperfectos de componentes que impiden alcanzar el 100%. Si un sistema alcanza un factor de confiabilidad del 99%, significa que sólo ha dejado de proveer servicio 4 días del año.

El costo de un sistema generador de energía eléctrica de cualquier tipo aumenta exponencialmente cuando el valor de la confiabilidad se incrementa. El incremento en el costo es extremadamente rápido cuando el grado de confiabilidad se incrementa del 95% al 100%. En sistemas fotovoltaicos donde la carga debe ser abastecida las 24 horas del día, un aumento en el valor de la confiabilidad se traduce en un aumento de la capacidad del banco de reserva, ya que los días nublados exigen que la carga sea alimentada por ella.

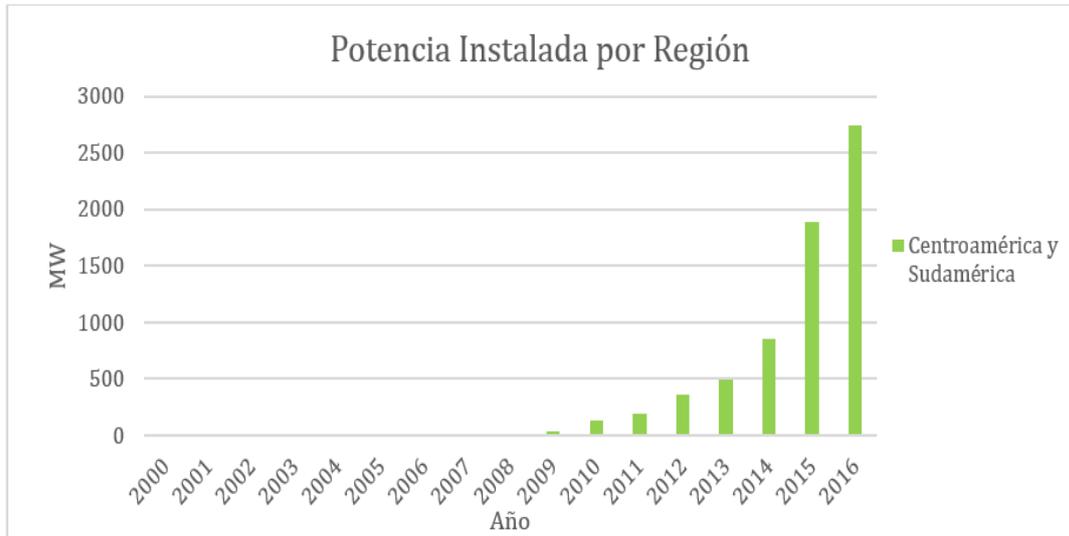
Siempre deben elegirse lugares con una temperatura ambiente cercana a la requerida por el fabricante, y que permita la libre circulación del aire a su alrededor.

## Evolución de los Costos

Dentro de las energías renovables, la solar es una de las más “nuevas” dado que por mucho tiempo la tecnología era muy cara para poder implementar a nivel industrial. Además, en el pasado, su viabilidad económica dependía muchísimo de los incentivos fiscales que había en la región.

Sin embargo, con el paso del tiempo, sus costos bajaron notablemente, permitiéndole competir directamente con otras fuentes de energía. A modo de ejemplo, en el gráfico 1.3, se muestran los costos de Instalación en distintos puntos del mundo durante los años 2008 a 2017. En todos los casos, hay una importante tendencia a la baja.

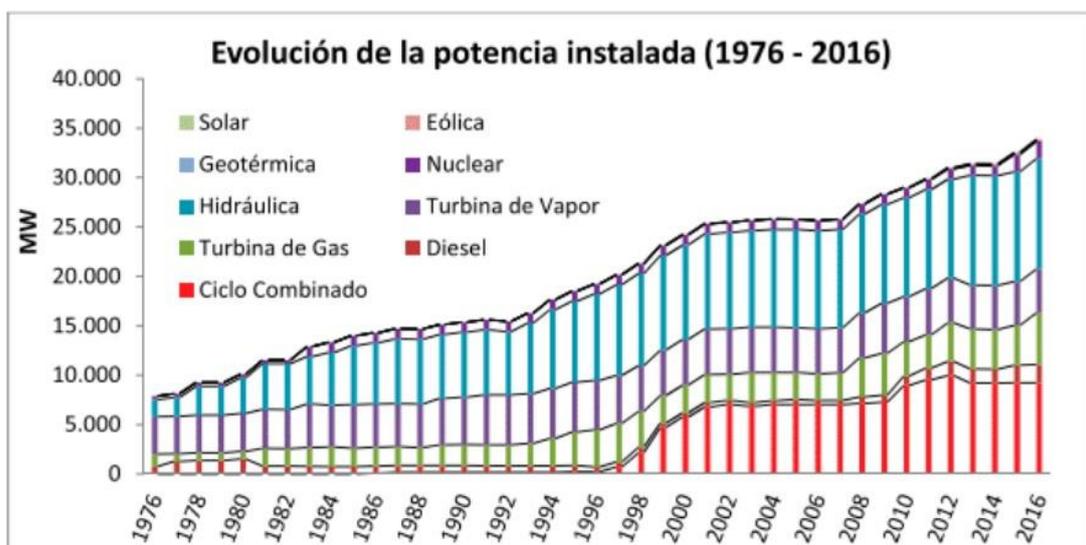




(Gráfico 1.5. Capacidad instalada en América Central y Sur en millones de Kilowatts)

Haciendo enfoque en América Latina, también hubo un crecimiento importante en la capacidad instalada, pero es evidente que la región se encuentra lejos de los niveles en otros continentes, aun cuando dispone de una de las zonas geográficas con mayor potencial a nivel mundial para la explotación de dicho recurso. Sea por su extensión territorial, condiciones climáticas, irradiancia, temperatura y estabilidad climática, la región tiene una enorme ventaja comparativa a nivel mundial, especialmente en casos como Argentina, Bolivia y Chile.

### El mercado eléctrico en la Argentina



(Gráfica 1.6: Evolución potencia instalada (1976-2016))<sup>4</sup>

<sup>4</sup> (Jensen, Zamora, & Rimancus, 2019)

Históricamente, la potencia instalada fue incrementando en función de la demanda. En ningún momento hubo una planificación estratégica a largo plazo de la creación de fuentes generadoras de energía.

Hasta 2015, Argentina contaba con una matriz energética primaria compuesta en un 85% por hidrocarburos, de la cual el gas natural por sí solo representaba el 50%, mientras que las energías renovables tenían una participación mínima en el total nacional, con menos del 5%. Con el objetivo de atraer capitales que invirtieran en el desarrollo del sector, el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) lanzó en mayo de 2016 un llamado a licitaciones públicas en el marco del Programa Renovar para adicionar 1000 MW de energía limpia a la matriz energética nacional.

Ronda	Fecha	Proyectos adjudicados	Potencia adjudicada (MWh)	Precio promedio (USD/MWh)
1	Mayo 2016	29	1.142	61,33
2	Noviembre 2016	30	1.281,53	53,98
3	Diciembre 2017	88	2.043	51,48
Totales		147	4.466,51	54,72

(Tabla 1.1. Resultados de las rondas RenovAr a febrero 2018)

A fin de ofrecer un adecuado nivel de transparencia y fomento al respecto del financiamiento, las garantías y la previsibilidad de pago a los proyectos adjudicados, se obtuvieron avales del Banco Mundial y se creó el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER).

Para la generación de energía de tipo solar, que representó el 30% del total de las propuestas, el precio promedio ofertado por MWh rondó los US\$ 76.

Inmediatamente después de la publicación de los proyectos adjudicados para esta licitación, el MINEM convocó a una nueva ronda, el Renovar 1.5, para captar aquellos proyectos eólicos y solares fotovoltaicos que quedaron fuera de las adjudicaciones del Renovar 1. El objetivo era incorporar a la matriz energética nacional 600 MW de energía limpia, adicionales a los 1000 MW de la ronda anterior.

El Renovar 1.5 buscaba regionalizar diversos proyectos, dotando al programa de un carácter más federal que su versión anterior. Para esta ronda, el MINEM recibió 47 ofertas por un total de 2486 MW, de los cuales se seleccionaron 30 proyectos que representarían un incremento de la capacidad nacional mayor a los 1280 MW, es decir más del doble del monto inicial licitado por el Gobierno. De las propuestas adjudicadas, 10 correspondían a proyectos eólicos por más de 760 MW y 20 a desarrollos solares, por alrededor de 516 MW. El precio promedio se ubicó en torno a los US\$ 54 por MWh, mejorando incluso las ofertas económicas del Renovar 1.

A partir de los buenos resultados obtenidos en las dos rondas licitatorias publicadas el año interior, durante 2017 se lanzó el Renovar 2.0. En noviembre de ese año se conocieron las

ofertas económicas para esta ronda, a través de la cual se preveía aportar 1200 MW de energías limpias adicionales a la matriz energética nacional. El objetivo era distribuir la adjudicación por zonas: 200 MW para Comahue, Patagonia y Buenos Aires, con un tope de 450 MW, y 100 MW para el resto del país en lo referente a energía eólica. En tanto, en lo que respecta a energía solar, 200 MW para la región del NOA y Cuyo (con un monto máximo de 350 MW) y 100 MW para el resto del territorio nacional.

Como venía sucediendo en las rondas anteriores, las ofertas superaron las expectativas del MINEM. Se recibieron 228 proyectos por 9321 MW, de los cuales se calificaron 192 y adjudicaron 66, que aportarán aproximadamente 1400 MW. El precio mínimo de esta ronda fue de alrededor de US\$ 37 por MWh para la tecnología eólica en la provincia de Buenos Aires, y de US\$ 40 por MWh para la solar en la provincia de La Rioja. Según destacaron desde el MINEM, se trata de valores comparables a los mejores resultados en el mercado internacional. Por último, hacia finales de diciembre de 2017, el MINEM publicó los resultados de la última ronda del Programa Renovar, la llamada 2.5. En este marco, se adjudicaron 22 proyectos que acumulan 634 MW de potencia proyectada: cuatro propuestas de energía eólica a poco más de US\$/MWh 40, cinco de energía solar y 13 proyectos relacionados a biomasa y biogás (que incorporan un incentivo del 50% por escala previsto en el pliego de la ronda 2) a un precio que, en promedio, superó los US\$/MWh 136. De esta manera, según la Subsecretaría de Energías Renovables, el Programa Renovar adjudicó, en su totalidad, 147 proyectos en 21 provincias por 4.466,5 MW a un precio medio de US\$/MWh 54,72.

En cuanto a montos de inversión, hasta 2016 el monto acumulado de inversiones en energías renovables llegó a los US\$ 2185 millones. Fue ese año cuando, al iniciar las rondas del programa Renovar (sucesor del GENREN), esta cifra volvió a mostrar un crecimiento notable que, entre ese año y el anterior, significó un 20% (alrededor de US\$ 360 millones), lo cual determinó que el acumulado de inversiones pasará de US\$ 1820 millones a US\$ 2185 millones. Al momento de realizar este trabajo no se disponía de la cifra para 2017, no obstante, los proyectos adjudicados por el programa Renovar y los más de 4000 MW que deben incorporarse al sistema hacen pensar que el nivel de inversión de ese año debió mantenerse o incluso superar la cifra de 2016, con una tendencia que se muestra creciente para 2018 y años venideros.

En los primeros tres pliegos (Ronda 1, 1.5 y 2) se adjudicaron 1732.4 MW repartidos en 41 proyectos con tecnología solar. El precio ofertado promedio fue de 50.35 USD/MWh, sin embargo, a lo largo, estos fueron bajando con cada nuevo pliego. Esto puede verse en la siguiente tabla.

Pliego	1	1.5	2
Número de Proyectos	4	20	17
Potencia ofertada (MW)	400	516.24	816.36
Precio Ofertado (USD/MWh)	59.75	54.94	42.84

*(Tabla 1.2. Rondas 1, 1,5 y 2 de RenovAr, Solar)*

Otro punto importante para destacar es que casi la totalidad de los proyectos aceptados están en el NOA (867.0 MW) y en la región de Cuyo (714.8 MW).

Las experiencias de las rondas Renovar arrojaron resultados que pueden considerarse alentadores, allanando el camino para inversiones futuras y posicionando a la Argentina como uno de los destinos preferidos para los capitales foráneos de la industria. Asimismo, tanto la creación del FODER como el aval del Banco Mundial y los beneficios fiscales e impositivos previstos en la ley N° 27.191 aportaron seguridad financiera y económica para los participantes de las licitaciones, haciendo que Argentina se consolide como uno de los países más destacados a nivel global en la promoción de la generación de energía proveniente de fuentes limpias.

Sin embargo, es necesario profundizar este proceso y tomar lo realizado hasta ahora como punto de partida de la estrategia futura en la materia.

Con el ojo puesto en cumplir los lineamientos de la ley N° 27.191, es preciso continuar con el desarrollo de este tipo de políticas si Argentina se propone alcanzar una proporción del 20% de la matriz eléctrica nacional con generación renovable para el 2025. Esto implicaría la incorporación de 10.000 MW provenientes de este tipo de energías en 10 años, obligando a los grandes consumidores (aproximadamente 8.000 usuarios cuya demanda es mayor a 300 KW) a diversificar su matriz energética y adecuarse a lo estipulado por la ley.

A su vez, proyectos legislativos asociados a esta temática, como la aprobación por parte del Senado del “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública”, aportan impulso a la industria e involucran al conjunto de la sociedad en la transición hacia un uso de la energía más responsable y limpio.

En definitiva, es un buen momento para transformar la matriz energética en la Argentina, aprovechando el más que favorable contexto internacional para este tipo de inversiones y capitalizando la disposición geográfica del territorio nacional, cuya extensión permite planificar proyectos que abarquen diversos tipos de energías renovables: solar, eólica, hidráulica o, incluso, generada por biomasa.

## Marco Regulatorio Argentino

### Ley 24065 (1992)<sup>5</sup>

Esta norma jurídica es la pieza fundamental que da origen al sector eléctrico en su forma presente. Durante la década del 90 se produjo un giro sustancial para dinamizar el sector, específicamente en 1992 donde surge una reorganización muy importante del mercado eléctrico. El rol del estado pasaría a tener una menor importancia dado que sus principales objetivos pasaron a ser los siguientes:

1. Definir las políticas (Regulaciones) y estrategias para cambiar la estructura de los recursos energéticos disponibles.
2. Construir la infraestructura necesaria facilitar el crecimiento del sector.
3. Supervisar a los prestadores de servicios energéticos.

Este cambio radical fue inspirado en la reestructuración del sector eléctrico británico para que haya más competencia y mejores prestaciones de servicios.

El resultado fue que el Estado Nacional cedió su lugar como principal actor y la mayoría de los activos pasaron al sector privado, excepto en casos puntuales donde se trabaja mediante concesiones estatales (por ejemplo, represas hidroeléctricas). Además, define los roles y las responsabilidades de cada uno de los actores del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista).

Algunos de los puntos más importantes son los siguientes:

- La generación de energía para proveer al servicio público será considerada de interés nacional y deberá garantizar el servicio tanto de transporte como de distribución en casos que otros no los ofrezcan.
- Se considera generador quien coloque parte o toda su producción de energía en el sistema de transporte. Los mismos podrán hacer contratos libremente con distribuidores y grandes usuarios.
- Se considera transportista quien es responsable de la transmisión y transformación desde la entrega del generador hasta el punto de entrega del distribuidor o gran usuario.
- Se considera distribuidor quien es el responsable de abastecer a los usuarios finales que no pueden contratar suministro de forma independiente.
- Los grandes usuarios son quienes contratan de forma independiente su abastecimiento de energía tanto con el generador y con el distribuidor.
- La supervisión del sector será realizada por el Ente Regulador de Energía (ENRE), ente autárquico.
- La creación de CAMMESA para coordinar las operaciones de despacho, maximizar la

---

<sup>5</sup> (Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, 1992)

seguridad del sistema y planificar la operación del SADI.  
Ley Nacional 27191 (2015)<sup>6</sup> y Decreto 531 (2016)<sup>7</sup>

Ambas normas en su conjunto buscan incrementar el rol de las energías renovables dentro de la matriz eléctrica de la Argentina y son fundamentales para cualquier proyecto de energías renovables.

Por un lado, establecen, de forma incremental, que una parte de la matriz debe ser de fuentes renovables. Además, reglamenta posibles mecanismos que facilitan el proceso de incorporación de dichas fuentes renovables a la matriz eléctrica del país, por ejemplo, el Programa Renovar y el Mercado a Término (MATER). A continuación, presentamos los puntos más importantes:

- Al 2025, deberán alcanzar como mínimo el veinte por ciento (20%) del total del consumo propio de energía eléctrica. (8% en 2018 y 16% en 2021)
- Reglamente el beneficio de la devolución anticipada del impuesto al Valor Agregado se hará efectivo luego de transcurridos como mínimo 2 períodos fiscales contados a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones. Para el período comprendido entre 2022 y 2025 será de 3 períodos fiscales.
- Reglamenta el beneficio de la amortización acelerada en el impuesto a las ganancias por las inversiones comprendidas en el presente régimen.
- Creación del Fondo Fiduciario Público denominado "Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables" (FODER). El mismo tendrá como objetivo el otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y adquisición de todo otro instrumento financiero.
- Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las grandes demandas con demandas de potencia iguales o mayores 300 kW podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación. La compra podrá efectuarse al propio generador, a través de una distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador, de un comercializador o comprarla directamente a CAMMESA.
- Los contratos suscritos por los sujetos indicados en el punto anterior no podrán fijar un precio promedio mayor a U\$S 113/MWh.
- Por los incumplimientos en las obligaciones de consumo de la porción de energía eléctrica renovable correspondiente a los porcentajes indicados anteriormente, los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas deberán abonar sus faltantes a un precio equivalente al Costo Variable de Producción de Energía Eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado.
- Establece la exención del impuesto del 10% a la distribución de dividendos.

---

<sup>6</sup> (Ministerio de Justicia y Derechos Humanos,2015)

<sup>7</sup> (SAIJ,2019)

- Certificado fiscal del 20% de la inversión en componente nacional para ser aplicable al pago de impuestos nacionales.
- Establece la Exención de derechos de importación para proyectos Renovables.

## **Mercado Distribuidor**

Una vez generada la energía existen dos formas de distribuirla. Por un lado, si se está próximo al consumidor de dicha energía se puede hacer una conexión directa sin la intervención de la entidad correspondiente. En cambio, para la gran mayoría de las situaciones, el generador deberá insertar energía a la red eléctrica y el usuario final deberá conectarse a ella para acceder a esa energía.

Es por ello por lo que se recurre al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). El SADI es una red o anillo de distribución de alta y media tensión de energía eléctrica que va a lo largo de todo el país, exceptuando algunas regiones de la Patagonia como Tierra del Fuego. Tiene como objetivo conectar los mayores generadores de país como Yacyretá y Atucha con los usuarios finales de las zonas más densas del país. Dispone de 40.000 KM de líneas de alta y media tensión.

Dicho sistema es regulado por CAMMESA (Compañía administradora del Mercado Mayorista Argentino SA) , una compañía sin fines de lucro compuesta por cinco grandes entidades: Ministerio de Energía y Minería, AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la Rep. Arg.), ADEERA (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la Rep. Arg.), ATEERA (Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la Rep. Arg.) y AGUEERA (Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la Rep. Arg.). Fue creada en Julio del año 1992 (art. 35 de la ley 24065) con el objetivo de coordinar las operaciones de despacho, maximizar la seguridad del sistema y la calidad de los suministros, minimizar los precios mayoristas, planear eficientemente la operación del SADI y entablar un proceso de Mejora Continua.

Para poder acceder al SADI como generador es necesario tener autorización por parte de CAMMESA además de encontrar un nodo en la red con disponibilidad para poder inyectar la energía generada, sin saturarla ni generar desbalances energéticos. Las líneas de alta y media tensión del SADI tienen las siguientes magnitudes.

En la siguiente tabla se pueden ver diferentes tensiones a las que están las líneas del SADI:

### Longitudes de Líneas por Nivel de Tensión y Región [Km] - Año 2017

SISTEMA DE TRANSPORTE	500 kV	330 kV	220 kV	132 kV	66 kV	33 kV	TOTAL
<b>Alta Tensión</b>	<b>14.195</b>		<b>556</b>	<b>6</b>			<b>14.756</b>
<b>Distribución Troncal</b>		<b>1.116</b>	<b>1.112</b>	<b>17.063</b>	<b>398</b>	<b>24</b>	<b>19.713</b>
- Región Cuyo			<b>641</b>	<b>626</b>			<b>1.267</b>
- Región Comahue				<b>1.368</b>			<b>1.368</b>
- Región Buenos Aires			<b>177</b>	<b>5.597</b>	<b>398</b>		<b>6.172</b>
- Región NEA			<b>30</b>	<b>2.148</b>		<b>24</b>	<b>2.202</b>
- Región NOA (*)				<b>5.201</b>			<b>5.201</b>
- Región PATAGONIA		<b>1.116</b>	<b>264</b>	<b>2.123</b>			<b>3.504</b>

(Tabla 1.3. Longitudes de Líneas de Nivel de tensión y Región)

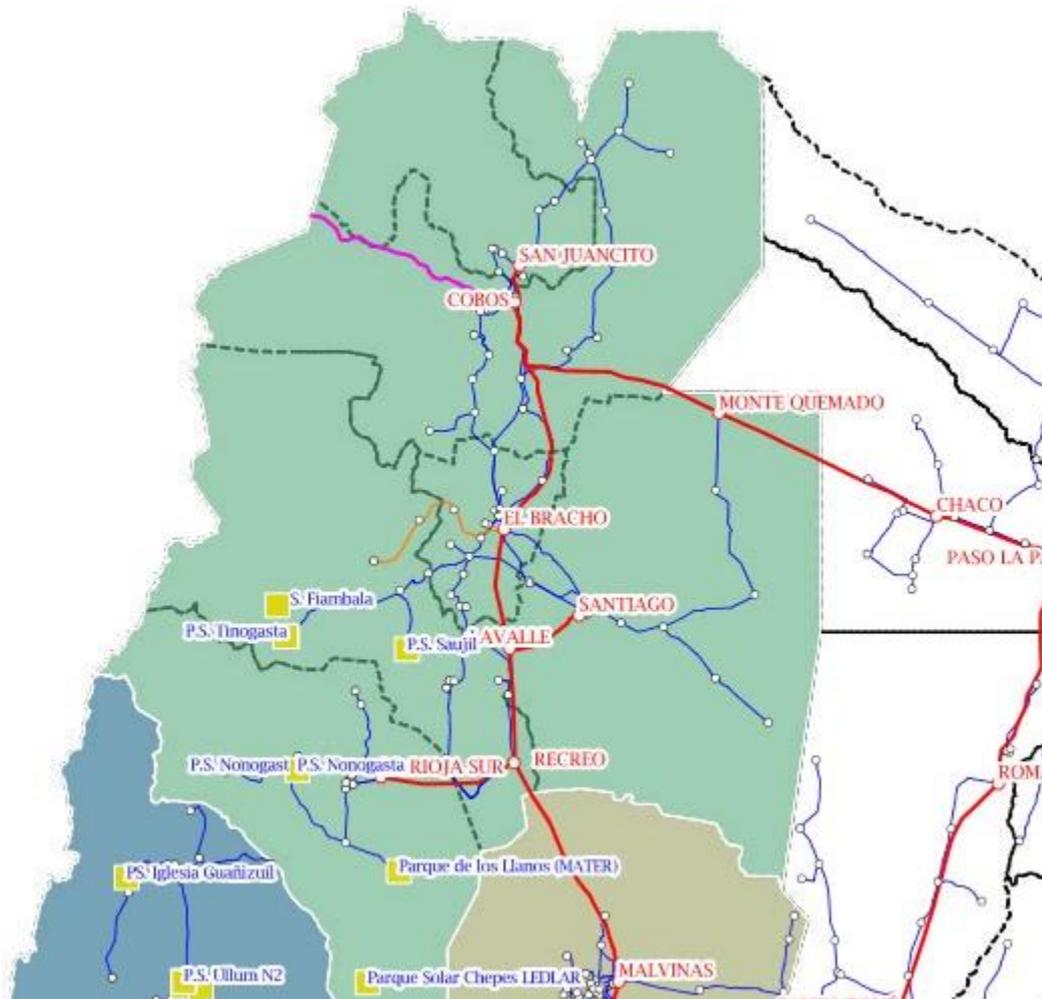


(Gráfico 1.7: Esquema de red de SADI)<sup>8</sup>

La imagen muestra la red troncal de alta tensión del SADI a lo largo de la Argentina. Las regiones pintadas son NOA, Cuyo y Centro en verde, azul y gris respectivamente. Dichas áreas

<sup>8</sup> (SADI, s.f.)

son de interés para el proyecto ya que combinado con los mapas de irradiancia son aquellas donde es más factible y propicio instalar una planta de generación fotovoltaica. Es por esto que las únicas plantas solares del país se encuentran en estas regiones. Dado que para poder instalar una planta de alta potencia es necesario encontrar un nodo con disponibilidad para la misma, a modo de ejemplo, listamos los cuatro nodos de mayor capacidad de inyección de potencia. Dichos nodos son: El Bracho, San Juancito, Cobos y La Rioja Sur.



(Gráfico 1.8: Esquema ampliado de la red SADI)<sup>9</sup>

Dichos nodos se pueden ver en esta imagen del noroeste argentino (NOA), al igual que la red troncal y redes de 132 kV (en azul). También se pueden ver en forma de cuadrados amarillos las ubicaciones de distintas plantas de energía solar. Todas estas imágenes fueron extraídas del sistema interactivo del SADI que se encuentra en la página de CAMMESA, GEOSADI.

---

<sup>9</sup> (SADI, s.f.)

## Transportistas

Cuando se privatizó, el sistema argentino de interconexión fue dividido en siete empresas. Dichas empresas son las encargadas de unir los nodos del SADI y vincular la demanda con la generación a lo largo de todo el país. Para ello se define la función técnica de transporte (FTT). Dicha función de transporte es cumplida por las siete empresas y además puede cualquier empresa privada que haga su propia conexión entre un Gran Usuario o Distribuidor y un Generador (siendo esta empresa privada posiblemente el Generador) también entra dentro de esta definición y debe por tanto regirse bajo las normas y reglamentos que los competen.

En principio el Estado Nacional dio en concesión a siete empresas, las cuales se las conoce como las Empresas Transportistas, la función de transporte en el Sistema Argentino de Interconexión.

La primera más importante es TRANSENER (Subsidiaria de Pampa Energía), dicha empresa maneja toda la red troncal de 500 kilovoltios y algunas líneas del Litoral en 220 kilovoltios. TRANSENER es la única, y por tanto monopólica, empresa en la Argentina de transporte de energía en alta tensión.

El resto de las empresas, denominadas Empresas de Transporte por Distribución Troncal (DISTRO) son:

- TRANSBA: abarca la provincia de Buenos Aires, es una empresa controlada por TRANSENER. Tiene a su cargo la operación y mantenimiento de la red de 220, 132 y 66 kilovoltios de la provincia con excepción de las instalaciones ubicadas dentro de la jurisdicción de EDENOR, EDESUR y EDELAP.
- TRANSNOA: abarca todo el noroeste argentino, esto es Tucumán, Catamarca, La Rioja, Salta, Jujuy y Santiago del Estero.
- DISTROCUYO: abarca las provincias de San Juan y Mendoza.
- TRANSNEA: incluye las provincias de Formosa, Chaco, Corrientes y parte de Entre Ríos.
- C.O.T.D.T COMAHUE: incluye Las provincias de Río Negro, Neuquén y parte de La Pampa;
- TRANSPA: que es un área eléctricamente aislada del SADI, y atiende la región patagónica.

Transportistas	Líneas alta tensión (KM)	Líneas Media de Tensión (KM)
TRANSENER	14576	
TRANSBA	5712	398
TRANSNOA	4181	-
DISTROCUYO	1245	-
TRANSNEA	1300	150
C.O.T.D.T COMAHUE	447	-
TRANSPA	2211	-

*(Tabla 1.4: Distribución líneas de AT y MT por compañía)*

Todas las empresas mencionadas tienen concesionada la región que les corresponde. Esto significa que el Estado Nacional les otorgó el derecho y la obligación de prestar el servicio público de transporte de energía eléctrica y ni el Estado ni ningún otro privado puede prestar dichos servicios en esas áreas. Las concesiones se otorgan por un plazo de 95 años, los cuales se dividen en períodos de gestión de 15 años el primer año y 10 años los demás períodos hasta cumplir los 95 años. Cada vez que se produce un vencimiento del período de gestión el ENRE debe llamar a un concurso internacional del paquete accionario y además fijar el régimen tarifario para la siguiente gestión. El titular del paquete accionario mayoritario tiene la oportunidad de retener dicho paquete accionario presentando un precio por dicho paquete. Si ninguna oferta es mayor a dicho precio el titular puede retener su posición.

## **Mercado Consumidor**

### **Demanda Energética**

Al analizar los últimos 48 años de la demanda eléctrica (1970-2018), podemos observar distintos puntos de interés en su comportamiento. Con este análisis se pretende no solo mostrar la evolución histórica y los procesos de cambios sufridos en Argentina sino entender su comportamiento para proyectar futuros escenarios y cómo ciertas variables pueden o no influir en el crecimiento energético argentino.

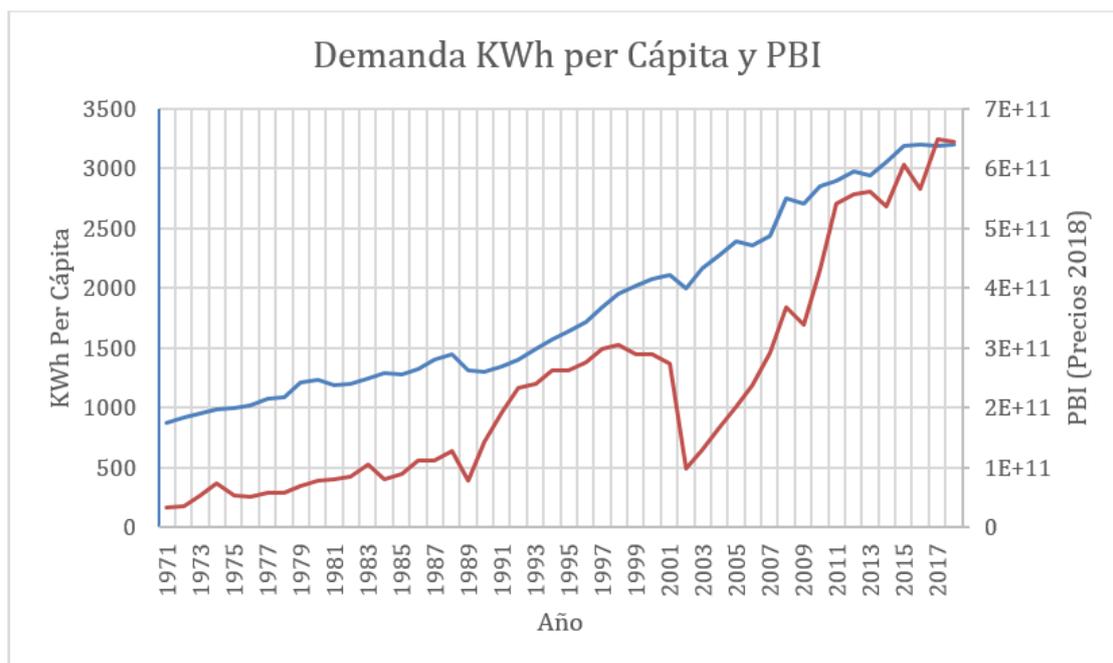
Luego de la crisis energética del proceso hiperinflacionario de 1989 la demanda energética experimentó un crecimiento, pasando de los 1315 [KWh per Capita] en los 90' a los 2023 [KWh Per Capita] en el 99', un crecimiento total aproximado del 55.8%.

Podría explicarse este crecimiento debido a la reactivación de la economía argentina en 1991, sin embargo, en 1999 se presenta un año donde el crecimiento energético es de aproximadamente un 3.3%, mientras que el crecimiento económico fue negativo, del orden de

5.2%.

A comienzos del siglo XXI, Argentina se introduce en un nuevo proceso económico de convertibilidad, donde el PBI Nominal sufre un decrecimiento abrupto en el periodo 2001-2002 de casi un 60%, en gran parte por la devaluación de la moneda argentina, mientras que el sector energético no decae más que un 2,5%.

Evidentemente, a pesar de que el PBI sirve como indicador económico, parecería que no tiene un impacto directo en el crecimiento del consumo eléctrico

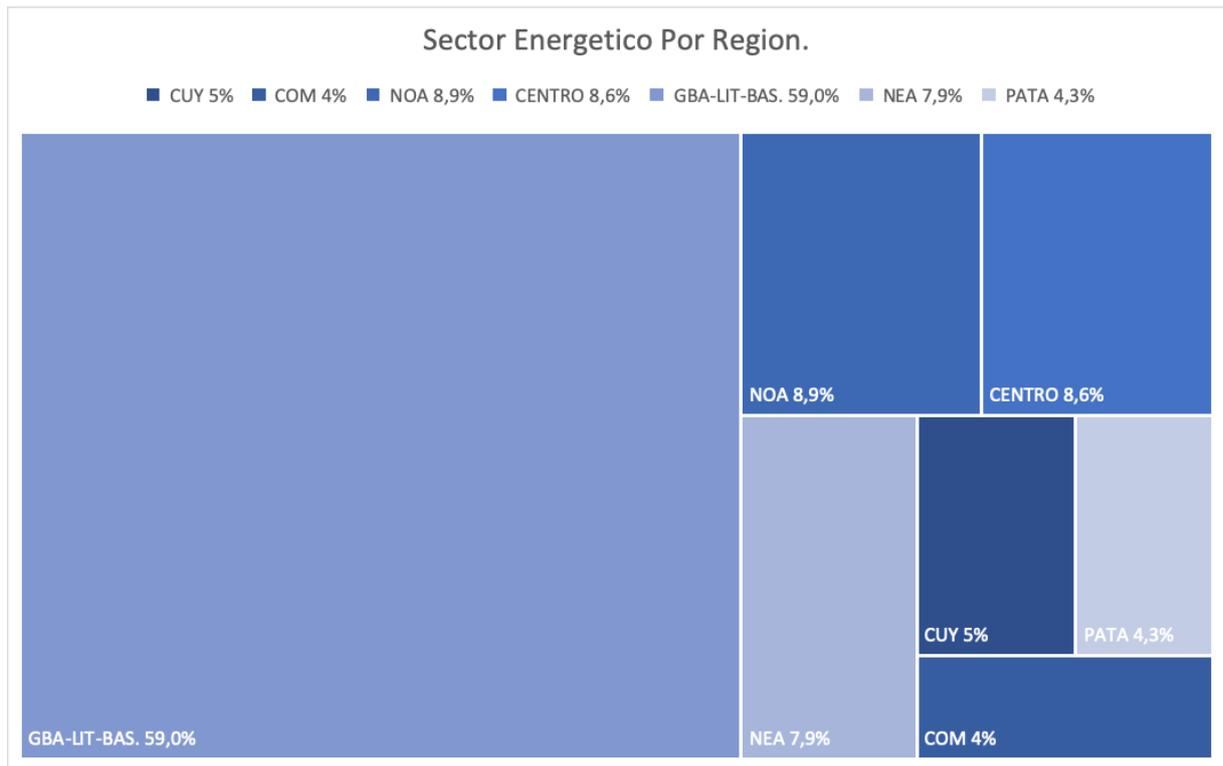


(Gráfico 1.9. Demanda de energía per cápita)

Luego de la crisis, Argentina comienza la recuperación económica a partir de 2002 hasta la fecha, con un marcado crecimiento acumulado del PBI y un acumulado de aproximadamente un 55% de la electricidad demandada en el periodo 2002-2012, solo una salvedad, que el crecimiento se vio interrumpido por la crisis económica mundial del 2008. Esta crisis se observa entre 2008-2009 con un decrecimiento de un casi 8% del PBI y un retroceso del 1.8% en la demanda de electricidad comercializada.

En cuanto al precio de la energía, va a depender esencialmente del tipo de contrato que se cierre al momento de definir el mercado objetivo, la forma de generación y tipo de comercialización elegida (Renovar, Grandes Usuarios Mayoristas, Grandes Usuarios Minoristas, Distribuidores).

Conforme al mercado energético argentino, la mayor concentración de consumo se desarrolla en la provincia de Buenos Aires, Litoral, y GBA con un 59%, el NOA, NEA y CENTRO la siguen, pero con un consumo mucho menor, de hecho, la participación de las tres regiones mencionadas ronda el 8%. La participación de las restantes regiones se puede observar a continuación.



*(Gráfico 1.10: Sector energético por región)*

Como observación podemos decir que la mayor parte del consumo se encuentra concentrado en un área geográfica de mayor densidad poblacional aproximadamente un 33% (con datos del censo del 2010), pero que representa casi un 22% del territorio total del país.

### Segmentos de consumo

En la actualidad, los principales clientes de los generadores de la Argentina son los distribuidores y los grandes usuarios.

Las distribuidoras son los responsables de repartir la energía a pequeños consumidores como las residencias y comercios de baja escala ya que ellos no tienen las facultades para contratar un servicio de abastecimiento de forma independiente. Un aspecto importante es que cada empresa tiene una “zona de concesión” y no puede haber más de una en cada zona. Los principales ejemplos pueden ser los de Edenor y Edesur. Ambos entes se reparten la distribución energética del Gran Buenos Aires. Cumplen con la misma función, pero no compiten entre sí.

Empresa	Jurisdicción
EDESUR	Capital y GBA
EDENOR	Capital y GBA
EDELAP	La Plata
EDEA-EDEN-EDES	Interior Buenos Aires
ECSAPEM	Catamarca
SEECHEP	Chaco
CAMMESA	Chubut
EPEC	Córdoba
DPEC	Corrientes
ENERSA-EPRE	Entre Ríos
REFSA	Formosa
EJESA	Jujuy
APE	La Pampa
EDELAR	La Rioja
EDEM-EDETE	Mendoza
EMSA	Misiones
EPEN	Neuquén
EDERSA	Río Negro
EDESA	Salta
ESJSA	San Juan
EDESAL	San Luis
EPESF	Santa Cruz
EPESF	Santa Fe
EDESE	Santiago del Estero
DPETDF	Tierra del Fuego
EDET	Tucumán

(Tabla 1.6: Listado de Distribuidores y su jurisdicción)

Del otro lado están los grandes usuarios (GU), estos serían las empresas industriales/comerciales de una envergadura mayor y que requieren una potencia (300 KVA). La gran diferencia que tienen estas empresas con las demás es que pueden contratar y abastecer energía eléctrica de forma independiente y libre. Los contratos son pactados sin intervención gubernamental salvo por las regulaciones mínimas impuestas del MEM. Esta modalidad es relativamente nueva y fue introducida por el gobierno federal en el 2017 con el fin de incentivar el mercado eléctrico.

CANTIDAD DE AGENTES		
Potencia Media 2016 Mayor a 20 MW	Potencia Media 2016 Entre 5 y 20 MW	Potencia Media 2016 Entre 0.3 y 5 MW
<b>19</b>	<b>92</b>	<b>1959</b>

(Tabla 1.7: Cantidad de Grandes Usuarios ordenado por consumo eléctrico medio)<sup>10</sup>

Resulta interesante ahondar en los Grandes Usuarios dado que, a partir de la ley 27.191, estos

<sup>10</sup> (CAMMESA, 2018)

tienen la obligación que parte de la energía que consuman sea de origen renovable. En la tabla 1.43 del anexo se puede observar el consumo de los Grandes Usuarios Habilitados.

Considerando que, en 2025, un 20% de la potencia consumida deberá ser de origen renovable, al observar el consumo actual de estos Grandes Usuarios, se abre una interesante oportunidad para desarrollar una planta generadora de energía renovable.

	Número de Usuarios	MW Total	MW Renovable (2025)
BUENOS AIRES	23	398.88	79.78
CENTRO	5	49.45	9.89
COMAHUE	2	38.48	7.70
CUYO	11	160.34	32.07
GRAN BS.AS.	29	277.52	55.50
LITORAL	12	257.69	51.54
NORESTE	2	17.62	3.52
NOROESTE	7	113.05	22.61
PATAGONICA	9	394.05	78.81
<b>Total general</b>	<b>100</b>	<b>1707.09</b>	<b>341.42</b>

(Tabla 1.9: Distribución de Potencia Consumida por Región y Proyección Renovable)<sup>11</sup>

Una estimación del incremento en la demanda de Energía renovable, por parte de principales grandes usuarios, puede observarse en la tabla 1.9. Esta es la potencia mínima que demandarían dichos usuarios dado se calculó considerando que todos operan las 24 horas del día y los 365 días del año. En otras palabras, es posible que sea mayor para aquellas empresas que consumen una cantidad de energía diaria (MWh) enteramente en una fracción de la jornada.

Otro punto importante para considerar es que se tomaron solo los primeros 100 usuarios (en términos de consumo energético) dado que los demás representan una pequeña parte del mercado eléctrico de los GUH. Desde la perspectiva de un generador eléctrico, es más sencillo ofertar energía a pocas empresas con una gran demanda energética.

## Comercialización de Energías Renovables

Para acelerar el proceso de diversificación de fuentes de energía junto a un énfasis en priorizar los generadores renovables, se han puesto en marcha dos mecanismos por donde se comercializa la generación de energía renovable.

### D) MATER

El Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) fue establecido en la Resolución 281/2017 para reglamentar la metodología de compra de energía eléctrica de tipo Renovable. Esto provee una alternativa para que los Grandes Usuarios del MEM puedan ajustarse a los requerimientos legales, como por ejemplo la ley 27.191. En otras palabras, busca fijar acuerdos comerciales de abastecimiento eléctrico directamente con los productores renovables,

<sup>11</sup> (CAMMESA, 2018)

habilitando la posibilidad de acordar entre las partes, con total libertad, las condiciones y precios del contrato.

Existen dos grupos que pueden participar en este mercado, estos son:

- 1) Los Grandes Usuarios Habilitados: entes cuyo consumo de energía promedio anual excede los 300 KW. Existen 2070 sociedades que pueden categorizarse como GUH.
- 2) Generadores, Auto generadores o Cogeneradores de fuentes renovables.

### Características de los Contratos dentro del MATER

En primer lugar, las condiciones son libremente pactadas entre las partes, esto incluye los precios, el caudal energético y la duración del acuerdo. En este caso, CAMMESA simplemente sirve como unión entre ambos miembros. Sin embargo, los grandes usuarios quedan sujetos a la fiscalización como también a las penalidades que corresponden si no llegan a cumplir con los términos de la ley 27.191.

En el caso de que un Gran Usuario tenga un sistema de autoabastecimiento energético (Auto generador) este deberá contar con un sistema de medición energética independiente para poder controlar la electricidad generada.

### La compra conjunta administrada por CAMMESA

La entidad busca, mediante licitaciones, a posibles generadores de energía renovable. Cuando se inyecta la electricidad a la red que administra CAMMESA, está lo distribuye a todos los GUH que estén asociados al programa.

Este sistema toma el precio promedio de todos los generadores de energía asociados y estima un costo medio mensual (revisado cada mes). Uno de los grandes beneficios de este programa es que los grandes usuarios no deben gestionar la fuente su consumo energético y por ello no quedan sujetos a multas por incumplimiento de la ley 27.191. Sin embargo, deben pagar los costos de comercialización y administración.

### Los cargos de comercialización

Se calculan por usuario en función a la cantidad de energía consumida mensualmente (Emen). Todo lo recaudado por CAMMESA será destinado a cubrir el Fondo de Estabilización del MEM. Existen topes por MWh para el Cargo Comercial Máximo (Ccom), como también los porcentajes de aplicación (%Apl) del cargo que dependen de la Potencia Media consumida por el GUH.

La fórmula final para cuantificar los cargos de administración es:

$$V = Emen \times \%Apl \times Ccom$$

## Los cargos de administración

Se aplican para cubrir con los costos de CAMMESA en el manejo del sistema de compra conjunta. El monto final depende del consumo mensual del Usuario (Emen), el porcentaje de aplicación del cargo (%Apl) y el Cargo Administrativo Máximo (Cadm). Se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$V = Emen \times \%Apl \times CAdm$$

La gestión energética a través del MATER permite una mayor flexibilidad y libertad al GUH como también un ahorro de los cargos (Comercialización y Administración) adicionales del sistema de Compra Conjunta. Sin embargo, esto viene de la mano de un mayor riesgo porque no cuenta con el soporte de CAMMESA ni de los generadores que inyectan energía a su red.

Esquemas como el RENOVAR están incluidos dentro de la Compra Conjunta.

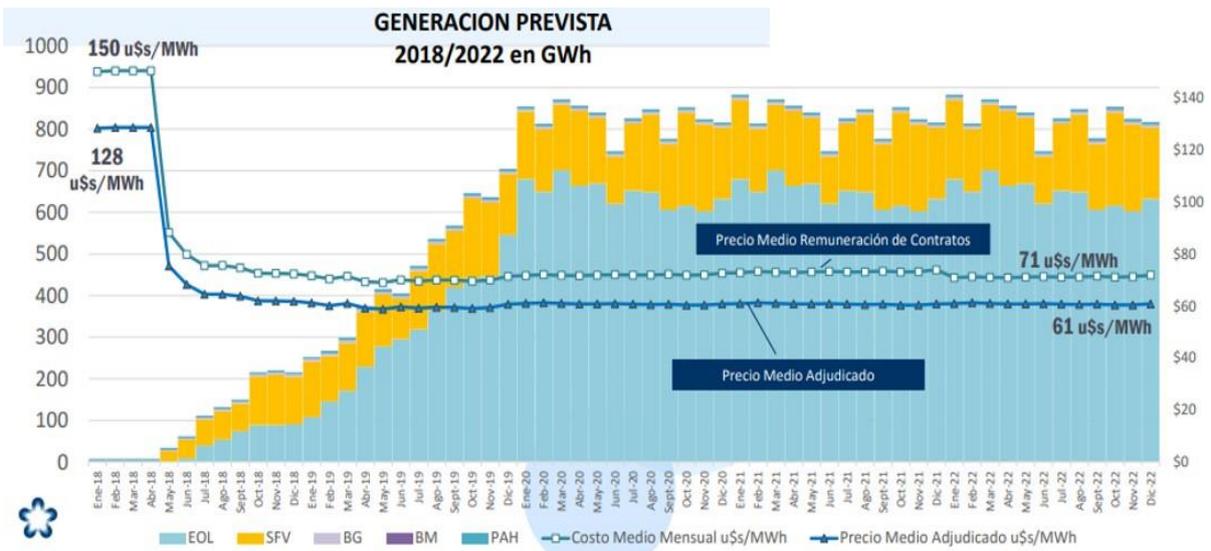
## Precio Monómico

Dicho precio define el costo de adquisición de energía eléctrica en el MEM en un periodo de control. *Esto define un techo para el precio de por producido ya que un contrato por privados no superará el costo medio de adquisición de energía de CAMMESA.* Esto se debe a que el gran usuario no percibe de ningún incentivo para participar por fuera del esquema de Compra Conjunta.

En la figura 1.11, se puede apreciar la evolución del precio monómico medio de los años anteriores como también su proyección para los próximos años (aproximadamente 71 - 72 U\$\$/MW.).

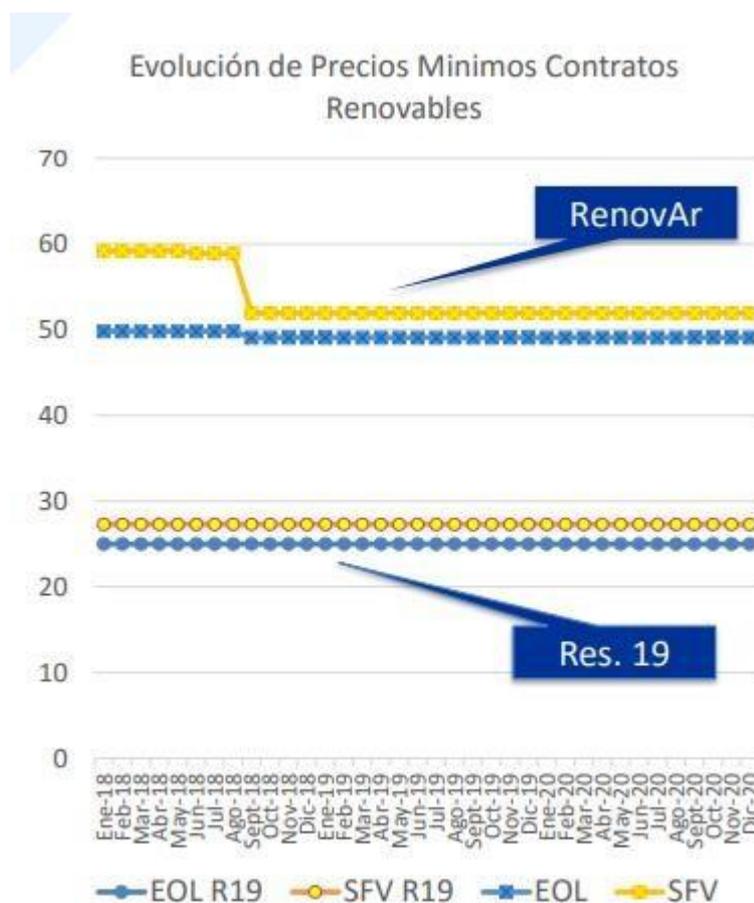
El precio monómico medio se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Costo medio Monómico del Sistema} = \frac{\sum \text{los costos de generación y asociados}}{\text{la demanda abastecida en el MEM}}$$



(Gráfico 1.11: Generación prevista entre los años 2018 y 2022)<sup>12</sup>

## Programa Renovar



(Gráfico 1.12. Evolución precio mínimo de contratos de energía renovables)<sup>13</sup>

<sup>12</sup> (CAMMESA, 2018)

<sup>13</sup> (Ministerio de Energía y Minería, s.f.)

A partir de lo expuesto en el gráfico 1.12, se puede ver que los precios promedio de los contratos dentro de los planes RENOVAR rondan los 50 U\$\$/MW. Los contratos RENOVAR cuentan con beneficios impositivos, al igual que respaldo por parte del gobierno, el fondo de CAMMESA para los planes RENOVAR y del banco mundial. Eso hace que dichos contratos posean un riesgo mucho menor a los contratos privados del MATER. Este apaciguamiento del riesgo hace que el precio de los contratos sea menor.

También se puede ver en la gráfica el precio medio de la Resolución 19 (del año 2017 y vigente a hoy día), se establece en esta que toda energía no comercializada se venderá en el mercado spot.

En los contratos del MATER, contrato privado entre generador y usuario por medio del sistema SADI (con intervención de CAMMESA), se establece una potencia y energía que será suministrada por parte del generador y consumida por el usuario anualmente, entonces CAMMESA hará un balance anual para verificar el cumplimiento del contrato y el cumplimiento de lo establecido en la ley 27.191 respecto al consumo de energía de fuente renovable por parte del usuario. Dicho balance anual se prorroga mes a mes con lo cual los contratos del MATER deben especificar cuánto se producirá mes a mes. Para ello se define un valor medio de producción (tanto de potencia como de energía), un valor máximo y un valor mínimo. De ahí la importancia de conocer las variaciones mensuales de temperatura y radiación que se expondrán más adelante en el documento. Si la producción es menor a la mensual y en el resto del año no se alcanza a cubrir la potencia anual recaerán multas contractuales sobre el generador. Por el otro lado toda energía producida por sobre el valor máximo, de acuerdo a la resolución 19 se venderá en el mercado spot a un precio medio de 27 U\$\$/MW aproximadamente, muy por debajo del precio de contrato. Si bien esto no representa una pérdida ya que la energía ya fue producida una mala estimación de la energía producida en el contrato significa un costo de oportunidad muy alto.

Por todo lo descrito arriba es que el precio promedio de los contratos del MATER están rondando los 60 U\$\$/MW. Es un precio un poco menor al precio monómico y mayor al precio de los contratos RENOVAR. Las razones de su valor mayor a los de los planes RENOVAR es que su riesgo es mayor al de estos además que los generadores suscriptos a los planes RENOVAR no deben encontrar un comprador de su energía, sino que será CAMMESA la encargada de eso. El precio menor al precio de monómico se debe a una estrategia de venta. Se tiende a incentivar a los usuarios a que realicen estos contratos por medio de privados significando una ventaja económica además de ser la herramienta para el cumplimiento de la ley 27.191.

## Mercado Spot

En adición a la Compra Conjunta y el Mercado a Término, existía una tercera opción para ofertar la electricidad producida. En el mercado spot, se comercializaba toda energía que no estaba sujeta a contratos de abastecimiento. El precio "Spot" de la energía, oscilaba en conjunto a la demanda, y se fijaba en función del costo marginal. A medida que aumentaba la demanda,

se habilitaba la oferta de generadores progresivamente más caros.

Actualmente, solo sirve para vender energía que sobra de los contratos de privados y no se considera una opción para los generadores. El precio Spot no varía con la demanda.

## Comportamiento del Mercado Eléctrico

Otro aspecto destacable acerca del mercado del consumidor es su comportamiento. Dado que la electricidad no se puede diferenciar, es simplemente el flujo de electrones debido a una diferencia de potencial, este producto comparte muchas similitudes con las de un Commodity. No hay diferencia en un MW producido por un generador eólico que un MW que proviene de una Planta Nuclear. Esto implica que el principal enfoque, a la hora de licitar una cierta cantidad de Potencia (o energía en MWh), es el precio y la cantidad/capacidad de suministro. Sin embargo, a diferencia de los Commodities típicos, otro tema a considerar es que la demanda no es puntual ya que el consumo energético no es instantáneo, es temporal. Esto implica que un tercer punto importantísimo a la hora de consumir electricidad es la garantía del servicio. Por lo general, el suministro de potencia debe ser continuo sin que haya ninguna caída en su capacidad de transferencia de energía debido a que eso conlleva a que el usuario final (sea una residencia o una gran empresa) no puede realizar las actividades que tenía planeado. En la mayoría de los contratos de suministro de energía, existen cláusulas que establecen las pautas y magnitudes de potencia a suministrar como también las penalidades que sufre el proveedor si no cumple con estos estándares. Desde este punto de vista, la electricidad puede considerarse como un servicio.

Sin embargo, vale aclarar que, debido al marco legal, específicamente la ley 27.191, parte significativa de la electricidad consumida deberá ser de origen renovable y, por lo tanto, es posible diferenciarla de la electricidad de origen convencional. A medida que aumenten los “targets” de la ley, se puede esperar un crecimiento en la demanda de plantas de energías renovables.

## Proyección de la demanda

El objetivo de este apartado es llevar a cabo un análisis que permita comprobar que la demanda de energía eléctrica seguirá incrementando y, por lo tanto, se realizará una proyección para los próximos 20 años.

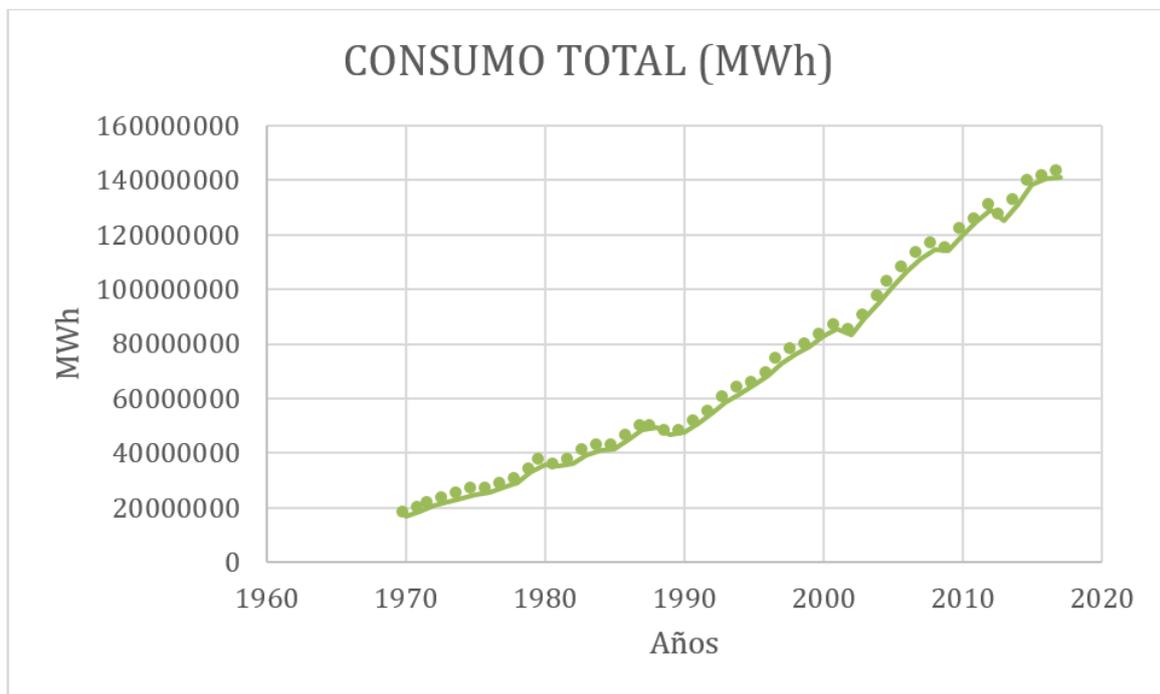
Para arribar a dichas proyecciones que permiten determinar demanda de energía eléctrica se van a utilizar diferentes regresiones, explicadas detalladamente a continuación, las cuales se caracterizan por que la variable explicada, dependiente es justamente aquella de la cual se espera poder estimar su proyección.

Se procederá a realizar una serie de modelos de regresión para luego compararlos y seleccionar aquel que mejor se comporte con la información a proyectar. Naturalmente, deberá cumplir con todas las condiciones de validación del método.

## Proyección demanda de energía eléctrica total en Argentina [MWh]

La presente proyección se compone de dos partes. En primer lugar, un análisis de serie de tiempo, y luego una regresión lineal, con el objetivo de explicar la variable Y: Consumo de Energía eléctrica en Argentina [MWh].

Se buscaron datos del consumo de Energía en Argentina durante un período significativo de tiempo. Tomando datos anuales entre 1970 y 2012, para la cantidad de Energía demanda o consumida, la cual incluye el consumo Residencial, de Menores o Intermedios y el consumo Industrial (GUH).



(Gráfica 1.13. Consumo de energía en el tiempo)

La evolución a través de los años no permite identificar la existencia de ciclos mensuales o diarios. Sin embargo, para los patrones anuales,

Sin embargo, lo que sí se puede identificar a simple vista en este gráfico es la marcada tendencia creciente que tiene esta serie a lo largo de este periodo de tiempo comprendido.

Se debe ser precavido, al utilizar series de tiempo, con las proyecciones de los pronósticos que se extienden demasiado en el futuro. Es decir que se puede pronosticar aproximadamente sólo hasta seis períodos en el futuro.

Dicho lo anterior y considerando que el objetivo de este análisis justamente es poder predecir el Consumo de Energía en Argentina hasta por lo menos 2039, para poder estimar la factibilidad y rentabilidad del proyecto de cara al futuro, es que se prosigue con la evaluación de la

Regresión lineal buscando poder alcanzar dichos pronósticos o proyecciones antes mencionados.

## Regresión

Un análisis de regresión genera una ecuación para describir la relación estadística entre uno o más predictores y la variable de respuesta y para predecir nuevas observaciones.

Para llevar adelante las proyecciones correspondientes al consumo de Energía eléctrica se utiliza a continuación la Regresión de mínimos cuadrados.

En la regresión de mínimos cuadrados ordinarios (OLS), la ecuación estimada se calcula determinando la ecuación que minimiza la suma de las distancias al cuadrado entre los puntos de los datos de la muestra y los valores pronosticados por la ecuación. La regresión OLS proporciona las estimaciones sin sesgo más precisas sólo cuando se cumplen los siguientes supuestos:

### Datos de la Regresión

Variable	Descripción	Unidades
$y$	Consumo de Energía Eléctrica en Argentina	[MWh]
$x_1$	Producto Bruto Interno	[UMN a precios constantes]
$x_2$	Número de habitantes en Argentina	[N° de habitantes]

(Tabla 1.10. Variables usadas en la regresión de Consumo de Energía Eléctrica en Argentina)

AÑO	PBI	POBLACION	CONSUMO TOTAL (MWh)
1970	267.771.000.000	23.973.058	16.891.626
1971	282.922.000.000	24.366.439	18.723.280
1972	287.529.000.000	24.782.949	20.511.931
1973	295.614.000.000	25.213.388	21.834.782
1974	311.973.000.000	25.644.506	23.270.766
1975	311.884.000.000	26.066.975	24.757.127
1976	30.559.000.000	26.477.152	25.436.264
1977	32.678.000.000	26.878.565	27.363.217
1978	312.054.000.000	27.277.741	29.040.448
1979	343.955.000.000	27.684.534	33.113.857
1980	349.179.000.000	28.105.888	35.718.860
1981	331.057.000.000	28.543.364	35.298.467
1982	328.622.000.000	28.993.987	36.252.809
1983	342.914.000.000	29.454.738	39.028.531
1984	3.483.000.000	29.920.904	40.858.346
1985	330.227.000.000	30.388.783	41.517.129
1986	350.547.000.000	30.857.244	45.075.528
1987	360.029.000.000	31.326.473	48.482.929
1988	356.105.000.000	31.795.517	49.184.622
1989	330.618.000.000	32.263.561	46.662.589
1990	322.461.000.000	32.729.739	47.454.907
1991	351.912.000.000	33.193.918	50.616.817
1992	379.844.000.000	33.655.151	54.519.551
1993	411.018.000.000	34.110.917	58.839.637
1994	435.006.000.000	34.558.115	61.753.584
1995	422.629.000.000	34.994.814	64.758.895
1996	445.987.000.000	35.419.682	68.317.743
1997	482.161.000.000	35.833.969	72.886.270
1998	500.725.000.000	36.241.590	76.199.842
1999	483.773.000.000	36.648.068	78.743.033
2000	479.956.000.000	37.057.452	82.716.918
2001	458.796.000.000	37.471.509	85.336.794
2002	408.812.000.000	37.889.370	83.192.131
2003	444.939.000.000	38.309.379	89.346.854

2004	485.115.000.000	38.728.696	95.409.766
2005	528.056.000.000	39.145.488	100.918.102
2006	570.549.000.000	39.558.890	106.660.268
2007	621.943.000.000	39.970.224	111303074.1
2008	647.176.000.000	40.382.389	114724099.6
2009	608.873.000.000	40.799.407	114.337.038
2010	670.524.000.000	41.223.889	120.010.799
2011	710.782.000.000	41.656.879	124.801.755
2012	703.486.000.000	42.096.739	129.006.948
2013	720.407.000.000	42.538.754	125.228.555
2014	702.306.000.000	42.976.903	131181925.3
2015	721.487.000.000	43.406.672	138323469.3
2016	708.338.000.000	43.832.058	140517113.5
2017	728.557.000.000	44.152.846	141156747.4

(Tabla 1.11. Datos sobre PBI, Población y Consumo de Energía Eléctrica)

Es importante aclarar que hacen referencia las variables explicativas  $x_1$  y  $x_2$ .

La variable  $x_1$ , PBI a precios constantes, es la suma del valor agregado bruto de todos los productores residentes en la economía más todo impuesto a los productos, menos todo subsidio no incluido en el valor de los productos. Se calcula sin hacer deducciones por depreciación de bienes manufacturados o por agotamiento y degradación de recursos naturales. Los datos están expresados en moneda local a precios constantes.

### Análisis regresión

En primer lugar, se empieza analizando o proponiendo una regresión lineal múltiple, a partir de la cual, poder explicar la variación presente en la variable respuesta.

$$y = \text{Consumo Energía Eléctrica Total en Argentina}$$

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0.995843114
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.991703508
R <sup>2</sup> ajustado	0.991334775
Error típico	3617639.307
Observaciones	48

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Medio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	7.03964E+16	3.51982E+16	2689.4896	1.49667E-47
Residuos	45	5.88929E+14	1.30873E+13		
Total	47	7.09853E+16			

(Tabla 1.12 Resultados de la regresión lineal con C, PBI y Población)

$$y = -104817779.5 + 0,000123558 * x_1 + 3,47008 * x_2$$

Para probar lo antes mencionado se observa el p-value, y a partir del nivel de confianza deseado (95%) se define

$$1 - \text{Nivel de confianza} * 100 = 0,05$$

Ambos coeficientes tanto  $R^2 = 0.991703$  como  $R^2 = 0.991335$  son ampliamente superiores a 0.7 y por lo tanto se podría concluir que tienen un ajuste muy satisfactorio. Sin embargo y esto es sumamente importante, como el  $R^2 < R^2$ , hay indicios de que hay términos que no contribuyen de manera significativa y que por lo tanto es necesario depurar el modelo.

	PBI	POBLACION
PBI	1	0,93
POBLACION	0,93	1

(Tabla 1.13. Resultados de la multicolinealidad entre variables PBI y Población)

Existe una gran correlación entre las variables  $x_1 = PBI$  y  $x_2 = Población$ , la cual podría afectar la significancia de esas variables a la hora de correr la regresión, y además no cumple con uno de los supuestos mencionados algunos párrafos atrás.

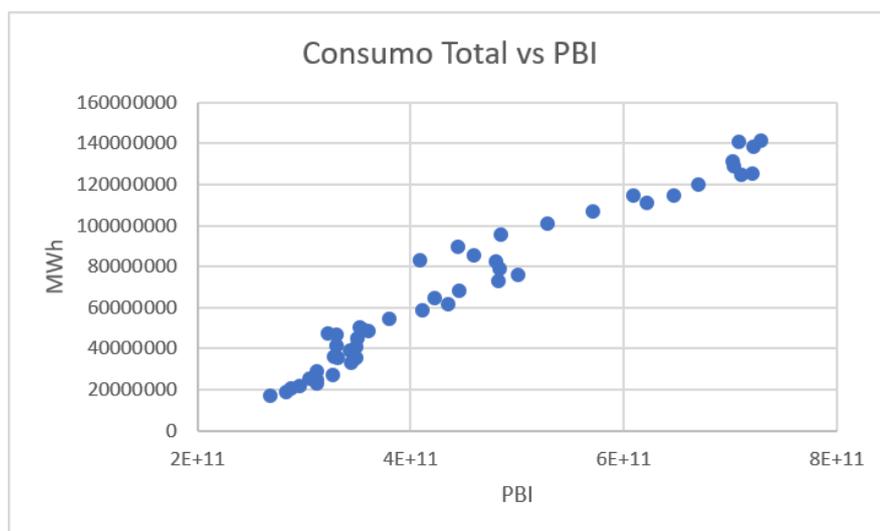
Por ese motivo y para evitar un mal análisis y por lo tanto el arribo a conclusiones equívocas lo que se hace es realizar una regresión lineal simple, usando la variable  $x_1 = PBI$ .

Se desestima la segunda variable, población, debido a que resulta útil como variable explicativa. Esto se debe principalmente a que su crecimiento o evolución, cuantificado como el cambio en el número de individuos en una población por unidad de tiempo, es prácticamente constante y por lo tanto esto va a distorsionar o solapar información importante a la hora predecir la respuesta. El problema que se analiza a partir de lo antes mencionado es que como la población siempre aumenta, y la relación con la variable explicada es directa, entonces el consumo energético también se comportara así sin importar qué pase con la economía, situación del país, u otros factores importantes. En cambio, la otra variable explicativa, el PBI a precios constantes, justamente permite explorar o evaluar cómo el desarrollo económico y productivo del país se relaciona con la tasa de Consumo Energético en Argentina

A continuación, se presentan los resultados del modelo econométrico propuesto, donde se utiliza una regresión lineal simple a la hora de tratar de explicar la variable de respuesta.

- *Modelo 1*: Análisis de la regresión lineal simple incluyendo la variable explicativa

$$x_1 = PBI$$



(Gráfica 1.14: Consumo Total vs. PBI)

Como puede observarse en la gráfica 1.14 existe una fuerte tendencia de que  $y =$  *Consumo Energía Eléctrica Total en Argentina* se incremente a medida que lo hace  $x_1 = PBI$ . Es decir, los grandes valores de Consumo Energético tienden a asociarse con grandes valores de PBI, lo cual establece o indica una relación positiva entre las variables.

Por lo tanto, pareciera ser que el valor de  $y$  podría ser pronosticado a partir de  $x_1$  encontrando una línea que esté razonablemente cerca de los puntos presentes en la gráfica. Es decir, en otras palabras, existe evidencia de una relación lineal sustancial entre las dos variables.

Para el modelo determinístico en cuestión, el valor esperado de  $y$  es una función lineal de  $x_1$ , pero que, para un valor fijo del PBI, el consumo energético difiere de su valor esperado en una cantidad aleatoria.

Esa cantidad aleatoria está dada por el término conocido como desviación aleatoria en el modelo. Sin ese término cualquier par  $(x, y)$  correspondería a un punto que queda sobre la línea de regresión. La inclusión de ese término permite que los pares  $(x, y)$  puedan quedar por encima o por debajo de la línea de población verdadera.

Esto explica porque en el gráfico anterior se ilustran las diferentes observaciones independientes en torno a la línea de regresión.

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0.976546845
Coefficiente de determinación $R^2$	0.953643741
$R^2$ ajustado	0.952635996
Error típico	8457841.53
Observaciones	48

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	6.76947E+16	6.76947E+16	946.31476	2.50358E-32
Residuos	46	3.29061E+15	7.15351E+13		
Total	47	7.09853E+16			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inf 95%</i>	<i>Sup 95%</i>	<i>Inf 95.0%</i>	<i>Sup 95.0%</i>
Intercepción	-46537687.18	3959095.544	-11.75462594	1.8662E-15	-54506933.18	-38568441	-54506933	-38568441
Variable X 1	0.000257109	8.35796E-06	30.76222943	2.5036E-32	0.000240286	0.00027393	0.00024029	0.00027393

(Tabla 1.8. Resultados de la regresión lineal con  $C$  y PBI)

$$y = -46537687 + 0,00025711 * x_1$$

Se comienza analizando el p-value (Prob.), tanto del término independiente como del predictor, a partir de los cuales se observa que los mismos permiten rechazar la hipótesis nula. Esto quiere decir que el PBI es una variable que se puede utilizar para predecir el nivel de consumo energético en Argentina.

Se observa que un  $R^2 = 0,953643$ , y, por lo tanto, se puede concluir entonces que los datos se ajustan bien al modelo y que esta estimación permite explicar el 95.3643% de la variabilidad presente en los datos.

Los coeficientes representan el cambio medio en la respuesta para una unidad de cambio en el predictor. Más precisamente por cada aumento de 1\$ en el valor del PBI, se espera que el Consumo de Energía Eléctrica aumente en 0.00025711(MWh).

Los resultados de la regresión identifican la dirección, el tamaño y la significancia estadística de la relación entre un predictor y una respuesta. El signo de cada coeficiente indica la dirección de la relación. Como se mencionó en comentarios anteriores, en el caso de esta estimación el resultado de la regresión arrojó una relación que posee la dirección que a priori y según el gráfico debía darse entre la variable respuesta y el predictor que en este caso particular es el PBI.

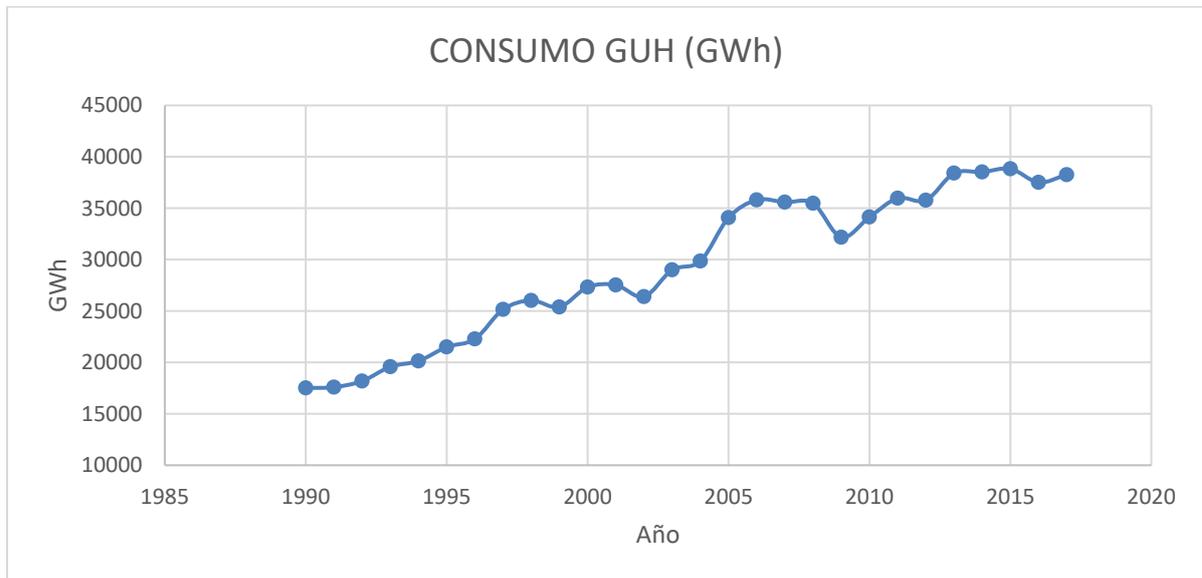
En estos casos los datos extraídos corresponden al período de tiempo comprendido entre 1990-2017.

A continuación, mediante el uso de modelos econométricos, se busca demostrar la importancia y el efecto que provocan las respectivas variables explicativas en el crecimiento de cada uno de los diferentes tipos de Consumo de Energía Eléctrica en Argentina. La información utilizada se presenta en la Tabla 1.14.

Año	CONSUMO Grandes Usuarios (GWh)	CONSUMO COMERCIAL(GWh)	CONSUMO RESIDENCIAL(GWh)
1990	17.511	3.164	10.890
1991	17.596	4.037	11.777
1992	18.187	4.630	13.114
1993	19.580	5.481	14.419
1994	20.139	6.400	15.552
1995	21.506	7.135	16.745
1996	22.276	7.566	17.102
1997	25.155	8.750	18.087
1998	26.029	9.638	18.664
1999	25.382	11.187	20.141
2000	27.321	11.717	20.810
2001	27.529	12.688	21.523
2002	26.400	12.200	20.670
2003	29.000	20.300	30.112
2004	29.855	21.872	31.929
2005	34.075	26.781	31.532
2006	35.807	28.415	33.373
2007	35.580	30.050	37.339
2008	35.476	31.387	39.114
2009	32.174	32.361	40.122
2010	34.140	33.754	42.881
2011	35.973	35.655	44.879
2012	35.774	37.696	47.722
2013	38.405	36.453	50.381
2014	38.517	36.506	51.444
2015	38.833	37.858	55.409
2016	37.516	38.458	56.976
2017	38.254	38.291	55.889

(Tabla 1.14. Datos de Consumo Mercado Residencial, Consumo Mercado Comercial y Consumo Mercado GUH)

## 2)- Proyección de la demanda para el Consumo Energético del Mercado de los Grandes Usuarios



(Gráfico 1.15. Consumo de energía eléctrica en GUH)

Sin embargo, lo que sí se puede identificar a simple vista en este gráfico es la marcada tendencia creciente que tiene esta serie a lo largo de este periodo de tiempo comprendido.

Con el modelo econométrico para el período 1990-2012 se intenta demostrar la importancia y el efecto que provocan las variables explicativas mencionadas a continuación en el crecimiento del Consumo de Energía Eléctrica en Argentina en el Mercado Industrial.

### Datos de la Regresión

$X_1$  es el valor agregado en explotación de minas y canteras, industrias manufactureras, construcción, y suministro de electricidad, gas y agua. El valor agregado es la producción neta de un sector después de sumar todos los productos y restar los insumos intermedios. Está calculado sin hacer deducciones por depreciación de bienes manufacturados o por el agotamiento degradación de recursos naturales. Los datos están expresados en precios constantes.

Variable	Descripción	Unidades
$y$	Consumo de Energía Eléctrica Mercado Guh	[GWh]
$x_1$	Industria Valor Agregado	[UMN a precios constantes]
$x_2$	Número de habitantes en Argentina	[N° de habitantes]

(Tabla 1.15. Variables usadas en la regresión de Consumo de Energía Eléctrica Mercado GUH)

Año	PBI		CONSUMO GUH (GWh)
	INDUSTRIALES	Población	
1990	92.433.951.438	32.729.739	17.511
1991	102.313.000.000	33.193.918	17.596
1992	113.584.000.000	33.655.151	18.187
1993	119.798.000.000	34.110.917	19.580
1994	127.233.000.000	34.558.115	20.139
1995	122.714.000.000	34.994.814	21.506
1996	130.314.000.000	35.419.682	22.276
1997	141.223.000.000	35.833.969	25.155
1998	143.972.000.000	36.241.590	26.029
1999	134.437.000.000	36.648.068	25.382
2000	131.486.000.000	37.057.452	27.321
2001	12.466.000.000	37.471.509	27.529
2002	110.503.000.000	37.889.370	26.400
2003	126.152.000.000	38.309.379	29.000
2004	139.795.000.000	38.728.696	29.855
2005	14.893.000.000	39.145.488	34.075
2006	161.835.000.000	39.558.890	35.807
2007	171.599.000.000	39.970.224	35.580
2008	17.687.000.000	40.382.389	35.476
2009	165.492.000.000	40.799.407	32.174
2010	180.063.000.000	41.223.889	34.140
2011	190.562.000.000	41.656.879	35.973
2012	186.368.000.000	42.096.739	35.774
2013	190.851.000.000	42.538.754	38.405
2014	186.055.000.000	42.976.903	38.517

2015	191.137.000.000	43.406.672	38.833
2016	187.653.000.000	43.832.058	37.516
2017	19.301.000.000	44.152.846	38.254

*(Tabla 1.16. Datos sobre PBI industrial, Población, Consumo de Energía GUH)*

En primer lugar, se empieza analizando o proponiendo una regresión lineal múltiple, a partir de la cual, poder explicar la variación presente en la variable respuesta o variable  $y =$  *Consumo de Energía Eléctrica en el Mercado Industrial*.

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coeficiente de correlación múltiple	0.973772776
Coeficiente de determinación $R^2$	0.94823342
$R^2$ ajustado	0.944092093
Error típico	1711.018621
Observaciones	28

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio Cuad	F	Valor crítico de F
Regresión	2	1340649535	670324767.3	228.96853	8.42594E-17
Residuos	25	73189618.04	2927584.722		
Total	27	1413839153			

	Coeficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inf 95%	Sup 95%	Inf 95.0%	Sup 95.0%
Intercepción	-41908.06714	6251.164878	-6.70404124	5.023E-07	-54782.58221	-29033.55	-54782.58	-29033.55
Variable X 1	3.91255E-08	2.90233E-08	1.348068998	0.1897249	-2.06492E-08	9.89E-08	-2.06E-08	9.89E-08
Variable X 2	0.001699859	0.000261911	6.490206908	8.493E-07	0.001160442	0.0022393	0.0011604	0.0022393

(Tabla 1.15. Regresión con C, PBI industrial y Población)

$$y = -41.918 + 3,91 \cdot 10^{-8} * x_1 + 0,001699 * x_2$$

Como se puede observar hay un parámetro cuyo p-value  $>0.05$  y por lo tanto parecería ser que no contribuye a explicar la respuesta.

Además, por otro lado, el que un modelo sea significativo no necesariamente implica que sea bueno en términos de que explique la variación de los datos. Para eso es sumamente importante el coeficiente de determinación.

Ambos coeficientes tanto  $R^2 = 0.948233$  como  $R^2 = 0.944092$  son superiores a 0.7 y por lo tanto se podría decir que tienen un ajuste satisfactorio. sin embargo, como el  $R^2 < R^2$  hay indicios de que hay termino que no contribuyen de manera significativa y que por lo tanto es necesario depurar el Modelo.

	PBI	POBLACION
PBI	1	0,93
POBLACION	0,93	1

(Tabla 1.17. Correlación entre Población y PBI GUH)

Las variables consideradas para este modelo están altamente correlacionadas lo cual supone un problema a la hora de sacar conclusiones o bien explicar la variable de respuesta ya que, los

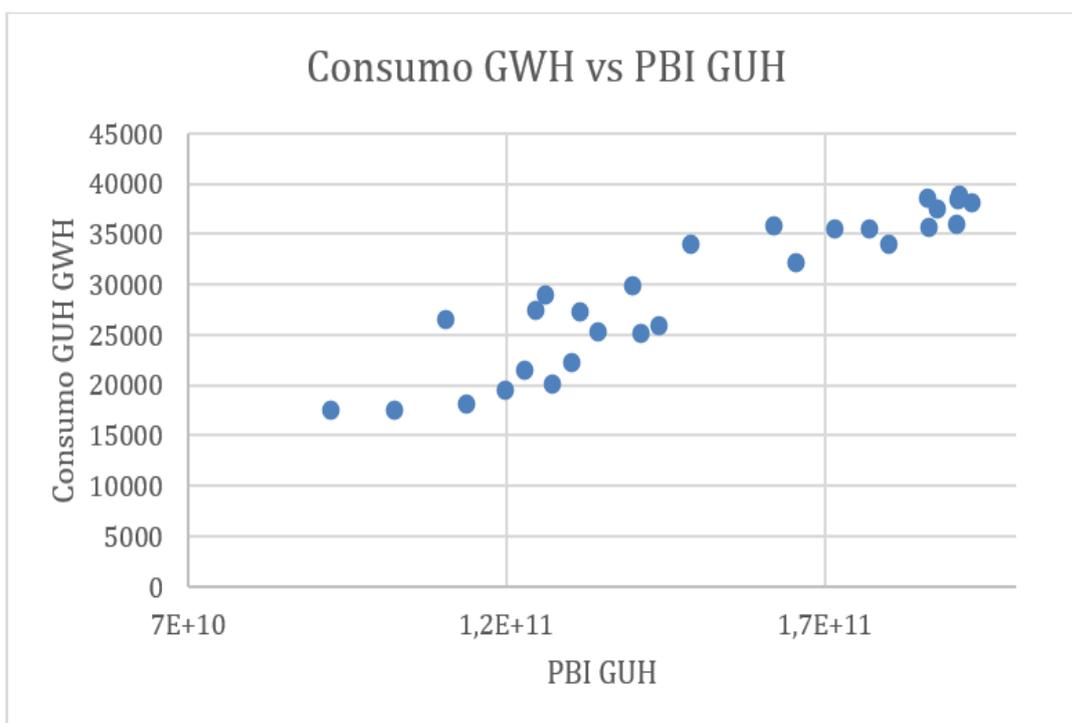
coeficientes pueden parecer insignificantes incluso cuando exista una relación significativa entre el predictor y la respuesta; Los coeficientes de los predictores muy correlacionados varían ampliamente de una muestra a otra; Los coeficientes de los términos muy correlacionados incluso pueden tener el signo equivocado.

Por lo tanto, para depurar el modelo y elegir el óptimo lo que se hace es analizar dos Modelos por separado un que contenga a la variable explicativa PBI Industrial y otro que contenga a la variable Población.

- Modelo 1

Como se definió claramente en la Tabla, en este caso la variable de respuesta o variable dependiente es el Consumo de Energía en el Mercado GUH.

Para tener una idea de la relación que existe entre  $x_1$  e  $y$ , los 28 pares de datos son graficados en el diagrama de dispersión que figura a continuación.



(Gráfico 1.16. Consumo GUH vs. PBI PUH)

En el mismo se observa que existe una correlación lineal positiva, ya que conforme aumenta  $x_1$  también se incrementa  $y$ , por lo que es razonable suponer que la relación entre dichas variables la explique un modelo de regresión lineal simple.

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0.927906955
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.861011317
R <sup>2</sup> ajustado	0.855665598
Error típico	2749.179191
Observaciones	28

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	1217331511	1217331511	161.06559	1.1996E-12
Residuos	26	196507641.9	7557986.227		
Total	27	1413839153			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inf 95.0%	Sup 95.0%
Intercepción	-2702.894312	2584.528908	-1.045797671	0.30528027	-8015.469567	2609.680943	-8015.47	2609.6809
Variable X 1	2.14665E-07	1.69145E-08	12.69116189	1.1996E-12	1.79897E-07	2.49434E-07	1.799E-07	2.494E-07

(Tabla 1.18. Regresión con C y PBI GUH)

$$y = -2702,89 + 2,14 * 10^{-7} * x_1$$

La hipótesis de mayor interés plantea que la pendiente de la recta es significativamente distinta de cero. En este caso, y basándose o utilizando como criterio de rechazo la comparación de la significancia observada (Prob) contra la significancia predefinida (en este caso=0.05), se rechaza la hipótesis nula si Prob. < 0,05.

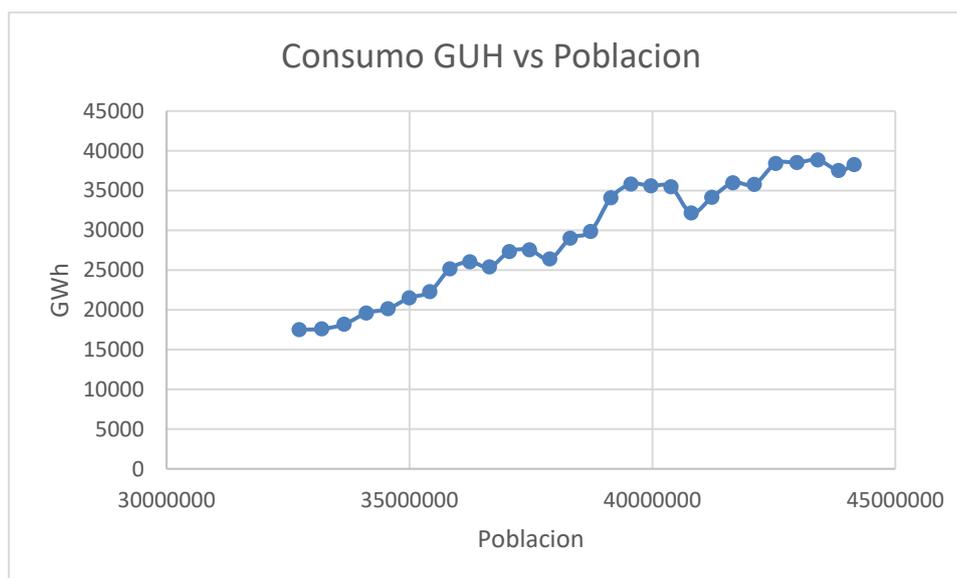
Por otro lado y ahora analizando el término independiente C, no rechazar la hipótesis de que (0=0) en este caso por que Prob. = 0.3052 ≥ 0.05, simplemente significa que el punto de corte de la línea recta pasa por el origen es decir por el punto (0;0).

Es importante destacar que luego de evaluadas las hipótesis anteriores, se prueba que hay una relación lineal entre las variables. Para finalizar el análisis se procede a verificar que dicha relación permite hacer estimaciones con una precisión aceptable, que en definitiva es el interés de este análisis, saber que tanta de la variabilidad presente en el Consumo Energético en el Mercado GUH es explicada por el modelo.

El criterio utilizado para evaluar la proporción de la variabilidad en los datos explicada por el modelo es el Coeficiente de determinación  $R^2 = 0.8610$ . Es decir que el 86.10% de la variación observada en el Consumo energético en el Mercado de los Grandes Usuarios es explicada por el modelo, lo cual indica que la calidad de ajuste es satisfactoria.

- Modelo 2

Para tener una idea de la relación que existe entre  $x_2$  e  $y$ , los 28 pares de datos son graficados en el diagrama de dispersión que figura a continuación.



(Gráfica 1.17. Consumo GUH vs. Población)

En el mismo se observa que existe una correlación lineal positiva, ya que conforme aumenta  $x_2$  también se incrementa  $y$ , por lo que es razonable suponer que la relación entre dichas variables la explique un modelo de regresión lineal simple.

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación	0.971838682
Coefficiente de determinación	0.944470424
R <sup>2</sup> ajustado	0.942334671
Error típico	1737.702822
Observaciones	28

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Medio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	1335329264	1335329264	442.218955	7.59615E-18
Residuos	26	78509888.54	3019611.098		
Total	27	1413839153			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Sup 95%	Inf 95.0%	Sup 95.0%
Intercepción	-48726.28641	3730.99055	-13.05987934	6.2799E-13	-56395.44732	-41057.1255	-56395.45	-41057.13
Variable X 1	0.002028889	9.64805E-05	21.02900271	7.5961E-18	0.00183057	0.002227207	0.0018306	0.0022272

(Tabla 1.19. Regresión de C y población)

Se obtiene la siguiente recta:

$$y = -48726,29 + 0,002028 * x_2$$

En el Modelo 2, se puede observar que tanto el término independiente C como la variable explicativa  $x_2$ , presentan valores de  $p\text{-value} = \text{Prob.} \leq 0.05$ , entonces se rechazan las hipótesis

nulas correspondientes y por lo tanto ambos estadísticos son significativos y ayudan a explicar la variable dependiente.

Al observar el coeficiente de determinación en este caso  $R^2=0.944427$ , se arriba a la conclusión de que también este Modelo permite hacer estimaciones con una precisión aceptable o dicho en otras palabras permite explicar el 94.4427% de la variabilidad presente.

A partir de lo antes apreciado, y siguiendo el criterio de que a mayor coeficiente de determinación mejor es la calidad de ajuste del modelo y mayor la variabilidad que éste puede explicar se debería suponer que el modelo a elegir es el Modelo 2. Sin embargo, y al igual que sucedía con el Consumo Total, resulta que la variable explicativa Población no resulta un buen predictor por los mismos motivos ya explicados cuando se llevó a cabo el análisis pertinente correspondiente a explicar la variable  $y = \text{Consumo de Energía eléctrica (MWh)}$ , algunos párrafos atrás.

### 3)- *Proyección de la demanda para el Consumo Energético del Mercado Residencial*

La presente proyección se compone del análisis de una regresión lineal simple, con el objetivo de explicar la variable Y: Consumo de Energía Renovable en Argentina en el Mercado residencial.

#### Regresión

Con el modelo econométrico para el período 1990-2012 se intenta demostrar la importancia y el efecto que provoca la variable explicativa, Población, en el crecimiento del Consumo de Energía Eléctrica en Argentina en el Mercado Residencial.

Cabe destacar, además, que en este caso la variable Población si resulta ser un buen predictor de la variable respuesta. Esto se debe a que en este caso particular se está analizando el consumo del Mercado Residencial el cual, justamente está ligado o depende del consumo de cada uno de los habitantes y, por lo tanto, Población resulta la variable más adecuada para analizar o explicar la variabilidad o variación presenta en la respuesta.

Variable	Descripción	Unidades
$y$	Consumo de Energía Eléctrica Mercado Residencial	[GWh]
$x_2$	Número de habitantes en Argentina	[Nº de habitantes]

(Tabla 1.20. Variables de la regresión para Consumo de Energía Eléctrica Mercado Residencial)

Año	Población	P	CONSUMO RESIDENCIAL(GWh)
1990	2.729.739	3	10.890
1991	3.193.918	3	11.777
1992	3.655.151	3	13.114
1993	4.110.917	3	14.419
1994	4.558.115	3	15.552
1995	4.994.814	3	16.745
1996	5.419.682	3	17.102
1997	5.833.969	3	18.087
1998	6.241.590	3	18.664
1999	6.648.068	3	20.141
2000	7.057.452	3	20.810
2001	7.471.509	3	21.523
2002	7.889.370	3	20.670
2003	8.309.379	3	30.112
2004	8.728.696	3	31.929
2005	9.145.488	3	31.532
2006	9.558.890	3	33.373
2007	9.970.224	3	37.339
2008	10.382.389	4	39.114

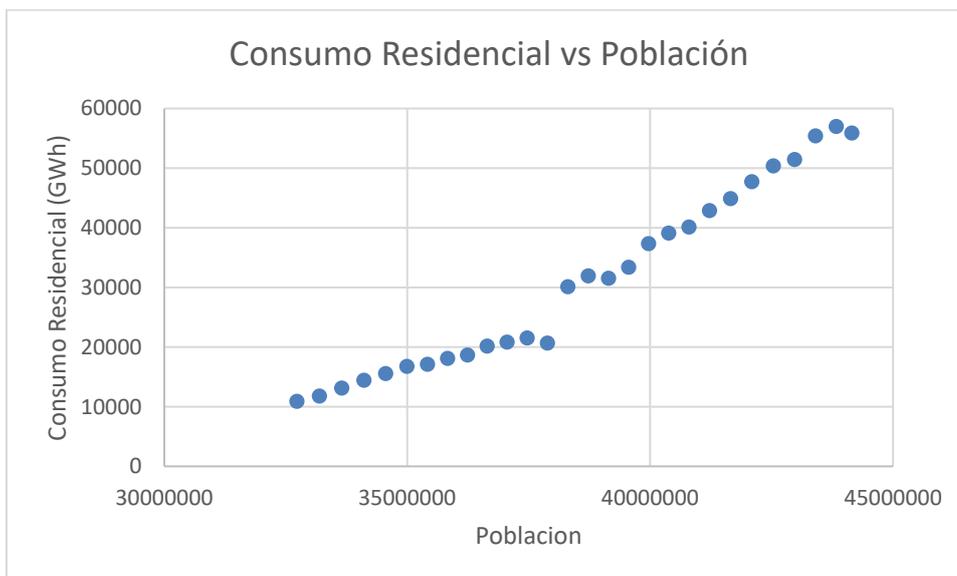
2009	0.799.407	4	40.122
2010	1.223.889	4	42.881
2011	1.656.879	4	44.879
2012	2.096.739	4	47.722
2013	2.538.754	4	50.381
2014	2.976.903	4	51.444
2015	3.406.672	4	55.409
2016	3.832.058	4	56.976
2017	4.152.846	4	55.889

*(Tabla 1.21. Datos de la Población y Consumo Energía Eléctrica Mercado Residencial)*

Antes de continuar con el análisis es importante aclarar o definir la variable explicativa  $x_2 = \text{Población}$ .

La población, se basa en la definición de facto de la población, que cuenta a todos los residentes independientemente de su situación legal o ciudadanía.

## Análisis de la Regresión



(Gráfico 1.18. Consumo Mercado Residencial vs. Población)

Para tener una idea de la relación que existe entre  $x_2$  e  $y$ , los 28 pares de datos son graficados en el diagrama de dispersión que figura a continuación.

En el mismo se observa que existe una correlación lineal positiva, ya que conforme aumenta  $x_2$  también se incrementa  $y$ , por lo que es razonable suponer que la relación entre dichas variables la explique un modelo de regresión lineal simple.

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0.9831396
Coefficiente de determinación $R^2$	0.9665634
$R^2$ ajustado	0.9652774
Error típico	2831.6136
Observaciones	28

### ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	6026292882	6026292882	751.592	1.02803E-20
Residuos	26	208468925.3	8018035.588		
Total	27	6234761808			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	-135008.0869	6079.706756	-22.20634849	2E-18	-147505.1032	-122511.0707	-147505.1032	-122511.0707
Variable X 1	0.004310118	0.000157216	27.41518164	1E-20	0.003986955	0.004633281	0.003986955	0.004633281

(Tabla 1.22. Análisis regresión con C y población)

$$y = -135008 + 0.0043101 * x_2$$

Como puede verse, y siguiendo los criterios definidos y utilizados a lo largo de los análisis ya hechos de regresiones simples, tanto la variable  $x_1$  como el término independiente  $C$  son estadísticamente significativos, es decir sus p-values asociados a las Prob. obtenida a través del Software utilizado son menores a 5% y por lo tanto se puede inferir que dichos parámetros son estadísticamente significativos y ayudan o permiten explicar la variable de respuesta.

Además, continuando con el análisis pertinente, se puede observar que el coeficiente de determinación en este caso es  $R^2=0.966563$ , por lo que los datos se ajustan bien al modelo y esta estimación permite explicar el 96.6563 % de la variabilidad o varianza presente en el Consumo de Energía Eléctrica en el Mercado Residencial.

#### 4)- *Proyección de la demanda para el Consumo Energético del Mercado Comercial*

La presente proyección se compone del análisis de una regresión lineal simple, con el objetivo de explicar la variable Y: Consumo de Energía Eléctrica en Argentina en el Mercado Comercial [GWh].

#### Regresión

Con el modelo econométrico para el período 1990-2012 se intenta demostrar la importancia y el efecto que provocan las variables explicativas, por un lado, el PBI y por otro la Población, en el crecimiento del Consumo de Energía Eléctrica en Argentina en el Mercado de Menores o Intermedios.

Variable	Descripción	Unidades
$y$	Consumo de Energía Eléctrica Mercado Comercial	[GWh]
$x_1$	Producto Bruto Interno Per Cápita	[UMN a precios constantes]
$x_2$	Número de habitantes en Argentina	[Nº de habitantes]

(Tabla 1.23. Variables de la Regresión Consumo de Energía Eléctrica Mercado Comercial)

Año	PBI per Capita	Población	CONSUMO COMERCIAL(GWh)
1990	9.852,25	32.729.739	3.164
1991	10.601,71	33.193.918	4.037
1992	11.286,37	33.655.151	4.630
1993	12.049,46	34.110.917	5.481
1994	12.587,67	34.558.115	6.400
1995	12.076,91	34.994.814	7.135
1996	12.591,49	35.419.682	7.566
1997	13.455,41	35.833.969	8.750
1998	13.816,31	36.241.590	9.638
1999	13.200,51	36.648.068	11.187
2000	12.951,68	37.057.452	11.717
2001	12.243,85	37.471.509	12.688
2002	10.789,63	37.889.370	12.200
2003	11.614,36	38.309.379	20.300
2004	12.525,99	38.728.696	21.872
2005	13.489,57	39.145.488	26.781
2006	14.422,79	39.558.890	28.415
2007	15.560,15	39.970.224	30.050
2008	16.026,20	40.382.389	31.387
2009	14.923,57	40.799.407	32.361
2010	16.265,42	41.223.889	33.754
2011	17.062,77	41.656.879	35.655
2012	16.711,18	42.096.739	37.696
2013	16.935,31	42.538.754	36.453
2014	16.341,48	42.976.903	36.506
2015	16.621,57	43.406.672	37.858
2016	16.160,27	43.832.058	38.458
2017	16.463,51	44.152.846	38.291

(Tabla 1.24. Datos De PBI per cápita, Población y Consumo Energía Eléctrica Mercado Comercial)

Antes de continuar con el análisis es importante aclarar o definir qué son o a que hacen referencia las variables explicativas  $x_1$  y  $x_2$ .

En primer lugar, la variable  $x_1$ , es producto bruto interno per cápita es el producto bruto interno dividido por la población. El PBI a precio constante por su parte es la suma del valor agregado bruto de todos los productores residentes en la economía más todo impuesto a los productos, menos todo subsidio no incluido en el valor de los productos. Se calcula sin hacer deducciones por depreciación de bienes manufacturados o por agotamiento y degradación de recursos naturales. los datos están expresados en moneda local a precios constantes.

Por otro lado, y tal como se explicó en la regresión simulada anteriormente, la población, se basa en la definición de facto de la población, que cuenta a todos los residentes

independientemente de su situación legal o ciudadanía.

### Análisis de la regresión

Al igual que se hizo en el caso del Mercado Industrial se comienza proponiendo una Regresión múltiple, incluyendo a las variables explicativas mencionadas anteriormente en la tabla, que permita explicar o la variabilidad o varianza presente en la variable de respuesta.

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0.978127644
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.956733688
R <sup>2</sup> ajustado	0.953272383
Error típico	2864.256662
Observaciones	28

#### ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma Cuadr	Prom Cuadr	F	Valor crít de F
Regresión	2	4535289979	2267644990	276.408377	8.95104E-18
Residuos	25	205099156	8203966.23		
Total	27	4740389135			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	-114288.3606	7507.66839	-15.222883	3.7568E-14	-129750.6931	-98826.028	-129750.693	-98826.02816
Variable X 1	1.031460957	0.54259214	1.90098764	0.06889163	-0.086028477	2.14895039	-0.08602848	2.148950391
Variable X 2	0.003142687	0.00034601	9.08269644	2.1539E-09	0.00243007	0.0038553	0.00243007	0.003855304

(Tabla 1.25. Resultados regresión con C, PBI per cápita y población)

$$y = -114288.3 + 1,0314609 * x_1 + 0,00314 * x_2$$

En este caso también, ambos coeficientes tanto  $R^2=0.9567$  como  $R^2 = 0,95327$  superiores a 0.7 y por lo tanto se podría inferir que tienen un ajuste satisfactorio. Sin embargo, como el  $R^2 < R^2$  hay indicios de que hay termino que no contribuyen de manera significativa y que por lo tanto es necesario depurar el Modelo.

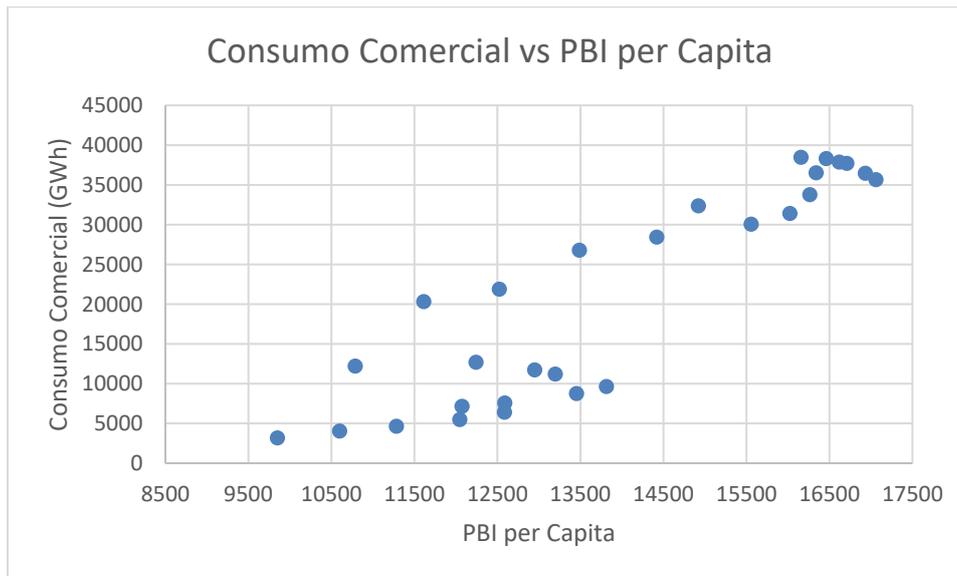
Para eso lo primero que se hace es Analizar la existencia de Multicolinealidad entre las variables

	PBI	POBLACION
PBI	1	0,89
POBLACION	0,89	1

(Tabla 1.26. Correlación entre PBI per cápita y Población)

Como se puede observar, las variables consideradas para este modelo están altamente correlacionadas lo cual supone un problema a la hora de sacar conclusiones o bien explicar la variable de respuesta. Por lo tanto, se procede a depurar el Modelo, para lo cual, lo que se hace es analizar dos Modelos por separado un que contenga a la variable explicativa PBI Industrial y otro que contenga a la variable Población. A partir de eso se establece o elige el óptimo, es decir, el que mejor ayuda o permite explicar la variación presente en la variable dependiente.

## Modelo 1



<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlac	0.902198904
Coefficiente de determi	0.813962863
R <sup>2</sup> ajustado	0.806807589
Error típico	5823.983643
Observaciones	28

### ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma Cuad	Prom Cuad	F	Valor crítico de F
Regresión	1	3858500712	3858500712	113.757042	5.44868E-11
Residuos	26	881888422	33918785.5		
Total	27	4740389135			

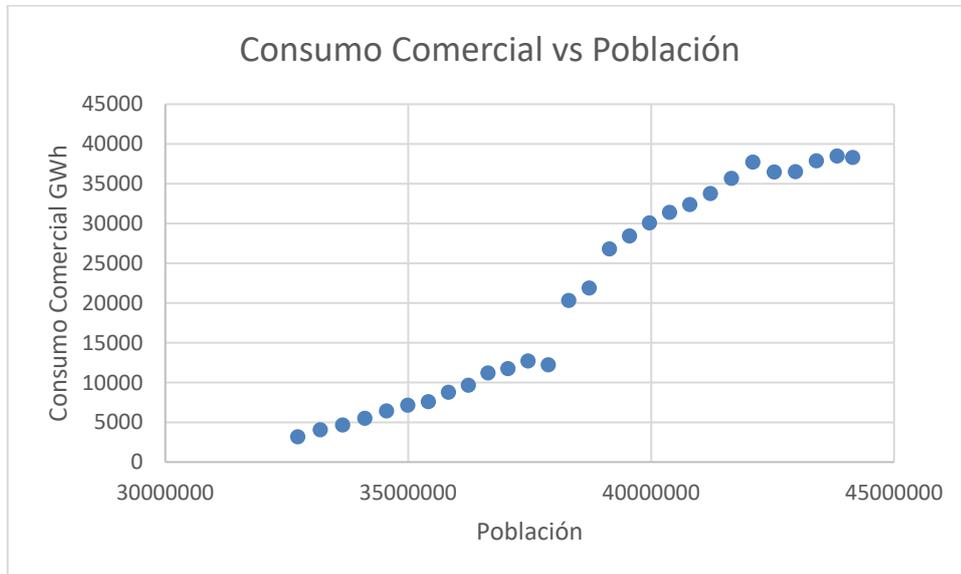
	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	-53977.93813	7123.50019	-7.577446	4.8184E-08	-68620.50248	-39335.374	-68620.5025	-39335.37377
Variable X 1	5.408297274	0.50707408	10.6656946	5.4487E-11	4.36599158	6.45060297	4.36599158	6.450602968

(Gráfico 1.20. Consumo Energía Eléctrica Comercial vs. PBI per cápita y su correspondiente tabla de resultados Modelo 1)

A partir de lo expuesto en el gráfico 1.20, obtuvimos la siguiente Recta.

$$y = -53977.94 + 5,04083 * x_1 \quad (10)$$

## Modelo 2



<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de corre	0.9749254
Coefficiente de dete	0.95047954
R <sup>2</sup> ajustado	0.9485749
Error típico	3004.77998
Observaciones	28

### ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libert	Suma Cuad	Promedio Cuad	F	Valor crítico de F
Regresión	1	4505642863	4505642863	499.0354633	1.70885E-18
Residuos	26	234746272	9028702.756		
Total	27	4740389135			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	uperior 95.0%
Intercepción	-122474.78	6451.50919	-18.98389636	9.28185E-17	-135736.0489	-109213.515	-135736.0489	-109213.51
Variable X 1	0.00372685	0.00016683	22.33910167	1.70885E-18	0.003383929	0.004069781	0.003383929	0.00406978

(Gráfico 1.21. Consumo Energía Eléctrica Comercial vs. PBI per cápita y su correspondiente tabla de resultados Modelo 2)

A partir del análisis de regresión (gráfico 1.21) se obtiene la siguiente recta:

$$y = -122474.78 + 0,003727 * x_2$$

El Modelo que incluye a la variable independiente  $x_2 = Población$  presenta la mejor calidad de ajuste y el mayor valor de  $R^2$  ( $R^2 = 0.8068 < R^2 = 0.9485$ ).

Sin embargo, como fue explicado anteriormente, la Población no es un buen predictor de la variable  $y$  en cuestión, es que se decide optar por utilizar el Modelo 1 para predecir o estimar los valores pretendidos de la variable de respuesta o variable  $y = \text{Consumo de Energía Eléctrica Mercado Comercial}$ .

## Selección de modelos

A partir de lo analizado, los modelos para los 3 mercados son los siguientes:

### 1)- Mercado Guh

Variable dependiente:  $y = \text{Consumo de Energía Mercado Industrial GWh}$

Variable explicativa:  $x_1 = \text{PBI Industrial UMN a Precios Constantes}$

### 2)- Mercado Residencial

Variable dependiente:  $y = \text{Consumo de Energía Mercado Residencial GWh}$

Variable explicativa:  $x_1 = \text{Población Número de habitantes}$

### 3)- Mercado Comercial

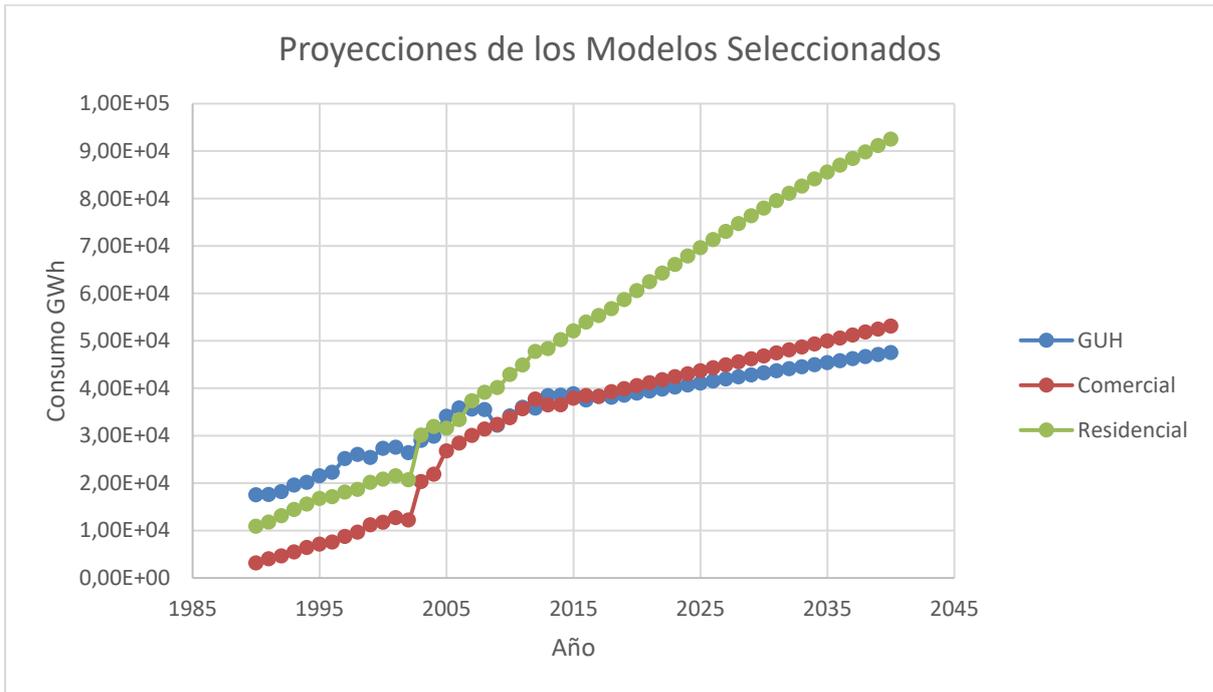
Variable dependiente:  $y = \text{Consumo de Energía Mercado Comercial GWh}$

Variable explicativa:  $x_1 = \text{PBI Per Cápita UMN a Precios Constantes}$

A continuación, se realizó un estudio de los modelos seleccionados, con el objetivo de analizar el comportamiento de los mismos. En los gráficos expuestos se refleja la evolución histórica de la demanda o consumo real seguida de las proyecciones hechas en torno a las regresiones obtenidas para cada uno de los modelos óptimos especificados.

Para poder llevar a cabo dicho gráfico es necesario e imprescindible contar con los datos de los valores de las distintas variables explicativas hasta el año 2040, periodo hasta el cual se busca proyectar el consumo energético.

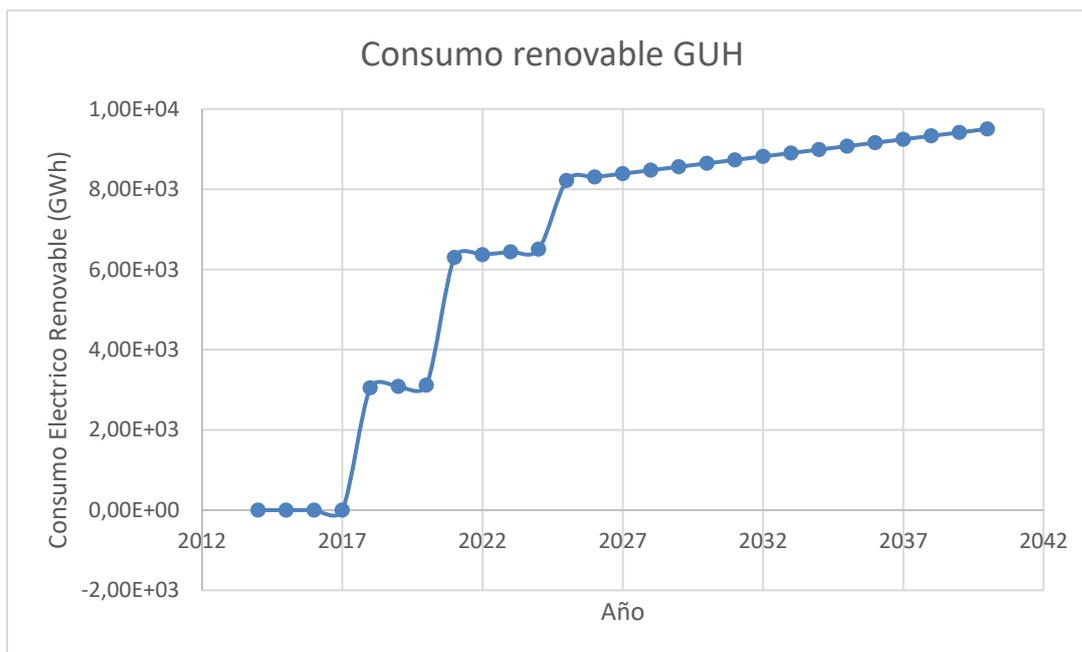
Se utilizaron las proyecciones de Población del INDEC y las proyecciones del PBI per cápita de PWC.



(Gráfico 1.22. Demanda Mercado GUH histórica y proyectada)

La tendencia creciente en el consumo se sostiene en el tiempo, considerando o evaluando las proyecciones de los tres mercados consumidores, alcanzando en todos los casos un máximo en el año 2040.

Haciendo hincapié en el Mercado Industrial, se destacan los siguientes resultados: en 20 años de proyección se espera un incremento de aproximadamente un 1 GWh. Si bien es poco ya que dicho incremento estaría alcanzado por una planta fotovoltaica de 400 MW de potencia los consumos requeridos por la ley 27.191 nos indican que deberá haber una transformación significativa de la energía convencional hacia las fuentes renovables lo cual hace nuestra frontera de demanda incluso mayor. A esto se le debe agregar los incrementos de demanda de los residenciales y Comerciales donde se ven mayores incrementos y si bien pertenecen a otros mercados con otras restricciones una demanda muy grande en estos mercados puede inclinar a generadores a dichos mercados.



(Gráfico 1.23; Proyección demanda eléctrica de origen renovable)

## Mercado Competidor

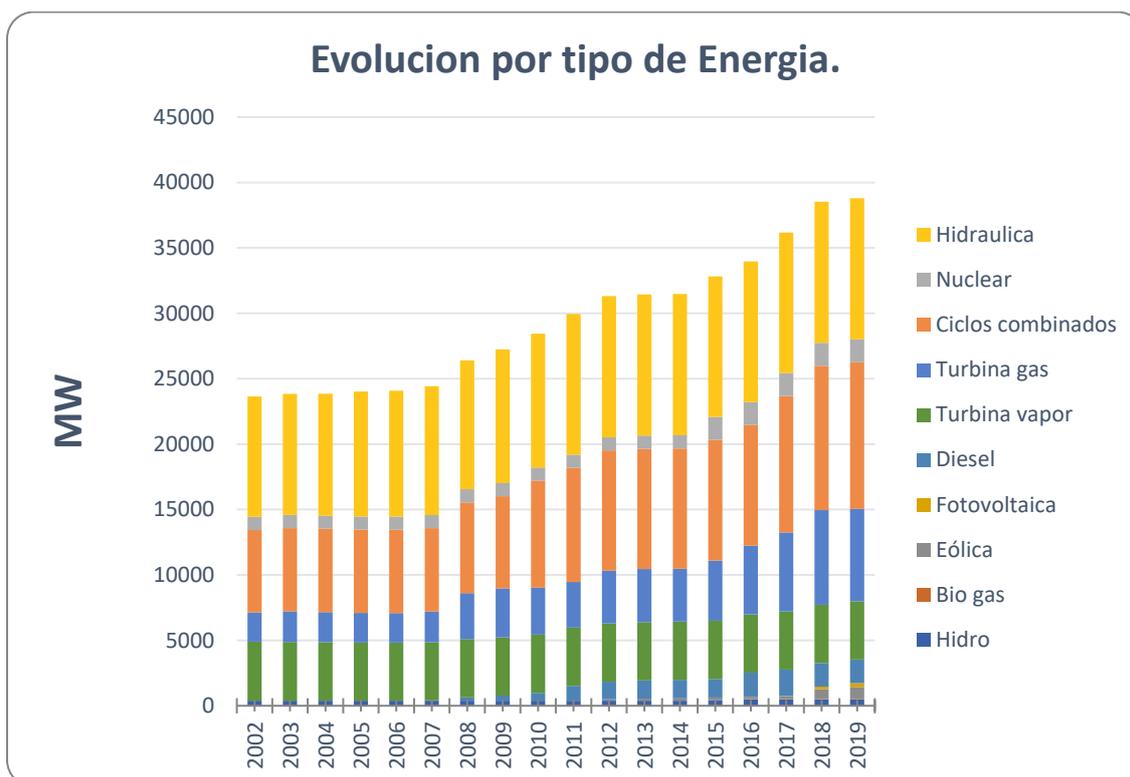
### Oferta energética

En Argentina la oferta Energética, viene incorporando a lo largo de los años diferentes fuentes de generación. Estos generadores se van agregando al SADI, según contextos políticos, legales, económicos del mismo sistema productivo entre otros factores.

Hubo una época en que la mayor parte de la generación era aportada por la hidroelectricidad, precisamente en la década de los 70, etapa en la que se inauguraron las represas El Chocón, Planicie Banderita y Futaleufú.

El sistema energético incursionó en la incorporación de energía nuclear, con la construcción de las centrales de Atucha en la Provincia de Buenos Aires, inaugurada en 1976 y Embalse, en la Provincia de Córdoba desde 1983.

Desde aquella época la renovación en inversiones de la nuclear no fue tan significativa como por ejemplo la térmica.



(Gráfico 1.22. Evolución por tipo de energía)<sup>9</sup>

Los datos de la evolución energética (Gráfico 1.22, en MW) de los últimos 17 años, por tipo de fuente de generación, son la potencia instalada en la República Argentina, donde se puede observar como las fuentes térmicas comenzaron a cobrar mayor relevancia en el aporte energético, a diferencia de las épocas mencionadas anteriormente, donde la mayor parte era aportada por la fuente de tipo hidroeléctrica.

Esta evolución marca el camino de las fuentes renovables, debido a la preocupación por el calentamiento global, la contaminación que generan los combustibles fósiles, y el aumento de la demanda de energía, tanto por un aumento poblacional como por la demanda tecnológica alimentada por fuentes eléctricas, el objeto es destacar lo importante de pensar un futuro con la incorporación de fuentes de energía renovables al sistema actual, como fuentes limpias, verdes, al contribuir al menor consumo de combustibles fósiles y disminución de emisiones de CO<sub>2</sub>.

La potencia instalada del parque eléctrico argentino ronda los 38.801MW (marzo 2019).

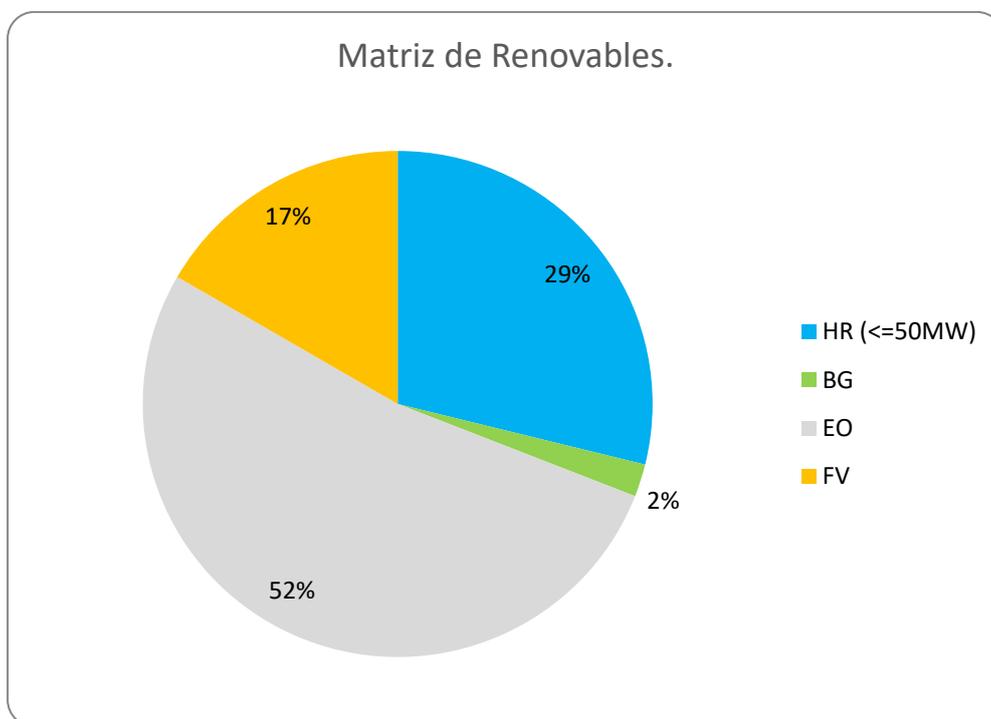
La oferta energética está compuesta por distintas formas de generación de energía, sin embargo, aún se encuentra dependiente mayoritariamente de los hidrocarburos, dejando a la fuente hídrica en segundo término. La potencia instalada que compone la oferta energética Argentina se integra en un 63% por generación térmica, la sigue la hidroeléctrica con un 28%.

<sup>9</sup>(CAMMESA, 2018)

Estos efectos, en resumen, convergen a una generación que depende en su gran medida de centrales térmicas, abastecidas con gas natural y otros combustibles fósiles.

Las renovables, excluyendo los generadores hidreléctricos como Yacyreta y Salto Grande, marcaron aproximadamente un 4% en la composición de la oferta de potencia instalada, este número marca un crecimiento en la participación de renovables respecto a periodos anteriores. Este crecimiento se asocia a la incorporación de varios parques eólicos en los últimos meses (PE Rawson 3, PE Corti, PE La Castellana, PE Achiras y PE Manantiales Behr) así como también dos centrales solares fotovoltaicas (PSF Caldenes del Oeste y PSF La Cumbre).

La composición de la matriz de renovables ha sufrido algunos cambios con respecto a periodos anteriores. Hoy en día la generación eólica representa el 52% de participación de la matriz de renovables.



(Gráfico 1.23. Matriz energética argentina de energías renovables)

Es importante destacar el crecimiento que viene gestando la fotovoltaica, como se observa en la figura 1.12, tal que representa hoy en día un 17% de la matriz de renovables, lo que representa un crecimiento de aproximadamente un 35%, en un poco menos de 4 años.

Teniendo en cuenta el potencial geográfico, que tiene Argentina como “productor” de energía solar fotovoltaica, no solo por la extensión de su territorio, sino por las condiciones naturales, irradiancia, temperatura, estabilidad climática etc.

Con una matriz que depende mayormente de la generación térmica, Argentina se encuentra sumamente dependiente a la variabilidad de precios y generación de combustibles fósiles.

Además, en 2018, Argentina tuvo un déficit comercial de 6.528.864.000<sup>10</sup> (U\$S) en concepto de combustibles, y, si bien esto no impacta solamente en el mercado eléctrico, una parte se utiliza para la producción de energía eléctrica, en centrales de carácter térmico. Esto deja en claro que el país se encuentra en una posición delicada dado que no depende de sí mismo para procurar de su propia energía.

## Principales Competidores

Los competidores directos son todas aquellas empresas que se dedican a la creación de energía renovable a partir de la Energía solar, mientras que la competencia indirecta son todas las otras empresas que, si bien producen energía renovable, lo hacen a partir de otras fuentes como las que se pueden ver.



(Gráfico 1.26. Potencia instalada de cada energía por región, Energía Estratégica)

En particular, la energía solar fotovoltaica se encuentra presente en la Argentina hace muchos años, sin embargo, hasta el año 2011 la capacidad fotovoltaica instalada se encontraba mayormente en áreas rurales y dispersas, por fuera del sistema eléctrico integrado. En la actualidad en nuestro país contamos con varios parques de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica, entre los que se destacan los 4 más grandes o importantes que se encuentran situados en la provincia de San Juan. (La Chimbera, Cañada Honda I y II, San Juan I).

<sup>10</sup> (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), 2019)

## Competencia Directa



*GENNEIA: 212MW en total hasta la fecha*

Genneia, es una firma argentina que se dedica a la distribución y transporte de gas natural, generación eléctrica y construcción de gasoductos. También elabora y desarrolla proyectos energéticos basados en el aprovechamiento de recursos renovables y la utilización de tecnologías en equipamiento térmico-solar.

Genneia se fundó en 1991 y su sede está en Buenos Aires. Entre junio de 2012 y abril de 2013 Genneia, para ese entonces llamada Emgasud, inauguró las plantas Cañada Honda I y, ubicadas en predios contiguos de Cañada Honda, provincia de San Juan. El Parque Solar Fotovoltaico Cañada Honda es un parque de energía solar, ubicado a 60 km de la Ciudad de San Juan. Cuenta con una potencia instalada de 5 MW.



*JEMSE: 300 MW en total*

J.E.M.S.E: Jujuy Energía y Minería Sociedad del Estado es una empresa minera estatal argentina dedicada a la prospección, investigación y exploración de hidrocarburos y recursos minerales.

También opera en el sector de generación, transmisión y distribución de energía renovable. Tiene las mismas características operacionales y ejecutivas de una empresa privada, con el objetivo principal de promover el desarrollo económico de la provincia con alianzas público-privadas.

La compañía tiene una participación del 8,5% en Sales de Jujuy. Jemse también tiene contratos para la construcción de tres proyectos de energía solar fotovoltaica -Cauchari 1, 2 y 3-, que tendrán una capacidad combinada de 300MW y se deben construir en un período de 480 días. Fundada en 2011, la firma tiene su sede en San Salvador de Jujuy y es controlada por el gobierno provincial.



*Latinoamericana de Energía S.A: 312,4 MW en total*

Latinoamericana de Energía S.A. es una empresa con más de 50 años de experiencia en la provisión de servicios a las industrias energéticas, minera y de la construcción, con presencia en Argentina, Bolivia, Colombia, Ecuador, México y Perú. En la actualidad, acompañando los cambios de paradigmas sobre las nuevas formas limpias de generación de energía en Argentina, han puesto en marcha la División de Energías Renovables. Desde este nuevo departamento de la empresa pretenden dar servicio a los inversores internacionales, IPP, Fondos de Inversión, banca especializada, Family Office y consorcios de fabricantes dispuestos a emprender la aventura de invertir en Argentina.



*Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A: 300 MW en total*

PCR es una empresa privada de petróleo y gas que opera en Argentina desde 1921 y es asimismo la principal productora de cemento en la Región Patagónica del país.

PCR está desarrollando capacidades en la energía renovable con el fin de aprovechar el marco regulatorio actualmente favorable en Argentina. Cuenta con una importante cartera de proyectos Eólicos en desarrollo de máxima calidad. En su corta historia en el mercado de Renovables logró posicionarse como uno de los líderes del mercado argentino.



*ARAUCO S.A.P.E.M: 295 MW en total*

Parque Eólico Arauco SAPEM, empresa conformada por el Gobierno de La Rioja (75%) y la firma local Enarsa (25%), es una compañía que se dedica al desarrollo de proyectos eólicos en la provincia argentina de La Rioja. Parque Eólico Arauco SAPEM desarrolló el proyecto eólico de 25 MW Arauco I, que entró en operaciones el año 2011, y actualmente está desarrollando el parque eólico Arauco 2 Etapa 5 Y 6, ubicado en la provincia de La Rioja.



*Construcciones Electromecánicas del Oeste S.A: 205,96 MW en total*

Grupo empresario originario de la provincia de Mendoza, República Argentina, que desde hace 40 años se encuentra en permanente expansión, logrando el desarrollo de cada una de sus empresas a través de la aplicación de altos estándares de calidad, la constante innovación y el compromiso con nuestros clientes.

En sus comienzos, allá por 1970 supieron ser una empresa dedicada a la construcción de redes eléctricas. Luego agregaron a sus servicios la incursión en otras áreas dentro del abanico de la construcción, como son la hidráulica, la civil, la vial, la ferroviaria, el gas y la de telecomunicaciones.

La gran cantidad de obras desarrolladas en los últimos años relacionadas con la conducción y el embalse de agua, asociadas con la producción y el bienestar de la población, ha posicionado a la empresa, como referente en el país en obras de gran envergadura en temas hídricos y aprovechamientos de cauces.

## Competencia Indirecta

Dentro de la Competencia Indirecta, es decir las grandes empresas que se dedican a la generación de energía a partir de otras fuentes no renovables, podemos destacar la generación de energía a partir de la fuente fósil y nuclear.

De la primera, las principales empresas son YPF, PAE y AXION (producen en total 500.000 barriles diarios, equivalente a una facturación de 12 mil millones de dólares anuales)

Por otro lado, la energía nuclear puede ofrecer grandes cantidades de energía. Entre las principales se pueden mencionar Atucha 1 y Atucha 2 (Su potencia total es de 1100 MW).

## **Mercado Proveedor**

Los años récord parecen haberse convertido en un negocio habitual en la industria fotovoltaica, y 2017 no fue una excepción con las instalaciones mundiales para el conjunto del año acercándose a la marca de 100 GW. La demanda de nuevas instalaciones superó las expectativas de la mayoría de los analistas, lo que significa que las condiciones de suministro fueron ajustadas en toda la cadena de suministro, y los precios incluso aumentaron en algunos puntos durante el año. El mercado de módulos en 2017 fue ventajoso para los proveedores. Estas condiciones jugaron en manos de los mayores fabricantes, quienes después de verse sacudidos por condiciones de exceso de oferta en 2016, pudieron aprovechar los precios estables y la fuerte demanda para mejorar su posición y planear grandes expansiones de capacidad.

Existen sólo tres productores de Celdas fotovoltaicas en el Mundo, todos ellos de Origen Chino (Jinko Solar, Ja Solar y Trina Solar). Sin embargo, cabe destacar que existe otra gran cantidad de proveedores de Paneles Fotovoltaicos tanto en Argentina como en el resto del mundo. Ellos compran estas celdas a los productores y las ensamblan junto al resto de los componentes de un panel. El producto final es lo que ofrecen a las empresas Generadoras.

### **Mercado Proveedor en Argentina**

Solartec S.A. es una empresa de capitales argentinos fundada en el año 1981. Su campo de actividad cubre las aplicaciones de las energías renovables y en particular de la energía solar. Desde el año 1986 fábrica en la Argentina módulos fotovoltaicos y otros componentes de los generadores eléctricos solares.

Su objetivo empresario es proveer equipos y sistemas, confiables y seguros que sirvan para el desarrollo de la sociedad y la protección del medio ambiente. Su prioridad es la atención personalizada de sus clientes, a quienes desea entregarles equipos de alta calidad y asesorarlos para su correcta elección y aplicación.

La gran experiencia acumulada, sumada a miles de instalaciones, hacen de Solartec S. A. una de las empresas más importantes de energía solar del cono sur de América, con reconocimiento a nivel mundial.

LV-Energy S.A. es una empresa argentina, productora de paneles fotovoltaicos, fundada en 2013. Después de un primer período de control de producción, ajustes y monitoreo de resultados, en mayo 2014, LV-Energy S.A. abrió oficialmente sus puertas en el Parque Industrial Sur de la Ciudad de San Luis. Nuestro objetivo es impulsar la industria local de nuestra provincia y país, incluyendo una nueva realidad que se dedica a las Energías Renovables. Incursionando en un campo pionero en sintonía con los avances tecnológicos a

nivel mundial, dentro de un escenario económico que se orienta al desarrollo sostenible protegiendo la salud de las personas y el medio ambiente.

## Otros insumos

### Inversores:

Los inversores son dispositivos que convierten electricidad de Corriente Continua a electricidad de Corriente Alterna. Actualmente, los principales proveedores de estos equipos son ABB, Schneider Electric y SMA.

### Transformadores

Se utilizan para subir o bajar la potencia que circula a través de él. Se utilizan para inyectar la electricidad producida en la red. Suelen utilizarse Basile, Tadeoczerweny y Transelectric para transformaciones de alta tensión. LHM para transformadores de Media Tensión.

### Cables

Generalmente de cobre u aluminio, tienen como objetivo el transporte de electricidad. Dependiendo de la potencia transportada, varía su grosor, aleación y cobertura.

## Análisis FODA

A continuación, se realizará un diagnóstico del entorno y una radiografía interna, mediante la confección y evaluación de las matrices de Factores Externos Importantes (FEI) y de Factores Internos Importantes (FII).

### Radiografía Interna

Fortalezas	Debilidades
Posesión de la tierra	Ventana de Producción
Nodo	Precio de Generación Alto
Bajo costo mantenimiento	Acceso a los terrenos
Bajo costo de Operación	Factor de Carga
Fuente de energía ilimitada	Desgaste anual de Celdas
Información Técnica	Alta Inversion total
Contaminación	Dependencia del Clima
Integracion de la cadena al parque	
Disponibilidad de Recurso Solar	

(Tabla 1.28. Factores internos importantes)

Fortalezas:

#### F1) Posesión de la tierra:

A primera vista, esto parecería ser un factor irrelevante a la hora de analizar un proyecto como este. Sin embargo, dado que los periodos de alquilar no necesariamente coinciden con los tiempos contratados de energía solar, pueden existir conflictos. En particular, cuando los plazos de alquiler son inferiores a los de suministro de energía, el dueño de la tierra puede subir los montos con la amenaza de cesar la cesión de tierras, dejando al emprendedor en falta de su contrato. Esto conlleva sus multas por incumplimiento y una inversión en infraestructura que no necesariamente fue recuperada.

Si bien la posesión de la tierra implica una fuerte inversión inicial, al consultarlo con nuestros contactos de la industria, esto simplifica muchísimo los requisitos legales y baja sustancialmente algunos riesgos asociados al proyecto.

#### F2) Distancia al nodo:

La inversión en la distribución de energía disminuye sustancialmente cuanto más cerca este la planta generadora de energía a uno de los nodos de inyección. Como se vio en la investigación del mercado distribuidor, la existencia de nodos con capacidad holgada suficiente como para recibir 300 MW de energía es algo positivo. La disponibilidad de dichos nodos en zonas de apta generación eléctrica, vía tecnología fotovoltaica, implica que no se debe dividir la energía producida ni tampoco separar el proyecto en varias partes más pequeñas. Además, se puede aproximar la planta lo más cerca posible a uno de estos nodos, por lo tanto, no sería necesario invertir en una gran infraestructura de transporte.

Habiendo consultado con nuestro contacto del mercado, esto es fundamental dado que simplifica la logística de la distribución energética y evita costos innecesarios.

#### F3) Costo de mantenimiento:

Una de las grandes ventajas de este tipo de emprendimientos es que, una vez que comienza a operar, no requiere de ningún proceso complejo de cuidado ni supervisión. Si se toman en cuenta las economías de escala, la optimización en los diseños de las plantas fotovoltaicas y la mejora de los componentes, los costos de mantenimiento rondan los 8000 dólares por MW. Esto está muy por debajo del costo de otras tecnologías como la eólica (50000 dólares por MW).

En consulta con nuestro contacto, la complejidad del proceso de mantenimiento también es relevante. En la mayoría de los casos, el mantenimiento es de tipo preventivo y, dado que no hay piezas en movimiento para plantas solares estacionarias, la tasa de falla es baja.

Existen ciertos procesos rutinarios como el lavado de la superficie de cada panel que son fáciles de realizar y que no requieren de herramientas complejas. Sin embargo, esto no deja de ser una parte crítica dado que impacta en la productividad (conversión de energía) del panel.

#### F4) Costo de Operación:

De manera análoga a lo expuesto en el punto F3, la operación de la planta solar es de relativa sencillez. No hace falta un manejo constante dado que la estructura es estacionaria y el proceso pasa por dentro del panel solar. Simplemente, se requiere de un monitoreo para detectar fallas en la grilla y que la transferencia de potencia se ajuste a lo estipulado en el contrato. Esto puede realizarse de manera remota sin mucha dificultad.

#### F5) Fuente de energía ilimitada:

El gran beneficio de la tecnología fotovoltaica, como con la mayoría de los métodos renovables, es que no requiere de un insumo escaso. Se hace uso de la energía que irradia el sol hacia la tierra de manera consistente.

Por contraste, los métodos convencionales como las turbinas de gas directamente dependen de los valores del mercado. Dependiendo de la volatilidad de sus insumos, la ecuación económica puede variar significativamente.

#### F6) Información Técnica:

A partir de la creciente demanda de energía limpia y renovable, se han dirigido muchos recursos para investigar y mejorar la tecnología fotovoltaica. Existen diversos casos de estudio de acceso y trabajos de investigación para cada parte del proceso. También, por el lado del gobierno nacional, el estado actual del mercado eléctrico es muy transparente, facilitando el proceso de toma de decisión. Además, hay bases de información que facilitan el proceso de selección como el nivel de irradiancia por zona geográfica (NASA).

#### F7) Contaminación:

El proceso fotoeléctrico, a diferencia del proceso de combustión, no emite derivados de carbono. No contribuye gases de efecto invernadero al medio ambiente y, por lo tanto, se lo puede considerar como “limpio”. Esta tecnología tiene pocas externalidades negativas y por eso es impulsado a nivel mundial vía subsidios y/o beneficios fiscales.

#### F8) Integración de la cadena de creación del parque:

Un planteo distintivo de este proyecto es que todo el proceso de diseño y construcción de la planta, como también su posterior administración, sería realizado in-house. Esto se hace en pos de acelerar el tiempo de construcción y minimizar los tiempos muertos.

#### F9) Disponibilidad de Recurso Solar:

La Argentina cuenta con una gran superficie de su territorio que reciba una alta irradiancia solar junto a una baja nubosidad. Esto le permite instalar plantas solares con una gran densidad de producción energética (MW por área.)

Debilidades:

#### D1) Ventana de Producción:

La tecnología fotovoltaica necesita entrar en contacto con la luz emitida por el sol para poder funcionar. Los ciclos de cada día acotan la exposición a estos rayos y es por eso que las plantas solares no pueden producir electricidad de forma constante. Para la mayoría de las industrias, esto es un problema dado que operan las 24 horas del día.

Por lo tanto, a la hora de ofertar energía directamente a un privado, esta tecnología no es tan atractiva. Sin embargo, es importante destacar que tanto la modalidad de Autogestión como la de Compra Conjunta ofrecen mucha flexibilidad al generador porque se trabaja sobre balance de energía en un intervalo de tiempo.

En otras palabras, el generador simplemente debe inyectar a la red la potencia pactada en un cierto periodo y la entidad que gestiona la red de distribución debe asegurar que el cliente final reciba la potencia contratada. Esto implica que la ventana de producción, tomando el marco en el cual opera el mercado eléctrico mayorista argentino, no es un factor que acota las posibilidades de los generadores solares.

Otro factor crítico es la nubosidad. La productividad de una planta solar baja sustancialmente cuando no está en contacto directo con los rayos del sol. A partir de lo demostrado en la sección de Herramientas, la cantidad de días sin sol no es nula. Esto impacta directamente en el rendimiento de la planta y es por ello que se debe elegir un lugar con la menor nubosidad posible.

#### D2) Precio

En comparación a los métodos convencionales (Por ejemplo: Plantas térmicas, turbinas a gas o instalaciones hidroeléctricas), los precios a los que puede competir una planta solar son más altos. Esto implica que es muy entrar en un mercado directo y solo se puede ofertar energía en una más franja restringida del mercado Spot.

#### D3) Acceso a los terrenos:

Las ubicaciones tentativas de la planta solar son en zonas con poca densidad poblacional del NOA o de cuyo. Ambas regiones son muy secas, tienen relieves altamente montañosos y no cuentan con la infraestructura vial como para transitar por ellas con facilidad. Estas características perjudican la factibilidad del proyecto dado que lo hacen más caro y riesgoso.

#### D4) Factor de carga:

El factor de potencia (f. d. p.) es la relación entre la potencia real (P) y la potencia aparente (S) de una planta generadora de electricidad. Cuanto mayor es la potencia real, mayor es el factor de potencia y mejor es el proceso de generación eléctrica.

$$f. d. p = \frac{P}{|S|}$$

En el caso de las tecnologías solares, este indicador suele ser más bajo que en el de otros generadores. Esto implica que, a la hora de distribuir la energía, se requieren cables de mayor sección, aumenta la pérdida de potencia y aumenta la caída de tensión indeseada.

Es un factor muy relevante porque puede perjudicar el rendimiento total de la planta. De haber una alta potencia reactiva inductiva (positiva), esta puede ser mitigada instalando circuitos capacitivos en paralelo.

#### D5) Desgaste anual de celdas:

Si bien la calidad de estos paneles ha aumentado drásticamente en los últimos años, el ritmo de degradación sigue siendo un factor fundamental a la hora de dimensionar una planta eléctrica ya que esto tiene consecuencias directas en la producción eléctrica de la misma. Actualmente, el rendimiento de un panel solar baja a un ritmo de 0.8% por año de operación y en la industria se garantiza una productividad mayor al 80% en sus primeros 20 años de vida.

#### D6) Alta inversión inicial:

Este tipo de proyectos conlleva una alta inversión inicial junto con un largo periodo de recupero.

#### D7) Dependencia del clima

La productividad de un parque solar depende directamente de la exposición directa al sol. Es por este motivo que la imposibilidad de predecir (y controlar) la nubosidad implica que el rendimiento quede sujeto a factores externos que el productor no puede controlar.

### Diagnóstico Externo

Oportunidades	Amenazas
Políticas de Estado	Barreras de Ingreso (Renovar)
Redes Eficientes de Distribucion	Requerimiento Superficial
Irradiancia a nivel mundial	Inestabilidad Política
Disponibilidad de Nodos	Cambio Climatico
Reducción CO2	Problemas de Importación
Nuevas Tecnologías	Inestabilidad Económica
Nuevas Rondas RenovAr	Competencia
Demanda de Energías Renovables	

(Tabla 1.29. Factores externos importantes)

## Oportunidades

### O1) Políticas de Estado

Las últimas actualizaciones de las políticas gubernamentales (Leyes nacionales, decretos, resoluciones, etc.) en relación con energías renovables fomentan la utilización de las mismas de manera creciente en los años venideros, en particular a la energía solar. Esto da lugar a una gran oportunidad de negocio a explotar y desarrollar.

### O2) Redes eficientes de distribución

Permite situar la planta en cualquier lugar del país dando la posibilidad de proveer a cualquier empresa que esté en Argentina. Es decir, está abierta la posibilidad de negociar con todos los puntos conectados a la red, debido a SADI.

### O3) Irradiancia a nivel mundial

Dentro de Argentina la Puna tiene la mayor irradiación solar del planeta siendo de 2500 KW/mts<sup>2</sup> en la zona de mayor incidencia, seguido por puntos de Mongolia y el desierto del Sahara con una irradiación solar de 2300-2400 KW/mts<sup>2</sup>. Desde hace tiempo se especulaba esto pero hace menos de 10 años que cuenta con esta información y a la fecha queda claro que es un área favorable para la producción de energía solar renovable con un gran potencial a explotar.

### O4) Disponibilidad de Nodos

El proyecto que se plantea tiene como objetivo ser una planta de 300 Mega watt, y en la red actual de Argentina existen nodos en los que resulta factible soportar una inyección de energía de este calibre. Asimismo, si luego de hacer la licitación correspondiente para tener acceso de inyección al nodo, y CAMMESA la aprueba, se estaría contando con la posibilidad de negociar con cualquier cliente del país conectado a la red y los contratos de acceso a los nodos tienen una duración de 20 años que sería la vida completa del proyecto. En consecuencia, esta es una gran oportunidad a explotar ya que los asuntos logísticos en materia de distribución de energía se verían atendidos.

### O5) Reducción de CO2

El Protocolo de Kioto ha sido firmado y ratificado por 187 países, y la Argentina se encuentra dentro de dicho grupo, con el compromiso de reducir los gases que provocan el efecto invernadero. Dicho protocolo establece que cada país posee su cuota de generación de gases. Además, existen bonos de carbono intercambiables entre países, con la posibilidad de ofrecer los mismos a otros países a cambio de un resarcimiento económico. Esto da lugar a un gran fomento de las energías renovables, reinvertiendo en el desarrollo de estas a través de oportunidades de similar índole.

#### O6) Nuevas Tecnologías

La fuerte inversión en nuevas tecnologías renovables da la posibilidad de pasar a celdas más eficientes y de menor precio en el transcurso del tiempo. Como es el caso de las celdas solares de Indio Cobre Galio Selenio, también conocidas como células CIGS, dadas a conocer por primera vez en 1973. Hoy en día es una de las tecnologías de láminas delgadas más eficientes del mercado, con la posibilidad de ser aplicada sobre sustratos sólidos (por ejemplo, vidrio) y también sustratos flexibles (como el acero o polímeros) con eficiencias similares. Esto permite la utilización de procesos de producción roll to roll con altos rendimientos, lo que contribuye considerablemente a la reducción de costes.

#### O7) Nuevas Rondas de RenovAr

Debido al éxito que tuvieron las previas rondas, a fin de año (diciembre 2019) se espera que comience la Ronda IV. Esto presenta una interesante oportunidad a todos aquellos potenciales generadores que quieran participar en el mercado.

#### O8) Crecimiento en la Demanda de Energías Renovables:

A partir de la ley 27.191, es esperable que, para 2025, aumente drásticamente la demanda de energías renovables en el país. Según la estimación realizada en la tabla 1.9, se estima que, como mínimo, se demanden 340 MW adicionales.

#### Amenazas

##### A1) Bajas barreras de Ingreso (RenovAr)

Esto quiere decir que solo es necesario poseer la inversión inicial y realizar la licitación para comenzar a comercializar la energía producida. Es decir, que los requerimientos para comenzar un emprendimiento de este tipo no son muchos y esto da como resultado que la competencia este en crecimiento constante.

##### A2) Gran cantidad de mts<sup>2</sup>

Cuando se trata de densidad de potencia entre renovable vs. no renovable, los combustibles fósiles superan de manera muy significativa a los renovables. Estando en el mejor escenario posible para una planta de producción de energía solar con 100% de eficiencia y capacidad de almacenamiento de los paneles solares, la máxima densidad de potencia nunca va a superar los 200 Watt/mts<sup>2</sup>, que es considerablemente menor que la del petróleo (aproximadamente 1000 Watt/mts<sup>2</sup>). Esto significa que serán requeridas grandes extensiones de tierra para producir una elevada potencia, y adquirir grandes superficies cerca de zonas céntricas es incosteable, además de la carga impositiva que trae aparejada. Adicionalmente, el manejo de estas tierras queda sujeto a la regulación local (nivel provincial) y, por lo tanto, la viabilidad de un proyecto depende, en gran parte, de los vaivenes políticos.

##### A3) Inestabilidad política

Todas las medidas que fomentan la producción de energías renovables son impulsadas por el

gobierno de turno. Sin embargo, se desconoce si ante un eventual cambio en el poder ejecutivo estas mismas medidas serán impulsadas con la misma fuerza, o inclusive si es que seguirán estando dentro del plan de acción. Debido a la incertidumbre y la poca predictibilidad sobre los posibles escenarios que el proyecto tendría que enfrentar, se le pone especial foco a esta amenaza.

#### A4) Clima/Cambio climático

El clima resulta ser una variable clave a la hora de pronosticar la producción, y no estimar el efecto de esta variable correctamente puede tener grandes implicaciones económicas, ya que esto permite determinar las posibles variaciones en el rendimiento futuro. A su vez estimar los cambios climáticos a largo plazo resulta en sistemas de gran complejidad con mucha variación y esto trae aparejado un elevado costo. En conclusión, es una amenaza de gran incidencia que resulta muy difícil de mitigar.

#### A5) Problemas de importación

A pesar de que hace no más de un año la tasa arancelaria para la importación de células solares tuvo una baja, sigue siendo significativa. Sabiendo además que todos los componentes deben ser importados, debido a que no existe la producción nacional de células solares. Asimismo, las cuestiones burocráticas de la aduana pueden complejizar los tiempos y puede significar un problema ante una orden de último momento por la falla de algún componente.

#### A6) Inestabilidad económica

En materia económica Argentina se encuentra en una situación delicada, con una gran probabilidad de entrar en default. Las implicancias aparejadas que puede traer esta situación pueden resultar en que se pierda el interés por impulsar este tipo de proyectos y competir contra las energías no convencionales en las mismas condiciones es una tarea imposible con la tecnología dada hoy en día.

#### A7) Competencia:

En programas como RenovAr, hay cupos limitados y, dado que se ofrecen beneficios interesantes, hay mucha competencia para acceder a ellos. En la Ronda 2, se ofertaron 9400 MW de los cuales solo se aceptaron 1200 MW. Además, es de esperarse que, a partir de la ley 27.191, las empresas comiencen a contratar generadores a través del Mercado a Término, por lo tanto, es posible que esto atraiga a nuevos productores.

### Conclusión análisis FODA

En general, a partir de lo expuesto en este análisis, el proyecto tiene un entorno positivo para desarrollarse, indicando que posee una buena posición relativa tanto internamente como externamente.

## Análisis de Fuerzas de Porter

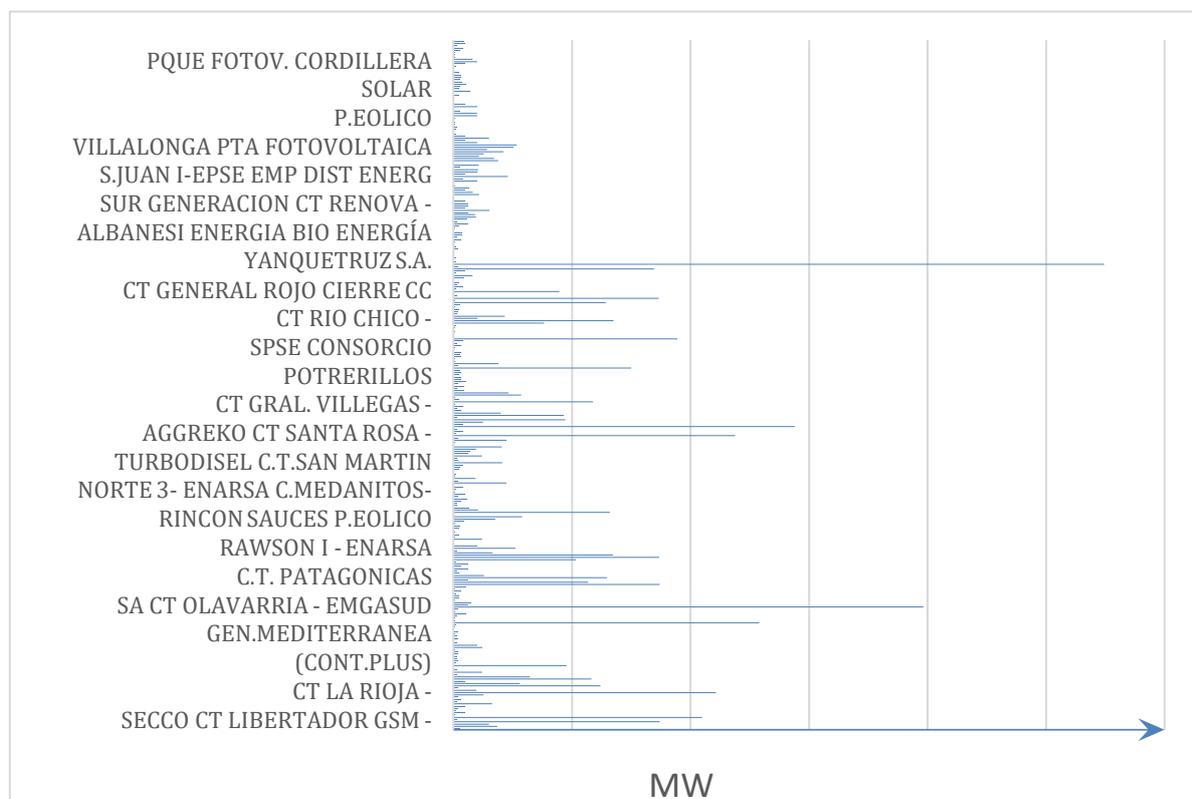
### Competidores Actuales

Los competidores son todos los generadores de energía en base a fuentes renovables, en la siguiente ilustración se ejemplifican los principales competidores en operación comercial y cuanto aportan al sistema eléctrico argentino (Ver Anexo tabla 1.41)

Además, en la actualidad JEMSE (Jujuy Energía y Minería Sociedad del Estado), está desarrollando tres proyectos de energía solar fotovoltaica, que tendrán una capacidad combinada de 300MW.

Como se observa en la tabla anterior 360 Energy, tiene asignada la mayor cantidad de parques solares por medio de los planes renovar. Cuenta con 6 parques solares: Nonogasta de 35 MW Saujil de 22,5 MW, Fiambalá de 11 MW, Tinogasta I de 15 MW y Tinogasta II de 7 MW, Ullum I de 25 MW, II de 25 MW y III de 32 MW cada uno cuyo dueño es GENNEIA, pero son operados por 360 ENERGY y por último el parque solar Cañada Honda de 7 MW, lo que la posiciona actualmente a 360 ENERGY como la de mayor capacidad de energía fotovoltaica en la Argentina.

Entre los competidores también se encuentran los generadores de energía convencional, en la siguiente ilustración se puede apreciar de forma gráfica la cantidad de competidores incluidos los de (renovables) y la capacidad instalada en cada uno de ellos.



(Gráfico 1. 43: Capacidad instalada de competidores)

En cuanto al desarrollo de los programas renovar, en las licitaciones de La Ronda 1 Se

recibieron 123 ofertas de cinco tecnologías diferentes de las que resultaron adjudicados 29 proyectos, en la ronda 1.5 creada por el éxito de la primera sucedió algo similar se recibieron un total de 47 ofertas de las que resultaron 30 proyectos adjudicados, por su parte la ronda 2 sumo un total de

88 proyectos adjudicados, representado una potencia de 2043 MW sobre los 9321MW ofertados.

En su totalidad el programa renovar a incorporado 147 proyectos de energía renovable representado una potencia total de 4.666,5MW.

## Competidores Potenciales

En la actualidad hay una competencia muy reñida previa a la producción de energías renovables por acaparar la atención de los inversores, con el objetivo de lograr que el emprendimiento propuesto pueda ser financiado. Por lo tanto, cualquiera que esté en búsqueda de un inversor para producir energía limpia es, en fin, un potencial competidor.

Asimismo, empresas como IMPSA (Industrias Metalúrgicas Pescarmona S.A.) que provee soluciones integrales para la generación de energía a partir de recursos renovables, aunque actualmente cuentan con equipos para la generación hidráulica y eólica, no tendrían mayores impedimentos para invertir en solar.

## Sustitutos

Los principales sustitutos se dividen en dos grandes grupos: Los productores residenciales y los edificios autosustentables. Estos productos no tienen la capacidad de producir energía para su venta, pero el autoabastecimiento genera una migración de los proveedores de las distribuidoras hacia los mercados del MATER. Este es el caso de la ciudad alemana Schlierberg en donde a través de paneles solares han podido generar cuatro veces más energía de la que consumen. Estas conductas generan modificaciones en los mercados energéticos y pueden afectar e incluso limitar nuestro market share.

## Proveedores

Los principales proveedores de celdas fotovoltaicas son de origen extranjero, siendo China y Alemania los principales productores. Existe en Argentina productores de paneles solares como FIASA S.A. y Solartec de industria nacional, productores de las celdas y los paneles solares. Los precios se fijan a nivel internacional dado que existen pocas empresas con gran parte del mercado en cada uno de los insumos. En este escenario, es muy difícil que se pueda modificar generador pueda negociar el precio final

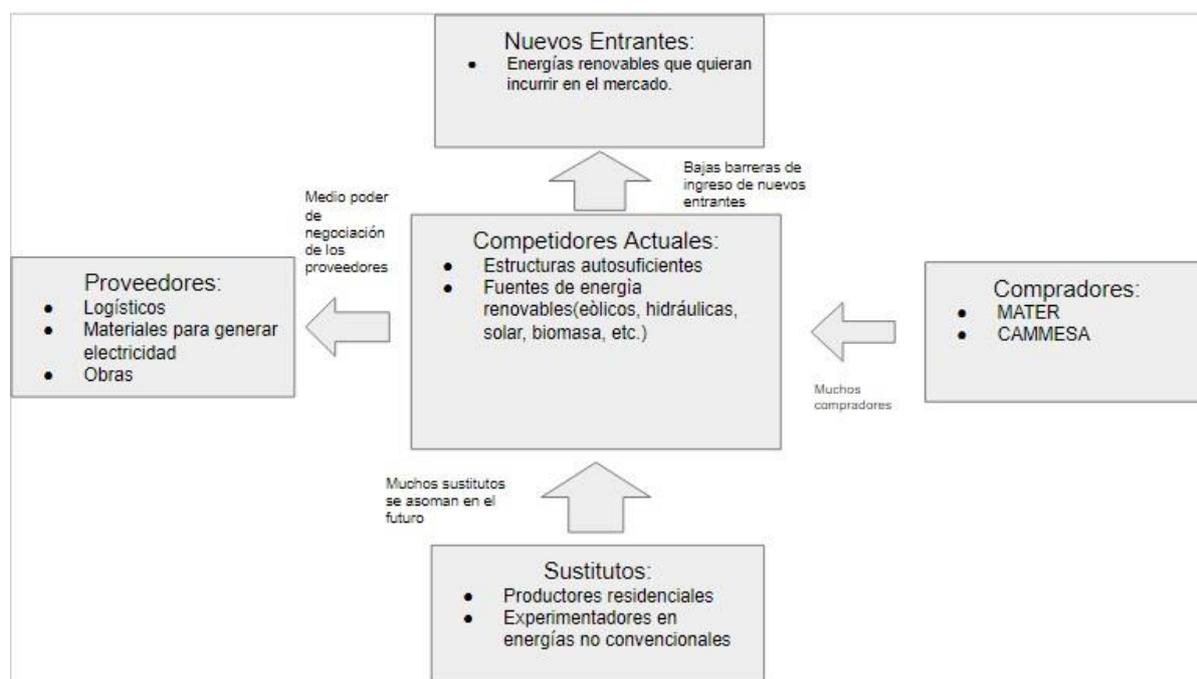
## Clientes

Por lo expuesto en el análisis de Mercado de Consumidor, existen dos mecanismos por el que un generador de energía renovable puede comerciar.

I Comerciar en el MATER permite buscar a grandes usuarios que tienen la necesidad de abastecerse de energía renovable para cumplir con la ley 27.191.

II Compra Conjunta. CAMMESA busca posibles generadores renovables para abastecer a aquellos grandes usuarios que deseen formar parte de este mecanismo.

En ambos casos, hay incentivos para que el cliente (GUH privado o CAMMESA) quiera encontrar a sus eventuales proveedores de energía, por lo tanto, no es evidente que tenga un impacto negativo en el rendimiento de la planta fotovoltaica. En cierta medida estos se ven presionados a contratar energía renovable por la ley vigente y por ahora la oferta no es tan grande. Por estos motivos el poder negociador de los clientes es bajo.



(Gráfico 1.27. Análisis de Porter)

En el cuadro de Porter se ilustra por medio de flecha apuntando hacia una dirección las fuerzas entre las distintas relaciones y se apunta hacia el mercado más fuerte en cada relación.

Debido a la escasez de proveedores de alta calidad de celda fotovoltaicas es que la flecha apunta hacia ellos. tener celdas con un factor de potencia alto es necesario para poder generar mayor cantidad de energía. Al tratarse de una planta de 300 MW será necesaria una gran cantidad de celdas fotovoltaicas y el factor de potencia para una gran cantidad tiene una mayor injerencia. Si bien se mencionan varios ejemplos de ciudades y edificios autosustentables todos los ejemplos ocurren en Europa y China. Se ve muy lejano la llegada de dichos conceptos con a la Argentina con costos que hagan efectiva su incorporación.

Ya que en 2017 se declaró la ley de emergencia energética, se han tomado varias medidas por parte del gobierno público en fomento de la fuente de energía, en particular las renovables. Eso hace que los contratos entre privados y de compra conjunta reciban beneficios impositivos y demás lo que torna esta relación con los compradores a nuestro favor.

La única barrera para nuevos ingresantes es la financiación la cual para proyectos de energías renovables suele ser alta. Dicho esto, no existe ningún otro tipo de barrera ya que por medio de licitaciones públicas se puede ingresar al mercado como generador.

## **Selección del Mercado y Cantidad a Ofertar**

Como generador, hay dos mecanismos por el cual se puede vender la electricidad producida:

- 1) Mercado a Término (A Distribuidores y Privadores)
- 2) Compra Conjunta (CAMMESA)

Tanto el Mercado a Término como la Compra Conjunta permiten establecer contratos entre el Generador y su Comprador. Esto le otorga una mayor previsibilidad al productor dado que le facilita la estimación de la demanda y el precio al que le va a vender la energía. Además, le garantiza un período de largo plazo en el que la planta generadora seguiría operando. Esto es clave para proyectos con una alta inversión inicial. Actualmente, el único eje por el que un generador puede ingresar en el esquema de la Compra Conjunta es mediante el programa RenovAr. Es una opción interesante dado que le ofrece muchísimos beneficios impositivos, pero viene con dos grandes desventajas:

- i) Su adjudicación depende totalmente de CAMMESA
- ii) Existen cupos de potencia máxima por región y por tipo de tecnología.

En cambio, operar dentro del MATER con un contrato entre privados le da al generador la flexibilidad de ofertar la cantidad de potencia que quiera. Además, dicho contrato puede realizarse con una o varias empresas.

Otro punto interesante del Mercado a Término es que, a partir de la ley 27.191, puede convertirse en el principal mecanismo por el cual los grandes usuarios comiencen a abastecerse de la electricidad que requieran. Esto se debe a que el precio en la Compra Conjunta depende enteramente de CAMMESA. En cambio, operar dentro del MATER le brinda la posibilidad de gestionar como va a cumplir con los cupos de consumo de energía renovable y a un precio que esté dispuesto a aceptar. Por lo tanto, desde la perspectiva de un Generador, es posible que operar dentro del Mercado a Término sea más beneficioso a pesar de que conlleva un mayor riesgo debido a la falta de beneficios fiscales y financieros. En otras palabras, se podría percibir un precio por MWh mayor al que recibiría dentro del programa RenovAr.

Es por este motivo que, para este proyecto, se apuntará a ofertar la energía producida a través

## del Mercado a Término.

Los potenciales **Cientes** de la planta fotovoltaica serían aquellos los principales grandes usuarios, presentados en las tablas 1.8 y 1.9, dado que, a partir de la ley 27.191, tienen un incentivo para abastecerse dentro del Mercado a Término.

La potencia a ofertar (Q), depende de las necesidades de potencia de estos grandes usuarios. Como se ha detallado en el gráfico 1.9, si uno tomase su consumo energético actual y le aplicara las restricciones de energía renovable (20%), acorde a la ley 27.191, en el año 2025, habría, como mínimo, una demanda adicional de 340 MW de origen renovable (Esto suponiendo que su consumo eléctrico no aumenta). Además, hay que considerar que, en el 2021, una gran parte de estos 340 MW ya deben estar en el sistema dado que 16% de la energía a utilizar debe provenir de fuentes renovables. En otras palabras, los grandes usuarios no tienen mucho tiempo para cumplir con esta ley.

Por estos motivos, se instalará una planta solar de **300 MW**. Esto es una potencia que va muy por encima de los cupos del programa RenovAr pero que no sobrepasa la demanda mínima esperada de electricidad de fuentes renovables por parte de los grandes usuarios habilitados.

## Precio

### Fijación del Precio del Producto

Una vez determinado que se procederá a vender en el mercado a término, es importante estimar el precio por unidad de MWh.

Como se ha explicado anteriormente, los grandes usuarios pueden firmar un contrato con un generador, estableciendo libremente la cantidad suministrada y el precio a pagar. Es razonable esperar que el Gran Usuario quiera pagar un precio inferior al del esquema de la compra conjunta dado que, de lo contrario, no tendría motivos para abastecerse de manera de privada en el MATER.

Es por este motivo que el precio por MWh del proyecto deberá ser inferior que el del esquema de compra conjunta. En otras palabras, deberá ser menor al precio monómico.

Sin embargo, el precio no puede ser más bajo que el necesario para cubrir los costos y la inversión inicial. Es por este motivo que también se debe establecer un precio mínimo. En este caso, se toma el precio por MWh más bajo que puede ofrecer una planta fotovoltaica en el Mercado Eléctrico Mayorista. Actualmente, esto sería en el Programa Renovar.

A partir de estos valores, que funcionan como “Piso y Techo” del precio, se determinará valor final por MWh.

$$P_{Renovar} = P_{Min} \leq P \leq P_{Max} = P_{Monómico}$$

Factores externos por considerar:

El mercado eléctrico se comporta de manera similar al de uno de competencia perfecta con la salvedad de que se requieren grandes inversiones para ingresar al él. Es por este motivo que, tanto un proyecto solar como cualquier otro generador eléctrico, no puede ofertar la energía que produce a precios muy superiores a la media. Otro punto para considerar es el del escenario económico y político actual. Los vaivenes que ha sufrido la Argentina en los últimos años, la inestabilidad económica a nivel global y la posibilidad de que haya un cambio rotundo en la esfera política local, no son factores alentadores para proyectos cuyo horizonte temporal se extiende por más de dos décadas. Si el precio que se fija es muy bajo, el proyecto queda muy expuesto y con poco margen de supervivencia.

### Precio Monómico

Para esta sección, se procederá a utilizar una herramienta llamada Mean Reversión. Comúnmente usado en el sector de las finanzas para analizar opciones y futuros de commodities, esta herramienta estocástica trabaja sobre el supuesto de que el precio de algunos bienes tiende a la media histórica.

Antes de comenzar, se debe considerar que el conjunto de datos utilizado sea de un periodo donde no se haya producido un cambio sustancial en el mercado o en la economía. Es por este motivo que se ha decidido en utilizar los precios monómicos promedio de cada año posterior a la crisis del 2001. Sin embargo, para poner estos precios en valores reales, se dolarizaron las tarifas con el valor del dólar promedio en su momento, según el Banco Central de la República Argentina. Luego, se actualizaron a precios del dólar del 2019, tomando la inflación anual.

En la siguiente tabla, se podrán ver los datos recaudados.

Año	Precio Monómico Pesos	Dólar Promedio	Valor actual USD vs 2019	Precio Monómico Dólar Real
2002	28.80	3.37	1.42	12.12
2003	38.50	2.95	1.39	18.15
2004	53.70	2.94	1.36	24.83
2005	66.60	2.92	1.31	29.84
2006	92.50	3.07	1.27	38.22
2007	131.30	3.12	1.24	52.26
2008	166.00	3.16	1.19	62.47
2009	178.80	3.73	1.19	57.05
2010	256.30	3.91	1.17	76.65
2011	319.50	4.13	1.14	88.2
2012	332.00	4.55	1.12	81.71
2013	389.40	5.48	1.09	77.51
2014	550.00	8.12	1.08	73.11
2015	653.50	9.27	1.08	76.15
2016	1054.90	14.78	1.07	76.38
2017	1173.00	16.56	1.04	73.68
2018	2117.00	28.11	1.02	76.81

(Tabla 1.30. Datos de Precio Monómico en Pesos, Dólar promedio y Precio Monómico dolarizado)

Validar las reglas de Random Walk:

Como se puede apreciar en la siguiente fórmula, el precio monómico de un año  $Y_t$  puede ser determinado en mayor o menor medida con el precio del año anterior y un error.

$$Y_t = Y_{t-1} + E_t$$

Para que el conjunto de datos cumpla con las reglas de Random Walk deben validarse dos supuestos.

i) Alta correlación entre los precios monómicos de dos periodos consecutivos. Esto justifica el supuesto de que el precio del año anterior es un buen indicador del precio del año actual. Se espera que haya una alta correlación directa y, por lo tanto, debe devolver un valor positivo mayor a 0.8. En la figura a continuación se pueden ver los valores Actuales y T-1 como también el coeficiente de correlación entre las dos matrices. Como se obtiene un 0.956, se puede confirmar la hipótesis de que hay una alta correlación entre ambos.

Año	Precios actuales	Precio T-1
2003	18,15	12,12
2004	24,83	18,15
2005	29,84	24,83
2006	33,22	29,84
2007	52,26	38,22
2008	62,47	52,26
2009	57,05	62,47
2010	76,65	57,05
2011	88,2	76,65
2012	81,71	88,22
2013	77,51	81,71
2014	73,11	77,51
2015	76,15	73,11
2016	76,38	76,15
2017	73,68	76,38
2018	76,81	73,68
Correlacion	0,94	

*(Tabla 1.31. Datos de Precios Actuales y T-1)*

ii) Baja correlación entre los errores consecutivos (Et y Et-1). Esto es debido a que es deseable que el residuo tenga un comportamiento netamente aleatorio. En otras palabras, se busca que el residuo del periodo anterior no sea un buen indicador del residuo del siguiente periodo.

Año	Error T-1	Error T-2	Error T-3	Error T-4
2006	8,37	5,01	6,68	6,03
2007	14,05	8,37	5,01	6,68
2008	10,21	14,04	8,37	5,02
2009	-5,41	10,20	14,05	8,37
2010	19,59	-5,41	10,21	14,05
2011	11,55	19,59	-5,41	10,21
2012	-6,49	11,55	19,59	-5,41
2013	-4,20	-6,48	11,55	19,59
2014	-4,40	-4,19	-6,49	11,55
2015	3,04	-4,40	-4,20	-6,49
2016	0,23	3,04	-4,40	-4,20
2017	-2,70	0,23	3,04	-4,40
2018	3,13	-0,70	0,23	3,04
Correlación de errores		0,17	0,17	0,14

(Tabla 1.32. Datos de los distintos errores en las mediciones)

En la tabla anterior, para cada año, se muestran los errores de los 4 periodos anteriores. Luego se busca estimar su correlación y en este caso los índices obtenidos están debajo de 0.25. Esto es una buena señal dado que sugiere que no hay una fuerte correlación entre los errores y, por lo tanto, un error T-2 no es un buen indicador para predecir un error T-1. Además, se procede a calcular la media y el desvío del Error T-1 para implementarlos en el Random Walk y el Mean Reversion. Estos valores están a continuación:

Media	4,10
Desvió	7,87

(Tabla 1.33. Media y desvío del Random Walk)

Hasta aquí se ha cumplido con todos los requerimientos para llevar a cabo un análisis de tipo Random Walk. Esta herramienta consiste en un proceso iterativo que toma como inputs el valor medio del último año en que se tiene información real y la varianza del error para luego de volver un intervalo donde, dependiendo del nivel de confianza, estaría el precio histórico de nuestro commodity.

Sin embargo, implementar un sistema de Random Walk no es suficiente para predecir el precio histórico porque siempre tiene forma divergente y, por lo tanto, hace que la proyección pierda sentido porque no termina de acotar el rango donde estaría. Además, esta herramienta supone que la media queda constante, cosa que no necesariamente se cumple. A la hora de implementar el Mean Reversion esto deja de ser un problema porque cuenta con algunos supuestos adicionales como el " efecto resorte" donde, cuanto más alejado esté un precio de la media, mayor será la tendencia a volver a ella.

Para realizar el análisis de Mean Reversion, se debe realizar una regresión cuyo Y es la diferencia entre el precio monómico actual y el del año anterior, tomando como variable significativa al precio monómico del año anterior. Esto se puede ver en la ecuación a continuación.

$$Y' = (Y_t - Y_{t-1}) = \alpha + \beta(Y_{t-1}) + \epsilon_t$$

A partir de la regresión, se obtiene un coeficiente Beta igual a -0.1769.

Coeficientes	
Intercepción	17.92
Variable X 1	-0.22

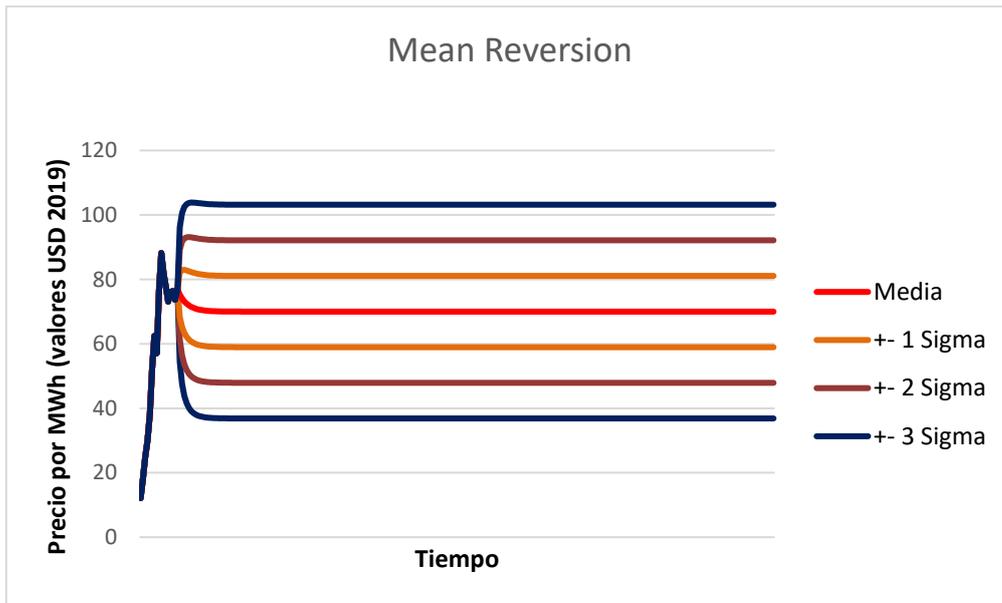
(Tabla 1.34. Coeficientes de la función)

A partir de aquello se puede proceder con el Análisis Mean Reversion. Este es otro proceso iterativo, pero, a diferencia de Random Walk, plantea las siguientes fórmulas para estimar el valor esperado y la varianza. Es importante aclarar que se usan las mismas constantes que en el proceso de Random Walk donde N es una constante que se obtiene a partir del coeficiente que multiplica a la variable significativa en la regresión del punto 2.

$$E[Y(T)] = M + (Y(0) - M) * e^{-nT}$$

$$Var[Y(T)] = \frac{\sigma^2}{2n} (1 - e^{-2nT})$$

Los resultados obtenidos son los siguientes:



Gráfica 1.30. Distintos costos para las distintas desviaciones posibles)

	Límite Inferior	Media	Límite Superior
1 sigma	58,96	70,02	81,07
2 sigma	47,91	70,02	92,12
3 sigma	36,86	70,02	103,17

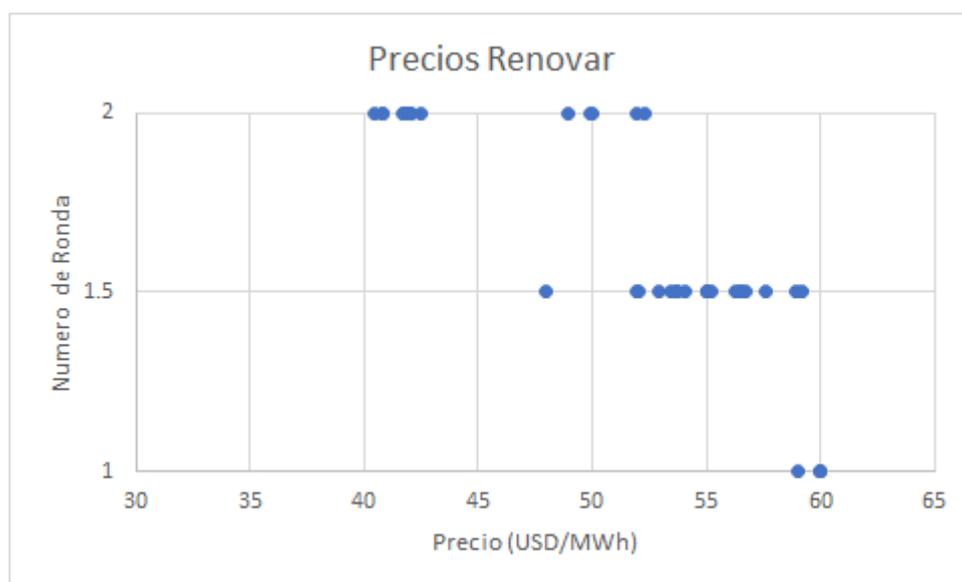
(Tabla 1.35. Límites y media para las distintas sigmas)

En definitiva, dependiendo del nivel de confianza que uno quisiera tomar, varía el rango donde estaría el nivel histórico. Sin embargo, luego de consultarlo con la cátedra, el resto del análisis se llevará a cabo tomando como precio histórico al valor esperado, 70.02 USD/MWh. Este precio difiere levemente con el precio monómico actual de 71 USD/MWh. Por lo tanto, el valor obtenido a partir del estudio de Mean Reversion, no aporta mucha información excepto por el hecho de que no se espera que haya un gran movimiento en el precio monómico (si no hay un gran cambio en el mercado eléctrico, por ejemplo, una crisis económica).

Para el precio máximo, se tomará el precio monómico actual, 71 USD/MWh.

## Precios RenovAr

En los primeros programas de RENOVAR se aprobaron 41 proyectos solares. Sin embargo, solo hubo 3 instancias y es por este motivo que no hay información suficiente para realizar un análisis estadístico como una serie de tiempo. Sin embargo, es muy útil graficar esta información dado que muestra que hay una tendencia a la baja en los precios.



(Gráfica 1.31. Comparación Precio RenovAr para proyecto Solares con el Número de Ronda)

La diferencia en el precio entre proyectos de la misma instancia se puede explicar en función a su ubicación y a su matriz de costos ya que la fórmula de aprobación que toma CAMMESA depende solamente de esos factores.

A continuación, se presentan los valores de la Media, Mediana y Moda para cada uno de los llamados a licitación. Entre los puntos más destacables, uno puede ver cómo se produjo una baja en la media (de la ronda) del 25.9% en tan solo 3 años.

	Ronda 1	Ronda 2	Ronda 3
Media	59.75	54.84	44.25
Moda	60	55	41.76
Mediana	60	55	41.85
Proyectos	4	20	17

(Tabla 1.36: Estimadores para las distintas rondas, Sistemas Fotovoltaicos (USD/MWh))

Para el resto del análisis, se tomará como referencia el precio medio ofertado de la ronda 3 (44.25 USD/MWh) ya que es el más reciente.

## Determinación del precio

A partir de lo analizado, anteriormente, establecemos el siguiente intervalo para el precio al que se ofertará el MWh producido.

$$44.25 = P_{Min} \leq P \leq P_{Max} = 71$$

Tomando un precio tentativo de 60 USD/ MWh, creemos que el proyecto se ajusta a las restricciones que se han mencionado anteriormente por los siguientes motivos:

- 1) Ofrece un incentivo al Gran Usuario para abastecerse por fuera de la compra conjunta. Esto se debe a que se ahorraría 11 USD /MWh.
- 2) Ofrece un incentivo al Generador para ofertar en el Mercado a Término, ganando 15.75 USD adicionales por MWh y con una capacidad de ofrecer una potencia mayor a los límites establecidos por el programa RenovAr.

Es difícil comparar este precio con los demás generadores solares dado que los contratos se realizan entre privados y no hay una obligación para publicarlos. Sin embargo, hay algunos ejemplos que se conocieron dado que se trataban de licitaciones con empresas públicas:

- Central Puerto ofertó a 61.5 U\$D /MWh (Tecnología Eólica)
- YPF Luz ofertó a 60.66 U\$D /MWh (Tecnología Solar)<sup>14</sup>

Ambas ofertas están dentro de nuestro intervalo propuesto y, además, se aproximan muchísimo a nuestro precio, por lo tanto, nos asegura que una oferta de 60 USD/MWh no se encuentra lejos del valor del mercado.

La factibilidad del proyecto solamente se podrá concluir luego de haber finalizado de analizar los aspectos restantes del proyecto.

## Venta

En concordancia con el anexo a la resolución 281/17, según define la venta entre privados, la totalidad de energía a vender es aquella generada por el tamaño de parque solar, objeto de estudio del presente trabajo. De esta manera la cantidad quedara restringida por la capacidad de producción del parque, dependiendo básicamente de la localización (Recurso solar), las tecnologías utilizadas y las condiciones de conexión a la red de transporte.

---

<sup>14</sup> (Singh, 2019)

**Resultado Final:**

CONCEPTO	UNIDADES	VALORES
TAMAÑO	MW	300
PRECIO	U\$/MWh	60

*(Tabla 1.37. Datos Unidades de energía vs. Precio)*

## II. CAPÍTULO ESTUDIO DE INGENIERÍA

### Análisis de producción y selección de componentes

#### Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico es el proceso, mediante el cual una célula fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad. La interacción entre las ondas electromagnéticas y la materia se lleva a cabo mediante partículas elementales llamadas fotones. Los fotones de la radiación solar poseen diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda (frecuencias) del espectro solar. Cuando la luz solar (fotones) incide sobre un semiconductor pueden pasar tres cosas:

1. El fotón atraviesa el silicio y sigue su camino. (energía del fotón no es suficiente).
2. El fotón es reflejado por la superficie de silicio. (energía del fotón es demasiada).
3. El fotón es absorbido por el semiconductor. (energía del fotón es óptima).

Existen distintos componentes a la hora de diseñar un parque solar que se ajustan de mejor manera a cada proyecto, según los objetivos de estos. Por lo que en este capítulo el objetivo es describir el funcionamiento de los paneles solares, como así también de los componentes necesarios para su instalación.

#### Eficiencia

La eficiencia de un panel solar depende de:

- I. La energía solar recibida.
- II.** Los paneles seleccionados. (distintos materiales de composición).
- III. La orientación angular de los paneles:
  - A. Orientación fija.
  - B. Orientación del Angulo de azimut móvil y el de elevación fijo.
  - C. Angulo de azimut y elevación móviles. (trackeador automático).
- IV. La condición climática del lugar.

La energía eléctrica obtenida a partir de la interacción de los fotones con una celda fotovoltaica utiliza al sol como fuente única, irremplazable e inagotable de energía. La densidad de energía (definida como el producto escalar entre dos vectores, por un lado, el del rayo de luz que incide en una superficie y por el otro la componente normal al área de dicha superficie) varía con la posición (altura) del sol según la hora del día y la época del año. Según como se oriente a los paneles va a lograr mayor incidencia de los rayos solares, aumentando la densidad de energía sobre los mismos mejorando el rendimiento y la potencia obtenida. Esto requiere del arreglo de dos ángulos:

1. *Angulo de Azimut:* Seguimiento diario del movimiento del sol de este a oeste.

2. *Angulo de Elevación:* Seguimiento anual de la trayectoria solar en la dirección norte - sur.

En caso de no optar por un sistema de tracking (seguimiento) automático, es decir, orientar los paneles de manera fija:

- El ángulo de azimut se orienta hacia el Norte en el hemisferio Sur y hacia el Sur en el hemisferio Norte.
- El ángulo de elevación queda definido en función de la latitud del lugar.

Este criterio se traduce en:

- Para instalaciones con consumos constantes o similares a lo largo del año, es preferible optimizar la instalación para captar máxima radiación durante los meses invernales.  $\alpha = |\text{Latitud}| + \text{Corrección}$
- Para instalaciones con consumos inferiores en invierno puede utilizarse como inclinación el valor de la latitud del lugar. Se optimiza así para los meses de primavera y otoño.  $\alpha = |\text{Latitud}|$
- Para instalaciones que sólo se usan en verano (por ejemplo, riego) conviene emplear la siguiente inclinación:  $\alpha = |\text{Latitud}| - \text{Corrección}$

El ángulo de inclinación o elevación  $\alpha$  es el formado entre la superficie colectora y la horizontal del lugar. El ángulo  $\beta$  es el formado por la incidencia de los rayos solares y la perpendicular a la superficie colectora. Cuando  $\beta = 0$ , la superficie colectora es perpendicular a los rayos incidentes, por lo que la energía recolectada por el panel es máxima. Debido al movimiento de traslación de la tierra, la altura del sol varía con las estaciones, por lo que es imposible mantener un ángulo constante de elevación  $\alpha$  óptimo ( $\beta = 0$ ) para todo un año. De todas formas, a continuación, se muestra una tabla con los grados de corrección para menguar este problema en la opción fija y aprovechar al máximo los recursos.

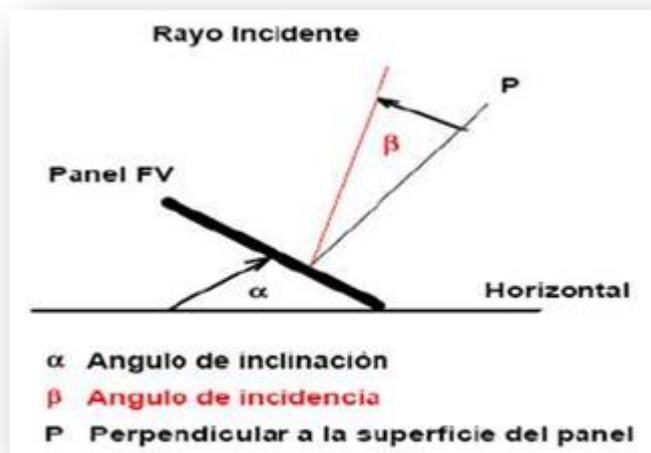
Latitud del lugar	Ángulo de inclinación $\alpha$
0° a 15°	15°
15° a 25°	= Latitud
25° a 30°	Latitud + 5°
30° a 35°	Latitud + 10°
35° a 40°	Latitud + 15°
> 40°	Latitud +20°

(Tabla 2.1: latitud del lugar vs. ángulo de inclinación)

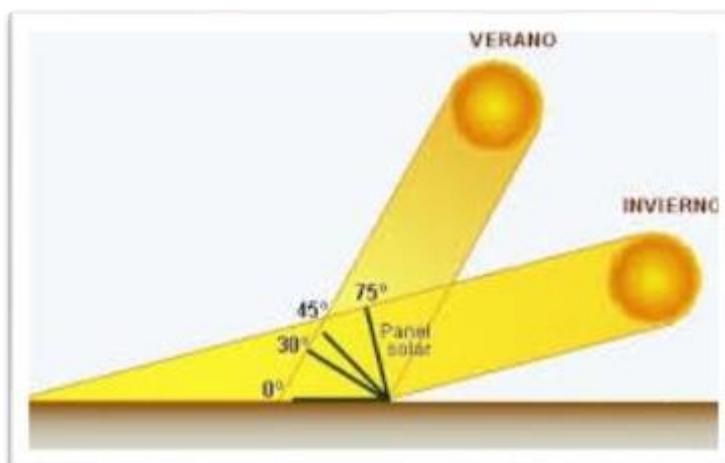
Es necesario destacar (porque resulta de gran importancia), que la inclinación por default que debe tener un panel es de 15° para que los mismos puedan autolimpiarse.

En el caso de optar por incorporar el sistema de seguimiento:

- Orienta los paneles solares de forma que éstos permanezcan aproximadamente perpendiculares a los rayos solares.
- Con un movimiento azimutal se recoge de 10% a un 25% más que las estructuras fijas.
- Con movimiento azimutal y de elevación, entre un 30% y el 45% frente a las instalaciones fijas.



<sup>15</sup>(Gráfico 2.1: Esquema del panel solar y rayo incidente)



<sup>16</sup>(Gráfico 2.2: Incidencia de rayos solares frente a los distintos ángulos)

## Radiación solar

La irradiancia es la magnitud que se utiliza para poder interpretar cual es la cantidad de energía en el tiempo (potencia [w]) aportada por el sol por cada metro cuadrado en el que incide. La potencia entregada por el sol, cambia radicalmente según la geolocalización, el momento del año, las condiciones de nubosidad, esta última condición acarrea el fenómeno conocido como

<sup>15</sup> (Erazo Vinueza, s.f.)

<sup>16</sup> (Aldar, s.f.)

radiación difusa. La irradiancia que llega a la parte superior de la atmósfera es casi siempre la misma, ya que la distancia entre el sol y la tierra es prácticamente constante todo el año.

Puesto que el sol se encuentra a diferente altura sobre el horizonte según la época del año (traslación), su intensidad de radiación calienta la superficie con más o menos efectividad debido a que la potencia de la radiación incidente debe distribuirse sobre una mayor superficie. Es decir, que los rayos en una época se dirigen con mayor divergencia sobre la superficie, por lo tanto, la intensidad es mucho menor (invierno), en cambio en verano los rayos solares inciden en una condición bastante más vertical, o de convergencia a un área, entonces la intensidad aumenta considerablemente.

La irradiancia posee un valor distinto para cada instante del día (rotación). El sol del mediodía será más intenso que a la mañana o a la tarde debido a la incidencia de sus rayos. Por esta condición es que medimos irradiancia en función del momento del día (horas). El área bajo esta curva se denomina insolación.

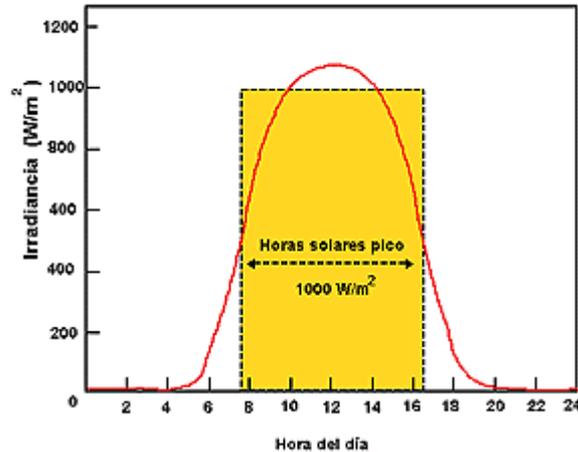
Si se mantiene un ángulo de inclinación fijo (de la superficie que colecta la energía), el valor de la insolación en una dada locación estará afectada por las condiciones atmosféricas y la posición del sol respecto del horizonte. Si la superficie colectora posee un trackeador (seguidor) solar, la medición sólo se verá afectada por las condiciones meteorológicas. La presencia de nubes incrementa la absorción, reflexión y dispersión de la radiación solar. Las zonas desérticas tienen los mayores valores de insolación en el planeta debido a que carecen de nubes.

La potencia de los paneles fotovoltaicos se especifica como estándar en Watt pico [Wp], lo cual representa la potencia eléctrica que entrega el panel cuando:

- La irradiancia sobre él es de 1000 W/m<sup>2</sup>
- El espectro de la fuente lumínica equivale a la de una Masa de Aire = 1,5 (Este parámetro determina indirectamente la distancia entre la altura del sol respecto al horizonte y un observador fijo sobre la Tierra).
- La temperatura de trabajo es de 25°C (aproximadamente 0°C de temperatura ambiente).

Con el objetivo de facilitar los cálculos a la hora de dimensionar los paneles fotovoltaicos, se define la Hora Solar Pico (HSP) como el número de horas de un día con una irradiancia ficticia de 1000 W/m<sup>2</sup> que tendría la misma insolación total que la real de ese día. De esta manera, conociendo la insolación de un determinado lugar, puede calcularse de manera sencilla la energía generada por un determinado panel fotovoltaico.

Debido que la potencia pico de los paneles se certifican con una irradiancia de 1kW/m<sup>2</sup>, la unidad HSP facilita los cálculos para la obtención de la energía aportada por el panel cada día.



(Gráfico 2.3: Irradiancia vs horas del día)<sup>17</sup>

## La Célula Fotovoltaica

Dispositivo que permite transformar la energía lumínica (fotones) generada por el sol en energía eléctrica (flujo de los electrones libres en un material) mediante el efecto fotovoltaico los elementos que las componen son semiconductores.

Dependiendo que tipo de semiconductor se seleccione y la forma en que haya sido construido van a haber diferencias en la eficiencia del sistema estas van desde el 6% al 30%. La vida útil de estos elementos ronda los 25 años, si bien cada año que pasa aumenta el desgaste y la eficiencia, esta última desciende considerablemente a partir de los 20 a 25 años, lo que implica que luego de este periodo hay que realizar un reemplazo de los mismos.

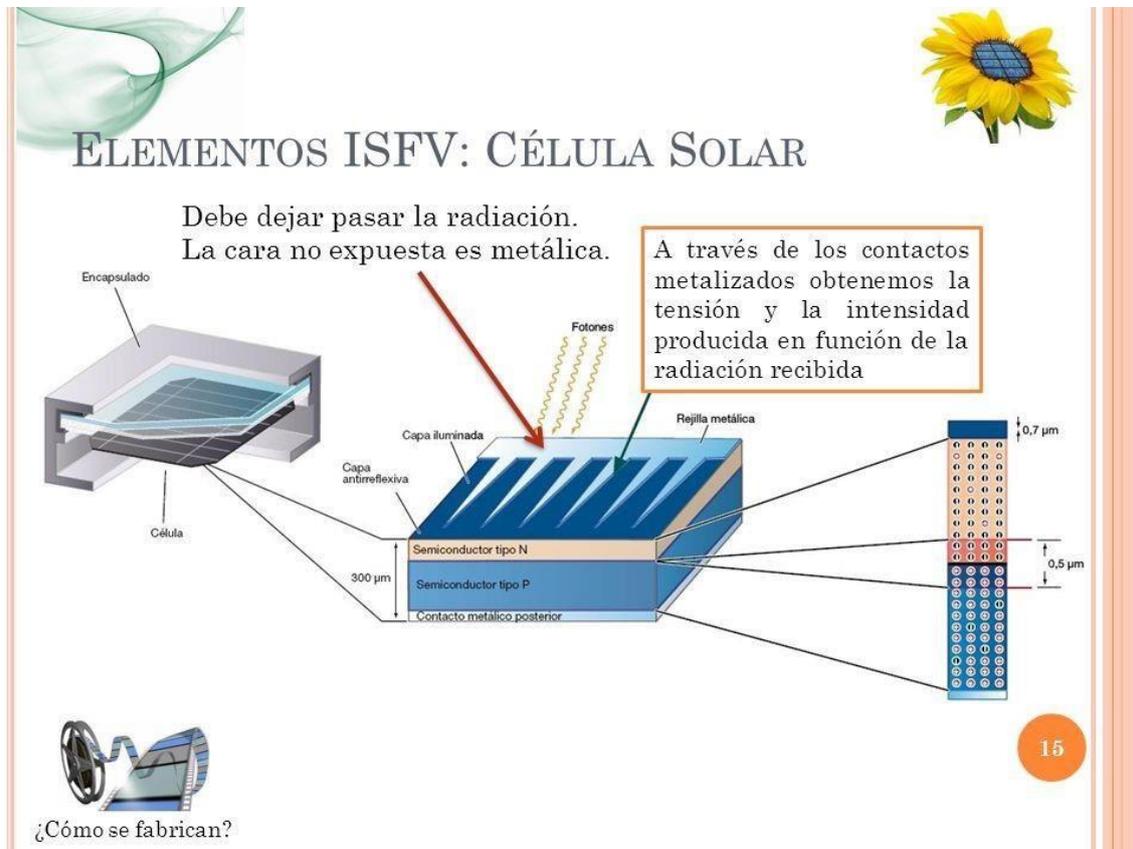
La tensión y la corriente de salida de las celdas es baja, esta situación se resuelve de dos maneras dependiendo la necesidad del sistema o bien conectando en serie las celdas o con una conexión en paralelo. Si se conectan en serie el resultado es que la tensión de trabajo se eleva (usualmente 12V o 24V) y en paralelo para aumentar la corriente de salida. El agrupamiento de las celdas es lo que constituye a los paneles solares.

## Semiconductores

Elementos que presentan conducción eléctrica inferior a las de un conductor metálico pero superior a las de un aislante. Los elementos usualmente utilizados son: germanio (Ge), arseniuro de galio (GaAs) y el silicio (Si). El semiconductor más utilizado es el silicio (Si) elemento más abundante en la naturaleza, después del oxígeno, sin embargo, la refinación del mismo es costosa y es un proceso que requiere alta demanda de energía, además durante el proceso de cortado se desperdicia mucho material, que en caso de querer reutilizar el scrap es necesario un procesamiento de alto costo. Hoy en día las celdas fotovoltaicas de silicio son

<sup>17</sup> (Leloux, 2005)

las que dominan el mercado, contabilizando alrededor del 90% de los módulos que se fabrican en el mundo. Son el alma del funcionamiento del panel se encuentran en el interior del panel formando la célula fotovoltaica. En la ilustración 2.4, se puede observar con mayor claridad su lugar y participación en el panel.



(Gráfico 2.4: Elementos ISFV: Célula Solar)<sup>18</sup>

La célula fotovoltaica está formada básicamente por un semiconductor con una juntura PN. El material semiconductor como material en si no tiene mayores aplicaciones. Pero si se le incorporan ciertos átomos de otras substancias, la conductividad de estos materiales varía drásticamente. A este proceso se lo conoce como *dopaje*. Si sobre un mismo trozo de semiconductor se dopa una zona con material donante y otro con material aceptador, creando dos zonas semiconductoras denominadas tipo N y tipo P, estableciendo así una zona de contacto o unión entre ambos, llamada juntura PN. Esta juntura forma un campo eléctrico en el semiconductor logrando un equilibrio en dónde no hay movimientos de carga dentro del material. Esta unión entre dos semiconductores dopados forma las bases de la electrónica de estado sólido.

Ahora bien, únicamente los fotones que son absorbidos generan electricidad. Cuando esto último sucede, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula

<sup>18</sup> (Cancino, 2014)

fotovoltaica, con esta energía intercambiada, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo y ser arrastrado por el campo eléctrico formado por la juntura PN para generar una diferencia de potencial dentro de la célula fotovoltaica. Si las terminales de la célula fotovoltaica son conectadas a una carga eléctrica, circulará una corriente eléctrica en el circuito formado por la celda, los cables de conexión y la carga externa. Para que suceda lo anterior va a depender fuertemente del material que se utilice y esto se debe a que no todo el espectro luminoso produce lo mismo en cada material.

Es decir, la incidencia espectral en una célula fotovoltaica y como responde el dispositivo a la misma, es una medida de la respuesta (medida en forma de corriente generada) del mismo expuesto a la luz solar. El rendimiento de una célula fotovoltaica depende fuertemente del contenido espectral de la radiación incidente, ya que las mismas responden de manera distinta a las frecuencias (longitud de onda) de la radiación incidente. Esta respuesta está dada por los materiales con las que están construidas. Una célula fotovoltaica es tanto mejor cuánto mejor respuesta espectral posee, esto es, el que mejor adapte su curva de respuesta espectral al espectro de la radiación solar.

La magnitud utilizada para medir el rendimiento de los paneles/celdas es la relación entre la energía eléctrica generada y la energía luminosa utilizada para obtenerla: Dónde “ $\eta$ ” es el valor porcentual de la eficiencia. La diferencia entre ambas energías, es decir, el por qué “ $\eta$ ” es menor que 1, se debe a las pérdidas energéticas. Existen dos tipos de pérdidas, las que ocurren dentro de la célula fotovoltaica y las que ocurren fuera de la misma.

## Pérdidas

### Reflectancia de la superficie colectora

La superficie colectora de una célula actúa como un espejo, por ejemplo, en el caso de las células de silicio monocristalino la misma puede reflejar hasta el 30% de la luz incidente. Para disminuir la reflectancia, la superficie de colección recibe una capa anti reflectiva (porosa). Este efecto se disminuye un 10% esta última condición. También, es posible incorporar una segunda capa, que baja la reflectancia un 4% más, pero incrementa el costo. La capa anti reflectiva se extiende a todo tipo de células.

### Pérdidas por los contactos eléctricos:

Los contactos metálicos colocados para coleccionar y redistribuir las cargas generadas por la luz solar, tapan parte de la superficie de captación. Las pérdidas por este concepto pueden evaluarse, como media, en un 8%, ya que dependen del diseño.

### Energía de los fotones incidentes:

Como mencionamos con anterioridad, los fotones deben ser absorbidos por la célula para poder obtener energía eléctrica como producto final, entonces en los casos que los fotones incidentes no posean la energía suficiente o incidan con demasiada energía estaremos frente a la imposibilidad de obtener energía eléctrica y estas situaciones representan un 50% de las

perdidas energéticas.

Pérdidas por recombinación:

El proceso de recombinación depende de los defectos de la estructura cristalina del semiconductor. Cuanto más puro sea, estas pérdidas serán menores (15%).

Pérdidas por resistencia serie:

Son debidas al calentamiento que se produce a la circular la corriente eléctrica a través del silicio (efecto Joule). Representan sobre el conjunto un 2% - 3%.

## Tipología de células solares

Dentro de las distintas tipologías de células existentes en la construcción de módulos fotovoltaicos, en este análisis nos centraremos en los siguientes tipos de células:

- Silicio cristalino:
  - o Células de Silicio Monocristalino
  - o Células de Silicio Policristalino
  
- Película delgada:
  - o Células de Silicio Amorfo
  - o Células de Telurio de Cadmio (CdTe)
  - o Célula de Diseleniuro de Indio y Cobre con Galio (CIS y CIGS)

### Células de silicio cristalino

Las células cristalinas están formadas fundamentalmente por silicio, este no se encuentra en estado puro sino unido al oxígeno en forma de dióxido de silicio. Para obtener silicio puro, se debe separar primero del oxígeno no deseado del dióxido y para ello se introduce la arena de cuarzo y polvo de carbono en un crisol donde se funden. De esta manera se obtiene silicio metalúrgico con una pureza del 98%.

Este silicio no es de la suficiente pureza como para que pueda ser utilizado con fines electrónicos, por este motivo se purifica el silicio metalúrgico mediante procesos químicos.

El silicio se muele y se mete junto con gas clorhídrico en un horno. El producto químico de dicha reacción es el hidrógeno, el  $\text{Cl}_3\text{Si}$  y un líquido que hierve a 31 °C. Mediante destilaciones sucesivas se consigue el grado de pureza deseado.

Posteriormente se coloca el  $\text{Cl}_3\text{Si}$  con hidrógeno a 1.000 °C obteniéndose así silicio. Este silicio puede ser manipulado posteriormente de muchas formas diferentes, en función del procedimiento se obtiene células monocristalinas o policristalinas.

### Células de Silicio Monocristalino

Para la obtención de silicio monocristalino de aplicación terrestre se establece un proceso

denominado Czochralski (proceso en crisol). Mediante este procedimiento, se toma una semilla de silicio monocristalino con una determinada orientación cristalina y se introduce en el crisol hasta que toca la superficie de la masa fundida de silicio que se encuentra en el crisol y se extrae hacia arriba girando muy lentamente sobre el eje de la varilla.

De esta manera se elaboran monocristales cilíndricos de un diámetro de unos 30 cm y una longitud de varios metros. Estos cilindros se cortan después en finas láminas de 0,3 mm de espesor denominadas obleas.

A partir de las obleas dopadas tipo p se produce una fina capa dopada tipo n, mediante difusión de fósforo. Tras la colocación en la capa posterior del contacto se colocan las líneas por donde circula la corriente en la cara anterior de la oblea y se le dota de una capa antirreflejante.

Existen otros métodos de fabricación de silicio monocristalino, como el de fases líquidas que permite obtener células de mayor pureza y rendimiento, pero a su vez el material que se emplea resulta que el método sea más caro. El rendimiento obtenido con el método de Czochralski ronda el 15-18%.

#### Células de Silicio Policristalino

El proceso de elaboración más usado para la obtención de silicio policristalino es el procedimiento de fusión en bloques. Se toma sílice al vacío y se calienta a 1.500 °C, que, debido a la menor temperatura del fondo del crisol, 800°C, se enfría de nuevo.

De esta forma se forman bloques de silicio de 40x40 cm y 30 cm de altura. Estos bloques se cortan en lingotes y posteriormente en obleas de 0,3 mm de espesor. En el corte de las obleas se pierde parte del silicio. Mediante el proceso de dopaje con fósforo también se ponen los contactos eléctricos por la cara posterior. Por último, se dota a la oblea con la red para direccionar la corriente en la cara anterior, así como un tratamiento superficial antirreflejante. El rendimiento obtenido con este método ronda el 13-15%.

#### Células de Película delgada

Los procesos de fabricación de células solares de película delgada se han desarrollado fuertemente a partir de los años noventa. Para fabricarlos se cubre un sustrato (vidrio en la mayoría de los casos) con una capa muy fina de un semiconductor sensible a la radiación (fotosensible). Se emplean procedimientos como procesos de deposición, método Sputter (pulverización catódica) o baños electrolíticos. Como material semiconductor se utiliza silicio amorfo, CuInSe<sub>2</sub> (CIS) y CdTe.

Debido a la gran absorción de la radiación de estos materiales basta con espesores menores de 0,001 mm para la transformación de la radiación solar en electricidad. La temperatura que se alcanza en el proceso de fabricación es de unos 200- 500 °C frente a los 1500 °C de células de silicio cristalino.

El poco material y la baja energía consumida junto a la posibilidad de un alto grado de automatización del proceso ofrecen un considerable potencial de reducción de costes frente a la tecnología de silicio cristalino.

Otra diferencia entre las células de silicio cristalino y las de película delgada, es la forma de las células. Las células de silicio cristalino dependen de las medidas de las obleas, por el

contrario, en las células de película delgada el material empleado como sustrato, se puede cortar como se quiera y posteriormente cubrirlo con material semiconductor.

Sin embargo, a la conmutación interna solo se pueden conectar células de igual medida. En función de esto, la forma que más se aprovecha eléctricamente es la superficie rectangular.

Respecto al modo de conexión, también existe diferencias. Mientras que las células cristalinas se sueldan (conexión externa) las de película delgada se conectan monolíticamente (conexión interna).

Los módulos de película delgada se comportan mejor frente a la radiación difusa y al incremento de la temperatura que los de células cristalinas, por el contrario, su rendimiento, en condiciones climáticas normales, es peor por lo que la producción energética por unidad de superficie es menor.

Respecto al sombreado, los módulos de película delgada se comportan mejor, esto es debido a la forma de las células, tiras largas y delgadas, que son menos sensibles a sombreados ya que necesitaría un objeto largo y fino para cubrir la célula.

### Células de Silicio Amorfo

El silicio amorfo no forma ninguna estructura cristalina regular, sino una red desordenada. De esta forma da lugar a enlaces abiertos en los que se deposita el hidrógeno. El silicio amorfo hidrogenado (a-Si:H), se transforma en un reactor de plasma, mediante disposición química de fase gaseosa de silano ( $\text{SiH}_4$ ), en forma gaseosa. Para ello, la temperatura debe alcanzar 200-250 °C.

La dopación se realiza a través de una mezcla gaseosa, que contiene el elemento dopador necesario. En el caso de la dopación-p, se puede utilizar  $\text{B}_2\text{H}_6$  y para la dopación-n  $\text{PH}_3$ .

Debido a la pequeña longitud de difusión de a-Si:H dopado, los transportadores libres de carga en una unión p-n directa no duran lo suficiente para poder producir corriente.

Por ello se introduce una capa intermedia, no dopada, entre las capas dopadas n y p-, en la vida de los portadores de carga es mayor. Aquí tiene lugar la absorción de radiación y la producción de corriente.

Es ahora cuando las células se aíslan con vidrio por la cara anterior. Como alternativa también existe la secuencia contraria de capas (nip) y aisladas en la cara posterior. Se pueden obtener módulos flexibles sobre diferentes materiales como son planchas metálicas o de plástico.

Un inconveniente de las células amorfa es su bajo rendimiento debido al envejecimiento de las células por la inducción de la radiación (Efecto Staebler-Wronski) Influencia de la Tecnología Fotovoltaica en la Producción Energética 20 sobre todo durante los primeros 6-12 meses de puesta en funcionamiento. Para contrarrestar este problema se desarrollan las células formadas a su vez por 2 o 3 células, como son las células tándem y las triples sucesivamente depositadas. Cada parte de la célula se puede optimizar para un determinado rango del espectro y con ello aumentar el rendimiento global. Además, el efecto de envejecimiento se ve reducido en estas células. El rendimiento obtenido en estas células ronda el 5-8%.

### Células de Telurio de Cadmio (CdTe)

La elaboración de células de telurio de cadmio se consigue a partir de un sustrato con una capa conductora transparente, generalmente de óxido de estaño. Se coloca sobre ésta una capa conductora ventana de tipo n de CdS y a continuación una capa conductora absorbente tipo p de CdTe.

Los procedimientos de elaboración empleados son procedimientos sencillos como serigrafía, separación galvánica o aerosol. Para módulos de grandes dimensiones, se emplean procedimientos de evaporación en los que se mantienen suficientemente alejados la fuente de vapor y el sustrato. La separación de las capas de CdS y de CdTe, se lleva a cabo a unas temperaturas de unos 700 °C mediante proceso de vacío. La doble capa de CdS/CdTe se activa mediante sobrecalentamiento en una atmósfera con cloro.

El CdS se constituye como capa exterior absorbiendo una pequeña cantidad de radiación de onda corta y deja pasar el resto de la radiación hacia la capa activa de CdTe. El contacto metálico posterior se coloca mediante procedimientos de pulverización.

El principal inconveniente radica en la toxicidad producida por el cadmio. La unión CdTe no es tóxica y sí muy estable. Los riesgos medioambientales y de salud, sólo aparecen cuando está en estado gaseoso, pero nunca se dan el proceso de elaboración en una planta de producción. El rendimiento obtenido en estas células ronda el 6-9%.

### Célula de Diseleniuro de Indio y Cobre con Galio (CIS y CIGS)

El material semiconductor activo en las células CIS es el Diseleniuro de cobre e indio (CuInSe<sub>2</sub>). En ocasiones se encuentra CIS unido al Galio (CIGS y azufre).

Influencia de la Tecnología Fotovoltaica en la Producción Energética 21 Para la fabricación de células se toma el sustrato de vidrio en primer lugar y mediante pulverización catódica se coloca una capa delgada de molibdeno que actúa como electrodo posterior. La capa absorbidora CIS tipo p se crea en una cámara de vacío a una temperatura de 500 °C, al evaporarse simultáneamente el cobre, el indio y el selenio. Otra posibilidad sería colocar los elementos individuales en capas sucesivas.

Como contacto frontal transparente se puede utilizar óxido de zinc dopado con aluminio (ZnO: Al), que sería la capa dopada tipo n pulverizándose con una capa dopada intermedia de i-ZnO. Se suele utilizar una capa amortiguadora tipo n de sulfato de cadmio para reducir las pérdidas debida a la adaptación de los campos a la red de cristal de las capas CIS y ZnO. Las células CIS, a diferencia de las de silicio amorfo, no están sujetas a envejecimiento por la luz inducida. Un desarrollo previsible en este tipo de células es la sustitución de la capa amortiguadora de CdS por enlaces libres de cadmio. Actualmente las células más desarrolladas son las CIGS. El rendimiento obtenido en estas células ronda el 8-10%.

### Selección de paneles

Hoy en día los módulos de células de silicio policristalino son los más comúnmente usados a nivel mundial en la construcción de parques fotovoltaicos a gran escala. En comparación con otras tecnologías (Eficiencia de conversión), los módulos policristalinos presentan la ventaja

de ser una tecnología madura, con una eficiencia de conversión elevada, baja tasa de fallos y operación y mantenimiento muy simple. Por su parte los monocristalinos presentan una eficiencia de conversión elevada en comparación con las otras tecnologías mencionadas.

En comparación con la tecnología monocristalinas, la eficiencia de los módulos policristalinos es algo menor, sin embargo, los principales parámetros de trabajo son iguales y se comportan de la misma forma, al igual que la vida útil y estabilidad. Sin embargo, los módulos policristalinos poseen un precio del orden de US\$0.1/W más bajo. Mediante una matriz de selección decanta la opción del módulo policristalino, para asignarse los valores de eficiencia se tomó como referencia que el valor comparable al puntaje de 10 puntos sería 20% de eficiencia (máximo rendimiento que se logró hasta el momento), vida útil 30 años y costo de una celda de 330 w con superficie de 1956 mm x 992 mm es de 320 USD.

Factores	Peso relativo	Células de Silicio Monocristalino		Células de Silicio Policristalino	
		Puntaje	Total	Puntaje	Total
Eficiencia Promedio de mercado	40%	9	3,6	8	3,2
Vida util	30%	7	2,1	7	2,1
Costo de la celda	30%	3	0,9	6	1,8
Total	100%		6,6		7,1

(Tabla 2.2: Evaluación de células de silicio monocristalino vs. policristalino)<sup>19</sup>

En las ponderaciones realizadas (ver gráfico 2.2) la eficiencia conlleva el mayor peso de las variables analizadas, esto es porque el éxito del parque depende tanto de la estabilidad como de la energía generada, por lo tanto, afecta directamente a la producción como consecuencia a las ventas. En cuanto a las otras dos variables afectan directamente al costo del proyecto, ambas tienen el mismo peso, esto se debe a que en primer lugar el costo de la tecnología si bien viene bajando, no es lo suficientemente bajo como para poder desprestigiar el valor de la misma en el total de la inversión, por lo que impacta fuertemente en el proyecto, por su parte la vida útil es de vital importancia y guarda relación con lo mencionado anteriormente, el precio de los módulos, ya que una durabilidad limitada implicaría reposiciones permanentes de los módulos afectado directamente en la viabilidad del proyecto.

Para la selección del proveedor de los módulos fotovoltaicos se tendrán en cuenta los siguientes parámetros:

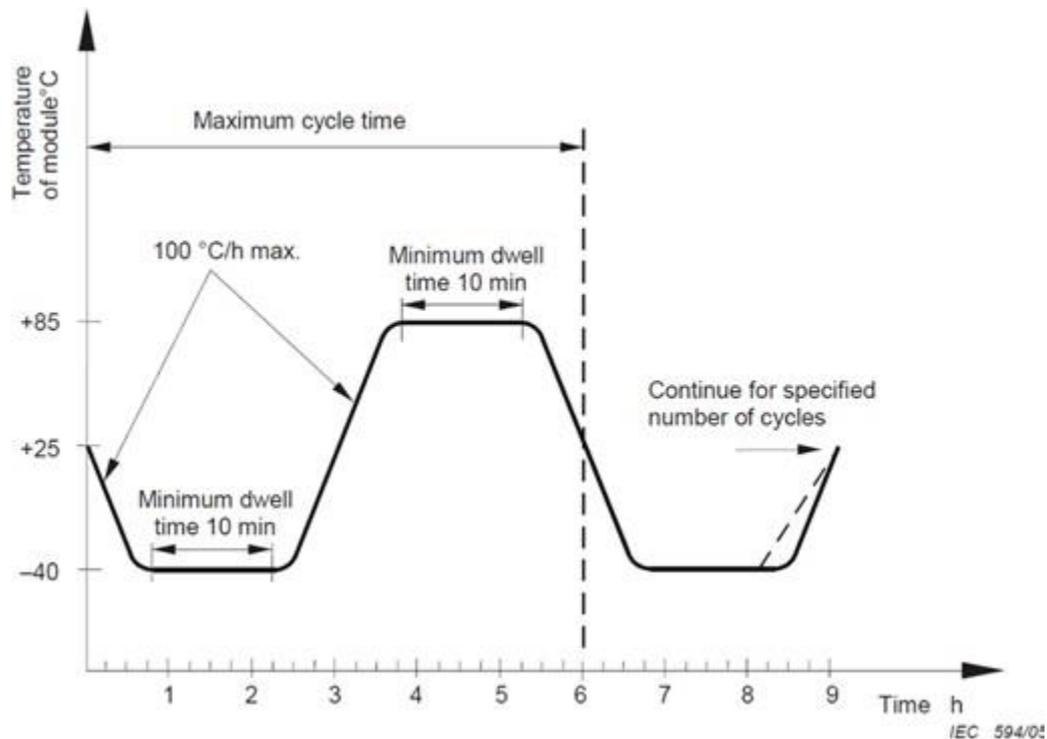
#### Prueba de ciclo térmico

La prueba se realiza de acuerdo con la norma IEC 61215: 2005.

El propósito de esta prueba es determinar la capacidad del módulo fotovoltaico para resistir los efectos (fatiga del material, tensiones de temperatura, etc.) de cambios rápidos de temperatura de 90 ° C a -40 ° C.

<sup>19</sup> Tabla de elaboración propia

Esta prueba pone una tensión sobre el módulo fotovoltaico, de modo que el efecto subsiguiente de los diferentes coeficientes de expansión térmica de las partes del módulo fotovoltaico se manifieste como defectos ocultos, como una soldadura deficiente, células craqueadas, delaminación, reducción del rendimiento y la resistencia a la insolación, etc.).



(Gráfico 2.5: Prueba de ciclo térmico)<sup>20</sup>

### Prueba de calor húmedo

La prueba de calor húmedo se usa para probar la resistencia contra la penetración de humedad a través de los recubrimientos de pintura a temperaturas relativamente altas. Hay dos opciones para realizar la prueba. En ambos casos, las muestras se someten a un clima constante de  $85 \pm 5\%$  de humedad relativa en una cámara climática. En la Prueba 10.7a, la temperatura de operación es de  $85 \pm 2^\circ \text{C}$  y el tiempo de prueba es de 1000 h. La prueba 10.7b funciona a una temperatura más baja de  $65 \pm 2^\circ \text{C}$ , pero el tiempo de prueba es mayor (2000 h).

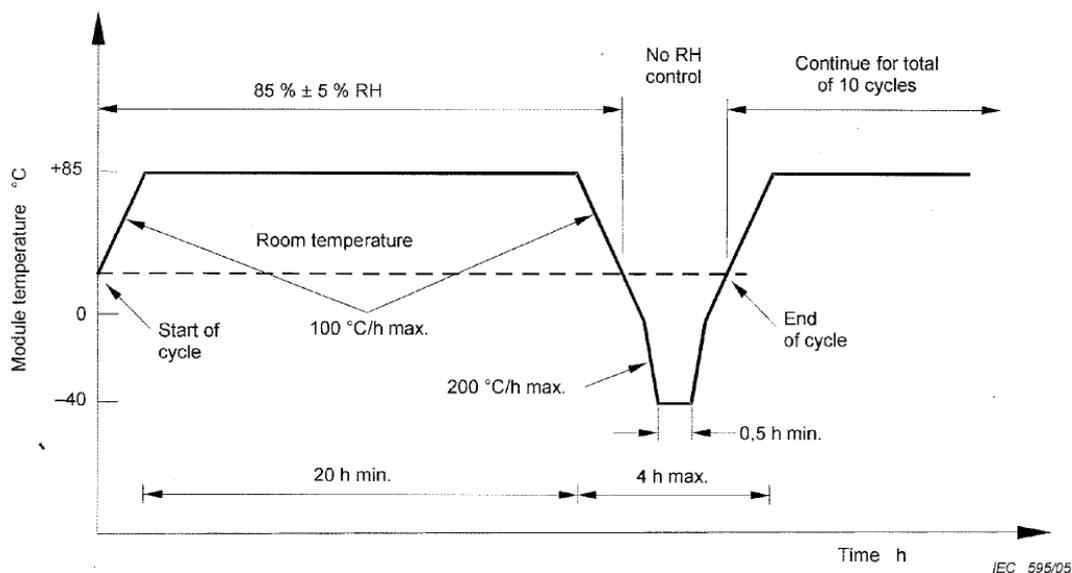
### Prueba de humedad helada

La prueba se realiza de acuerdo con IEC 61215: 2005.

Los módulos fotovoltaicos se someten a ciclos entre temperaturas de  $85^\circ \text{C}$  y  $-40^\circ \text{C}$ , con una humedad relativa del 85%. Los módulos fotovoltaicos se someten a 10 ciclos completos en la cámara climática cerrada de acuerdo con el perfil en la siguiente imagen. El propósito

<sup>20</sup> (Alibaba.com, s.f.)

es determinar la capacidad del módulo para resistir la penetración de humedad.



(Gráfico 2.6: Prueba de humedad helada)<sup>21</sup>

### Prueba de exposición a rayos UV

La radiación ultravioleta de alta intensidad en la luz solar destruirá las cadenas moleculares de los compuestos orgánicos en el material del módulo y reducirá la transmisión de la luz junto con sus propiedades mecánicas, lo que dará como resultado una menor eficiencia del módulo y una menor generación de energía. La estabilidad UV solo se prueba en un nivel muy bajo de irradiancia (energía UV total de 15kWh / m<sup>2</sup>) de acuerdo con los estándares de aprobación de tipo reales (IEC 61215, IEC61646) a una temperatura de prueba de 60 ° C.

### PID Test

La degradación inducida por potencial, como lo indica la designación, se produce cuando el potencial de voltaje del módulo y la corriente de fuga impulsan la movilidad de un ion dentro del módulo entre el material semiconductor y otros elementos del módulo (por ejemplo, vidrio, montaje y marco), lo que hace que la capacidad de salida de potencia del módulo se degrade. La movilidad de los iones se ve acelerada con las variaciones de humedad, temperatura y potencial de tensión.

La norma IEC 62804 comprende un procedimiento de prueba que consiste en una evaluación del módulo bajo las siguientes condiciones:

- Voltaje y polaridad del sistema nominal del módulo
- Temperatura del aire de la cámara 60 ° C ± 2 ° C.

<sup>21</sup> (Alibaba.com, s.f.)

- Humedad relativa de la cámara  $85\% \pm 5\%$ .
- Duración de la prueba de 96 horas a la temperatura y humedad relativa indicadas arriba con el voltaje declarado aplicado.

Según la norma IEC 62804, los módulos se considerarán resistentes a PID si:

- La pérdida de potencia es inferior al 5%.

Teniendo en cuenta estos factores se realizó un análisis cualitativo de varios proveedores, como se puede observar en la tabla de a continuación, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

Para prueba de ciclo térmico, de 200 a 600 ciclos, sin ver las propiedades afectadas, se considera bueno y de 600 en adelante se considera muy bueno. Siendo el estándar IEC de 200 ciclos.

Para prueba de calor húmedo, para periodos de exposición de 1000 a 4000 horas, sin que se vea comprometido su funcionamiento según el estándar, se considera bueno y de 4000 horas en adelante se considera muy bueno. Siendo el estándar IEC un periodo exposición mínimo de 1000 horas.

Para PID Test, para periodos de exposición de 96 a 400 horas, a las condiciones de la prueba, sin tener una pérdida de potencia inferior al 5% se considera bueno y para tiempos de exposición mayores a 400 horas se considera muy bueno. Siendo el estándar IEC de 96 horas.

Para la prueba de exposición a rayos UV, se considera bueno cuando el panel cuando resiste un nivel de irradiancia de 15 a 40 kWh / m<sup>2</sup> y se lo considera como muy bueno cuando es superior a 40. Siendo el estándar IEC de 15 kWh / m<sup>2</sup>.

Por último, para la prueba de humedad helada, cuando las propiedades de los paneles no se ven afectadas después de 10 a 40 ciclos se considera bueno y superior a 40 muy bueno. Siendo el estándar IEC de 10 ciclos.

Proveedor	Prueba de ciclo térmico	Prueba de calor húmedo	PID Test	Prueba de exposición a rayos UV	Prueba de humedad helada
Kyocera	Muy bueno	Muy bueno	Muy bueno	Muy bueno	Muy bueno
Phono Solar	Muy bueno	Bueno	Muy bueno	Muy bueno	Bueno
RECOM	Bueno	Bueno	Muy bueno	Muy bueno	Incierto
Tenksolar	Bueno	Bueno	Incierto	Muy bueno	Muy bueno
JA Solar	Bueno	Muy bueno	Muy bueno	Bueno	Incierto
CSUN	Incierto	Bueno	Muy bueno	Incierto	Incierto
REC	Incierto	Bueno	Muy bueno	Incierto	Incierto
Trina	Bueno	Bueno	Incierto	Bueno	Incierto
Jinko	Incierto	Bueno	Bueno	Incierto	Bueno
Hanwha	Incierto	Incierto	Muy bueno	Bueno	Incierto
Q-cells	Incierto	Incierto	Bueno	Bueno	Bueno

(Tabla 2.3: Evaluación proveedores frente a las diversas pruebas)<sup>22</sup>

<sup>22</sup> Tabla de elaboración propia

A partir de la tabla anterior se opta por el segundo en la lista, los paneles Phono Solar, debido a una diferencia de precios de casi el doble entre el proveedor que se posiciona primero en la lista, Kyocera, y en cuanto a rendimiento son similares. Los valores de para los paneles Phono Solar, son:

Prueba de ciclo térmico, 800 ciclos.

Prueba calor húmedo, 3000 horas.

PID Test, 600 horas.

Prueba de exposición a rayos UV, 90 kWh / m<sup>2</sup>

Prueba de humedad helada, 30 ciclos.

Por una cuestión de optimizar espacio se elige paneles de 330 W de potencia en particular el módulo Hyperion Diamond PS330P-24/T de Phono Solar, los cuales poseen una superficie texturizada en forma de diamante que aumentan los puntos de refracción, lo que mejora la absorción solar y generación de energía.

# Hyperion™ Diamond PS315-330P-24/T (72 Cells)

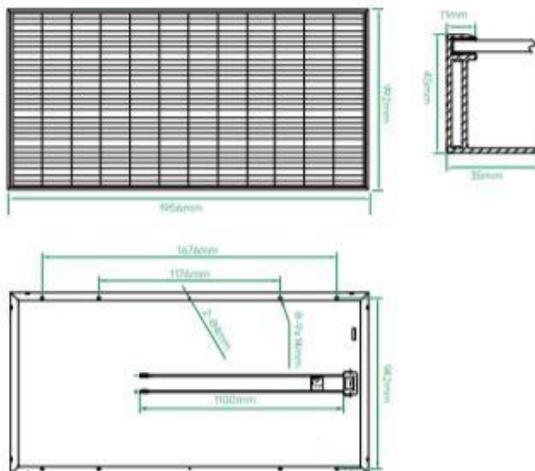
HIGH PERFORMANCE POLYCRYSTALLINE MODULE

ELECTRICAL TYPICAL VALUES							
Model	Rated Power (P <sub>mppt</sub> )	Tolerance	Rated Current (I <sub>mppt</sub> )	Rated Voltage (V <sub>mppt</sub> )	Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	Module Efficiency (%)
PS315P-24/T	315W	0-+5W	8.59A	36.80V	8.97A	46.09V	16.23%
PS320P-24/T	320W	0-+5W	8.66A	37.05V	8.99A	46.17V	16.49%
PS325P-24/T	325W	0-+5W	8.73A	37.30V	9.01A	46.25V	16.75%
PS330P-24/T	330W	0-+5W	8.80A	37.55V	9.03A	46.33V	17.01%

MECHANICAL CHARACTERISTICS	
Solar Cells	Nano-Tex Solar Cell - Polycrystalline 72 by 6 inch x 6 inch cells
Dimension	Length: 1956mm Width: 992mm Height: 45mm
Weight	24kg
Front Glass	3.2mm toughened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Cable	4mm <sup>2</sup> (IEC), 1100mm MC4 Connectors
Junction Box	IP 68 rated

ABSOLUTE MAXIMUM RATING	
Parameter	Values
Operating Temperature	From -40 to +85°C
Hail Diameter @ 80km/h	Up to 25mm
Surface Maximum Load Capacity	Up to 5400Pa
Maximum Series Fuse Rating	15A
IEC Application Class (IEC61730)	A
Fire Rating (IEC61730)	C
Maximum System Voltage	DC 1000V(IEC)

## DIMENSIONS



- In compliance with our warranty terms and conditions.
- Measurement conditions under irradiance level of Standard Test Conditions(STC): 1000W/m<sup>2</sup>, Air mass 1.5 Spectrum, cell temperature of 25°C.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
NOCT (Nominal Operation Cell Temperature)	45±2°C
Voltage Temperature Coefficient	-0.31%/°C
Current Temperature Coefficient	0.05%/°C
Power Temperature Coefficient	-0.41%/°C

WEAK LIGHT PERFORMANCE		
Intensity [W/m <sup>2</sup> ]	I <sub>mppt</sub>	V <sub>mppt</sub>
1000	1.0	1.000
800	0.8	0.996
600	0.6	0.990
400	0.4	0.982
200	0.2	0.951
100	0.1	0.923

PACKING CONFIGURATION		
Container	40' HQ	20' GP
Pieces per container	576	200

## BILL OF MATERIAL QUALITY CHECKLIST

- ✓ IP68 Junction Box
- ✓ MC4 Connectors
- ✓ Tick Greater yield/ROI
- ✓ Hyperion™ NSR cells

(Gráfico 2.7: Atributos del módulo seleccionado)<sup>23</sup>

<sup>23</sup> (Phono Solar, s.f.)

## Montaje

Una vez seleccionado el tipo de panel solar que se utilizará, es importante determinar la estructura sobre el cual se montará. Esta orienta a las celdas de manera óptima y le brinda la seguridad al basilar y protección que necesita.

Existen dos tipos de sistemas de montaje: Fijo o Móvil (Uni-Axial o Bi-Axial). El primero de ellos es el más simple dado que consiste en mantener la celda en un eje fijo mientras que el otro permite uno o dos movimientos axiales, modificando el ángulo de altitud, el azimutal o ambos.

Los *sistemas fijos* se orientan según el ángulo con el cual la celda recibe la máxima radiación solar durante el año. Sus principales ventajas radican en su facilidad de instalación, menor costo y su bajo mantenimiento. Sin embargo, con este sistema, la irradiación solar que reciba la celda es mucho menor, 27% para los sistemas móviles uniaxiales y hasta 45% para los biaxiales. Naturalmente, esto se verá reflejado en la electricidad generada por la celda.

En la actualidad, los sistemas fijos dejaron de utilizarse dado que las alternativas se han ido abaratando con el tiempo. Sin embargo, a medida que se van desarrollando instalaciones solares en sitios de menor idealidad (menor irradiancia, mayor relieve o de precipitaciones pronunciadas), esta tecnología ha recobrado importancia porque la diferencia en la productividad que otorgan los otros sistemas no justifica la diferencia en la inversión.

Los *sistemas Móviles* otorgan una mayor irradiancia anual dado que permiten girar el panel para maximizar su exposición directa al sol. Existen dos movimientos permitidos, uno modifica el ángulo azimutal mientras que el otro modifica el ángulo de altitud. Aquellos sistemas que permiten ambos desplazamientos se denominan Bi-Axiales. Los sistemas Uni-Axiales solo permiten un movimiento. En ambos casos, se requiere el uso de Sistemas de Seguimiento (Trackers) para poder realizar dichos movimientos. Esto consiste en una computadora que, dependiendo de la hora y de la ubicación de la planta solar, estima la posición de irradiación óptima de los paneles, y, mediante un actuador, procede a modificar los ángulos del panel. Estas piezas agregan una mayor complejidad al sistema y encarecen la inversión total.

Dichos sistemas son utilizados en ambientes donde la planta solar está expuesta a una mayor irradiancia directa. Los sistemas uniaxiales que habilitan un desplazamiento sobre el eje horizontal (modificando el ángulo de altitud) son de suma utilidad en lugares de baja latitud mientras que aquellos que permiten un desplazamiento sobre el eje vertical (modificando el ángulo azimutal) son utilizados en áreas de mayor latitud.

Sin importar el tipo de montaje elegido, el mismo debe ser dimensionado para cumplir con ciertos requerimientos:

- 1) Tolerancia a los esfuerzos axiales y a posibles deformaciones por causas exógenas, por ejemplo, vientos fuertes.
- 2) Permitir los movimientos de expansión térmica, evitando cualquier esfuerzo axial innecesario y minimizando la posibilidad de rotura de alguna pieza.
- 3) Cumplir con los requerimientos estipulados por el proveedor de la celda solar
- 4) Resistencia a la corrosión.
- 5) Suelen utilizarse estructuras de acero o de aluminio para sostener el panel. La base de la estructura comúnmente es de hormigón, pero pueden utilizarse tornillos de tierra o placas de acero.

## Trackers

Se procede a hacer un cálculo con la herramienta VAN para analizar la conveniencia o no de la instalación de trackers en los paneles para mejorar el rendimiento de los paneles ya que al inclinarlos aumenta la insolación que reciben los paneles, como se explicó previamente, en un 32% respecto a la insolación que se percibe en una superficie horizontal mientras que con una inclinación fija el aumento respecto de la insolación sobre una superficie horizontal es del 15%, estos datos fueron obtenidos de la sección Luz de YPF. Teniendo en cuenta esto, con una tasa de descuento calculada según el modelo CAPM, un precio de 60 U\$D/MWh y una pérdida de eficiencia del 2% anual en los paneles debido a un degradamiento natural se procede a hacer un de flujos de fondos y el VAN de la instalación de los trackers.

Año	TRACKER	
	Sin	Con
0	\$ -	-\$ 45.600.000,00
1	\$ 81.294,90	\$ 10.405.747,81
2	\$ 79.669,01	\$ 10.197.632,86
3	\$ 78.043,11	\$ 9.989.517,90
4	\$ 76.417,21	\$ 9.781.402,95
5	\$ 74.791,31	\$ 9.573.287,99
6	\$ 73.165,41	\$ 9.365.173,03
7	\$ 71.539,52	\$ 9.157.058,08
8	\$ 69.913,62	\$ 8.948.943,12
9	\$ 68.287,72	\$ 8.740.828,16
10	\$ 66.661,82	\$ 8.532.713,21
11	\$ 65.035,92	\$ 8.324.598,25
12	\$ 63.410,03	\$ 8.116.483,30
13	\$ 61.784,13	\$ 7.908.368,34
14	\$ 60.158,23	\$ 7.700.253,38
15	\$ 58.532,33	\$ 7.492.138,43
16	\$ 56.906,43	\$ 7.284.023,47
17	\$ 55.280,54	\$ 7.075.908,51
18	\$ 53.654,64	\$ 6.867.793,56
19	\$ 52.028,74	\$ 6.659.678,60
20	\$ 50.402,84	\$ 6.451.563,64
<b>VAN</b>	<b>\$ 1.514.524,08</b>	<b>\$ 25.824.872,28</b>

tasa	11,44%
Dólar/Wp	0,15
Incremento	32%
Precio	60
beneficio	15%

(Tabla 2.42: VAN para trackers)<sup>24</sup>

Como se puede observar en los cálculos (tabla 2.42) se ve que la implementación de los trackers tiene un beneficio mayor respecto de la no implementación de ellos (el beneficio de no implementarlos viene de inclinarlos de forma fija un ángulo específico y que los paneles no permanezcan horizontales). Es por esto por lo que se decide implementarlos haciendo que la energía producida mensualmente se incremente un 17% respecto a la opción fija.

<sup>24</sup> Tabla de elaboración propia

Se decide optar por la marca NexTracker, en particular por el producto NX-horizon, ya que sus costos no varían considerablemente respecto a otros productos del mercado y su alta calidad los convierte en la mejor elección (Elección que concuerda con recomendaciones de empresas del rubro que ha desarrollado plantas fotovoltaicas).



(Gráfica 2.42: Trackers instalado)<sup>25</sup>

### Definición de Unidad Solar (o Centro Solar)

Todo parque solar se puede considerar como un agrupamiento de pequeños sistemas de producción en paralelo que luego inyectan la energía generada a la misma red. Esto se debe a que no es posible conectar todos los paneles solares a una misma máquina eléctrica (sea un transformador o un inversor) dado que todas tienen una tolerancia máxima de voltaje, corriente y potencia. Por lo tanto, a la hora de diseñar una planta solar de grandes dimensiones, solo hace falta dimensionar un esquema de conexión y replicarlo hasta llegar a la escala deseada. En otras palabras, se debe armar un circuito modelo que conecta los paneles solares con los inversores y luego con los transformadores de baja a media tensión que luego se instalará múltiples veces en paralelo hasta llegar a la potencia que se requiere. Cada uno de estos módulos se denominan Unidades Solares.

A la hora de definir la Unidad solar que se utilizará para la planta solar, es importante destacar que no existe un criterio fijo para su determinación y depende netamente del diseñador del mismo.

Para este proyecto, luego de consultar la oferta de Inversores y Transformadores disponibles en el mercado, para poder acotar la multiplicidad de combinaciones posibles y facilitar la comparación entre los posibles sistemas, se decidió que la potencia generada por Unidad Solar debería ser equivalente hasta 3 MW dado que coincide con la potencia máxima que puede tolerar el Inversor más grande del mercado (3000 EV de SMA). (Una Potencia menor a 3 MW implica que no se puede tomar en cuenta todas las máquinas eléctricas que hay en el mercado.).

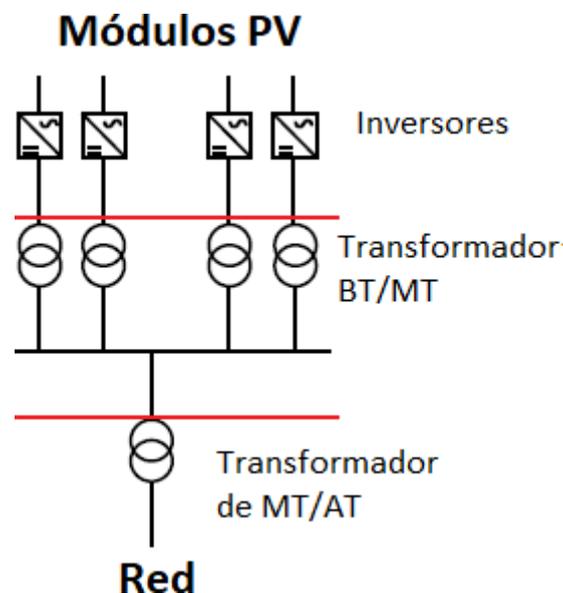
---

<sup>25</sup> (Nextracker, s.f.)

## Circuito Eléctrico

Antes de seleccionar los demás componentes del sistema, es importante describir el funcionamiento eléctrico de un sistema solar.

Independientemente del tipo de panel, la electricidad generada está en corriente continua y tiene un voltaje de baja tensión. Para poder inyectar esta potencia a cualquier red eléctrica, es necesario convertirla. En primer lugar, dicha energía pasa por un inversor para pasar de corriente continua a corriente alterna. Luego, pasa por un transformador que sube su voltaje de Baja a Media tensión. Llegado a este punto, existen redes de media tensión a las que se puede inyectar esta energía. Sin embargo, esto no suele suceder dado que hay muchas pérdidas eléctricas, por efecto joule) al transportar la misma en largas distancias. Es por este motivo que se debe convertir esta energía de media a Alta tensión mediante otro transformador. Una vez realizado, se puede inyectar la electricidad a la red. A continuación, hay un diagrama eléctrico que muestra el proceso explicado anteriormente.

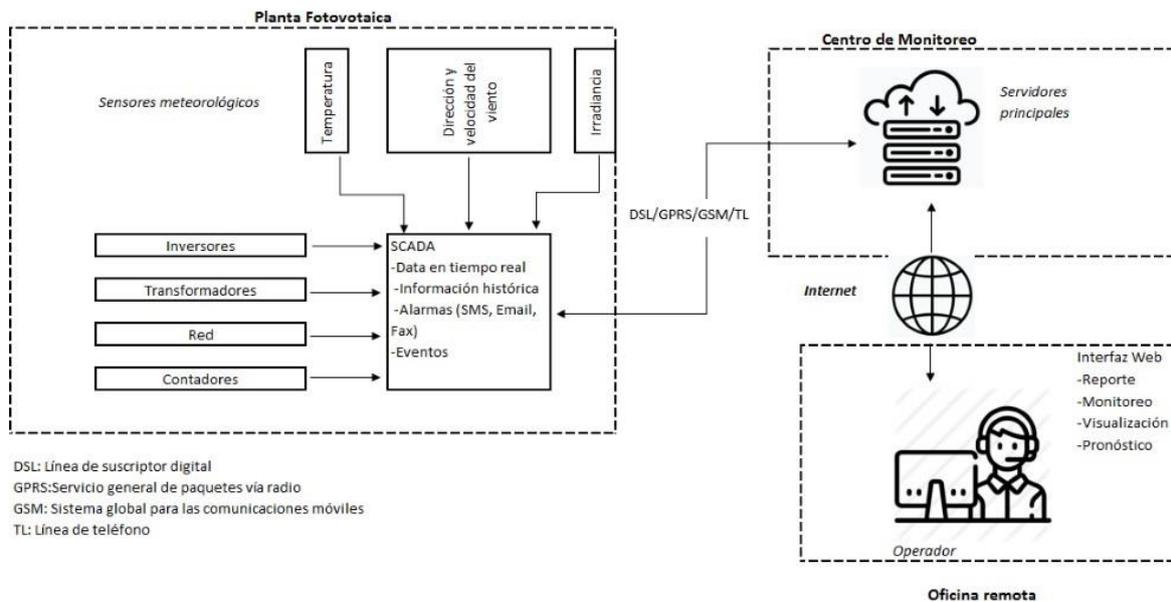


(Gráfico 2.8: Esquema del circuito eléctrico)<sup>26</sup>

## Sistema de Monitorización

El objetivo principal del proyecto no es otro que el de asegurar un flujo energético estable que genere el máximo beneficio económico. Por ello se prevé la implementación de un sistema de adquisición de datos y monitorización (SCADA) de la planta, de tal forma que esta pueda ser operada y vigilada de forma remota.

<sup>26</sup> Gráfico de Elaboración Propia.



(Gráfico 2.54: Centro de monitoreo)

### Estación meteorológica

La planta dispondrá de sensores para la medición de la velocidad del viento y dirección, Piranómetro para la medida de radiación solar de acuerdo a ISO 9030, de alta precisión, y un Termohigrómetro para la medida precisa de la temperatura del aire y humedad relativa. Con el objetivo de llevar control del factor de rendimiento (PR, performance ratio) real de la planta se implementará un sistema de toma de datos meteorológico con comunicación en tiempo real con el sistema de monitorización ya descrito, comprendido por los componentes ya mencionados.

### Telecomunicaciones

Se contratará un servicio de internet y voz suministrado por una empresa privada especializada. Estos servicios se distribuirán a través de una red inalámbrica a los distintos puntos donde se requiera su utilización. De acuerdo a las ofertas recibidas de distintos proveedores de servicios de internet por satélite, pueden obtenerse velocidades superiores a 100 Mbps de forma simétrica, es decir, tanto en velocidad de descarga de datos como en velocidad de subida de datos.

### Gestión de residuos

Genéricamente, bajo esta denominación “residuos” se encuentran todos los materiales sólidos, líquidos y gaseosos provenientes de actividades específicas cuya condición, luego de su uso, debe ser desechado.

Todos los residuos generados en la obra serán almacenados para su posterior traslado a los vertederos oficiales de la provincia de Tucumán. En la medida de lo posible se favorecerá la segregación de los distintos materiales según su naturaleza. Los residuos segregados se almacenarán de forma separada a la espera de su traslado.

Los residuos que se esperan generar en la obra son los siguientes:

#### Sólidos

- Domiciliarios: 30 kg/día con la mayor cantidad de operarios en planta. Equivale a 0,1m3/día de residuos. Su almacenamiento se hará en contenedores móviles con cierre

hermético rotulados. Se estima una frecuencia de recolección de dos veces por semana con disposición en vertedero habilitado.

- Especiales: Se calcula que la mayor proporción de este tipo de residuos, proviene del embalaje de paneles y el resto de los equipos. Se dispondrá un sitio cerrado para la disposición transitoria. Los materiales deben separarse de acuerdo a su composición. Recolección con recicladores autorizados cuando los volúmenes de los materiales dispuestos superen el espacio de disposición.
- Peligrosos: La producción de residuos peligrosos proviene casi exclusivamente del mantenimiento de equipos y operaciones en taller. Los materiales identificados como peligrosos por la Ley N.º 24051 deben ser tratados de acuerdo a lo estipulado por esta Norma. La recolección se debe realizar por transportistas autorizados y que se les proveerá las fichas de intervención correspondientes.

#### Líquidos

- Domiciliarios: Efluentes sanitarios y de cocina. Para su disposición se prevee construcción de instalación sanitaria de acuerdo a normativa provincial. El efluente tratado se insume en la red cloacal de la ubicación.
- Especiales: Emulsiones o mezclas acuosas. Se dispondrá un sitio cerrado para la disposición transitoria, en contenedores herméticos. De acuerdo a la regulación nacional, aquellos residuos identificados como especiales, deben ser sometidos al protocolo de tratamiento en base a la Ley.
- Peligrosos: Recambio de aceites y otros compuestos como aditivos, anticongelantes, etc. La disposición se debe realizar de acuerdo a lo estipulado por normativa. La recolección se debe realizar por transportistas autorizados.

#### Abastecimiento de agua

Dado que la locación seleccionada para la planta generadora está muy cercana a la ciudad de El Bracho, el abastecimiento primario será del sistema de agua potable de dicha ciudad.

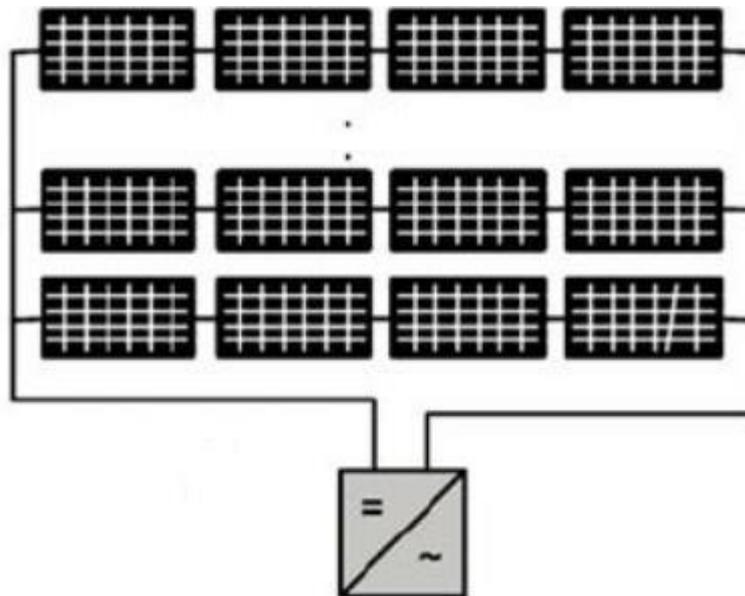
#### Inversores

Los Inversores son dispositivos que transforman corriente continua en corriente alterna. Idealmente, se dimensionan acorde a los requerimientos de la red eléctrica local. También sirven para maximizar el rendimiento de la planta optimizando el voltaje a lo largo del circuito como también protegiendo y aislando partes del mismo si fuera necesario.

En las plantas fotoeléctricas, se utilizan principalmente dos tipos de inversores: Centrales o “String”.

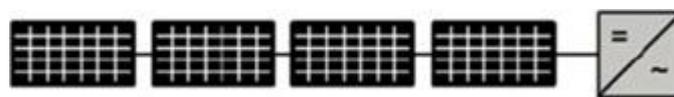
El primero consiste en conectar una gran cantidad de paneles en serie para formar una cadena de alto voltaje. Dichas cadenas se conectan en paralelo con el inversor. Los inversores centrales ofrecen un gran nivel de confianza y facilidad de instalación. Sin embargo, esto viene de la mano de un incremento en los desequilibrios de voltaje y, en consecuencia, una mayor pérdida de potencia. Además, dicho sistema no permite aplicar el MPPT (Maximum Power Point Tracking), un sistema que regula la impedancia de la cadena para maximizar la potencia generada por la misma. Los sistemas centrales usan una configuración Maestro-Esclavo, esto permite apagar alguno de los inversores y que los demás operen a una carga óptima en

situaciones de baja irradiancia. Análogamente, cuando hay una alta irradiancia, se activan todos los inversores y se comparte la carga entre los mismos. Esto permite un mejor manejo de estos equipos y, en consecuencia, se incrementa su vida útil.



(Gráfico 2.9: Conexión inversores centrales)<sup>27</sup>

Los sistemas tipo “String” permiten implementar el mecanismo MPPT y, dado que se utiliza solo una cadena por inversor, el manejo de estos equipos es mucho más simple (Son sistemas monofásicos). Cada cadena es independiente de la otra y esto es importante para sistemas donde los módulos no pueden ser instalados con la misma orientación. En caso de fallas, no es necesario contar con personal muy especializado, dado que puede ser solucionado por técnicos ordinarios. Reemplazar un inversor en un sistema tipo “String” es relativamente sencillo en comparación a uno centralizado (de acuerdo a la información aportada por YPF luz)



(Gráfico 2.10: Conexión inversores tipo String)<sup>28</sup>

La tabla 2.3 permite identificar con claridad las diferencias entre ambos esquemas.

	Inversor Central	Inversor String
	<b>Cost</b>	

<sup>27</sup> Gráfico aportado por Materia del ITBA (Energías Renovables).

<sup>28</sup> Gráfico aportado por Materia del ITBA (Energías Renovables).

	<b>os</b>	
Costo por Watt (CC)	Menor (0.06 USD/Watt)	Mayor (0.09 USD/Watt)
Costo de Instalación	Mayor	Menor
Tamaño (total)	Mayor	Menor
Modular	No	Si
Mantenimiento	Mayor Complejidad	Menor Complejidad
Garantía	20-30 años	10-15 años
	<b>Funcionalidad</b>	
Uso en gran escala	Si (90% de las plantas)	Si (10%)
Óptimo para áreas geográficas poco uniformes (Colinas)	No	Si
Impacto sobre la producción en caso de falla	Grande, sobre todas cadenas conectadas en paralelo hacia él.	Baja, solo afecta la cadena conectada en serie.

(Tabla 2. 3: Diferencias entre inversor central y string)<sup>29</sup>



(Gráfico 2.11: Planta solar en Turquía, utiliza inversores solares)

A mayores potencias, aumenta proporcionalmente la cantidad de Inversores requeridos. Esto implica que para aquellas instalaciones de gran capacidad (10 MW en adelante), la cantidad de inversores tipo String es enorme. Hacer un manejo detallado de cada uno de estos inversores se vuelve complicado e implica que haya una supervisión constante de los mismos, esto opaca las ventajas que tienen sobre el otro sistema. La existencia de Inversores Centrales de gran capacidad (2500 a 4500 KVA) implica que no es necesario instalar una gran cantidad de unidades para operar una instalación de alta potencia. Son piezas cuya fiabilidad ha sido históricamente muy alta y los certificados de operación en condiciones adversas (-25 a 60

<sup>29</sup> Elaboración Propia según datos aportados por YPF Luz

grados) junto a una garantía de operación promedio de 25 años, es consistente con el parque solar en estudio en el presente trabajo, transformándose indudablemente en la alternativa principal.

La noción de que es conveniente utilizar Inversores centrales (Para plantas solares de gran escala) fue validada en estudios independientes como “Design for Reliability of Power Electronics in Renewable Energy Systems” (2014) y en estudios realizados por proveedores como Schneider Electric (2017) o Ingeteam (2018).

A pesar de que hay claras ventajas para usar los inversores tipo “String” según vimos en las tablas correspondientes, la realidad indica que, para proyectos de gran tamaño, es conveniente usar inversores Centrales. Esto se puede ver en otras instalaciones solares en distintos puntos del mundo como Kayseri OSB en Turquía (51 MW, la instalación más grande del país) y en Dnipropetrovsk (Ucrania, 140MW de potencia), este último utiliza 80 Inversores.

## Oferta de Inversores Centrales

En la actualidad existen varias empresas que ofrecen inversores centrales de alta potencia, sin embargo, las dos más importantes (considerados Tier 1 por la NREL) a nivel mundial son ABB y SMA. Ambas tienen un portafolio muy diverso de productos, sin embargo, cuando se comparan sus aquellos inversores centrales de mayor capacidad, no hay diferencias muy pronunciadas en cuanto a funcionamiento y tolerancias. Esto se puede ver en la tabla 2.4.

	ABB (PVS980)	SMA (2750-EV)	SMA (3000-EV)
Potencia máxima	2300 KVA	2750 KVA	3000 KVA
Temperaturas de operación	-20 a 50 grados	-25 a 50 grados	-25 a 53 grados
Voltaje CC	Hasta 1500	Hasta 1500	Hasta 1500
Voltaje de Salida (AC)	600 a 750 V	480 a 690 V	480 a 690 V
Eficiencia Máxima	98.8%	98.6%	98.6%
Protección a Polvo y Agua	IP65	IP66	IP66
Distorsión Armónica	Menos del 3%	Menos del 3%	Menos del 3%

(Tabla 2.4: Comparación inversores centrales de alta potencia)<sup>30</sup>

No existe una marcada disparidad entre las capacidades técnicas de los inversores excepto por la potencia máxima de cada uno. El inversor 3000-EV permite conectar una mayor cantidad

<sup>30</sup> Elaboración propia según datos en las páginas oficiales de ABB y SMA.

de paneles solares por unidad, minimizando la cantidad de inversores totales para la planta solar.

Sumado a esto, SMA tiene una presencia muy fuerte en países aledaños como Chile (Proyecto Luz del Norte en el desierto de Atacama, 137 MW) y está comenzando a ofrecer sus inversores a través de distribuidores argentinos.

Sin embargo, luego de consultar a SMA sobre la posibilidad de implementar el inversor 3000 EV para el parque Solar, un representante de la empresa nos sugirió utilizar un conjunto de inversores centrales de menor potencia para evitar la saturación del sistema dado que las tolerancias de corriente máxima no aumentan proporcionalmente con la potencia. Los inversores que se propusieron para cada centro solar son los siguientes:

- 1) 3 unidades 800CP XT: Este inversor ya es utilizado en proyectos de gran escala como en luz del norte.
- 2) 1 unidad 760CP XT

La siguiente tabla presenta algunas características técnicas de los dos inversores:

	SMA 760CP XT	SMA (800CP XT)
Potencia máxima	853 kW	890 KW
Temperaturas de operación	-25 a 62 grados	-25 a 62 grados
Voltaje CC	Hasta 1000V	Hasta 1000V
Voltaje de Salida (AC)	308 V a 393 V	386 a 443 V
Eficiencia Máxima	98.6%	98.6%
Protección a Polvo y Agua	IP66	IP66
Distorsión Armónica	Menos del 3%	Menos del 3%

(Tabla 2.5: Características técnicas de los inversores)<sup>31</sup>

## Análisis del rendimiento eléctrico

La saturación del inversor no es un efecto deseable dado que implica llegar a uno de los límites técnicos del mismo. Esto luego se refleja en un significativo impacto en el rendimiento eléctrico

<sup>31</sup> Elaboración propia según información de SMA.

del sistema.

En el esquema propuesto por SMA, el factor de aprovechamiento de energía es del 99.8 % mientras que el de un sistema 2750 EV o 3000 EV lo reduce a 85.9% y 85.1% respectivamente. Además, el coeficiente de rendimiento es del 88.3 % mientras que el de los otros dos se reduce drásticamente a 46.9% y 47.1% respectivamente.

Ambos indicadores dejan en claro que el manejo de los inversores de mayor tamaño puede ser más simple, pero conlleva una ineficiencia que no se puede justificar para este proyecto.

Es por este motivo que para el resto del análisis se utilizará el esquema propuesto por SMA:  
Costo de los Inversores

Actualmente, en el mercado de Inversores Centrales se maneja un precio promedio de 250.000 dólares por MW. Para este proyecto, luego de consultar con un distribuidor oficial de SMA, se llegó a una cifra similar. 201.700 dólares por Inversor 800CP XT y 196.000 dólares por el inversor 760CP XT.

**Conexiones y elementos en corriente continúa:**

Los paneles son adquiridos con los componentes básicos para la instalación, diodo de Bypass, diodo de bloqueo. Además, vienen con los apliques necesarios y los cables para la interconexión entre módulos.

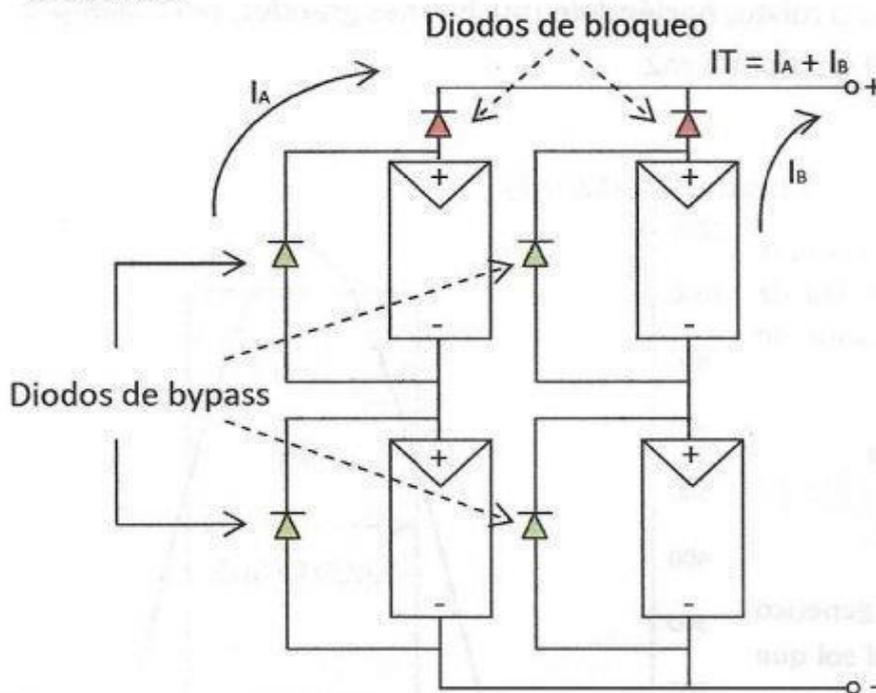
**Diodo de Bypass:**

Cuando suceda que un panel presente un desperfecto, sufra un bloqueo ya sea por una sombra, suciedad o cualquier otro motivo, se verá afectada la potencia lumínica recibida, reflejado directamente en una caída del potencial entregado. A su vez, este efecto provocaría un bloqueo en el sistema, ya que el panel afectado, tomaría el rol de una resistencia con lo que absorbería energía, afectando la instalación ocasionando una posible destrucción del mismo. Por esto mismo se colocan diodos de Bypass, el cual es un mecanismo que otorga un paso secundario a la corriente en el caso de bloqueo de un panel.

**Diodo de bloqueo:**

A diferencia del caso anterior el diodo está destinado a subsanar los problemas que puedan ocasionarse en la conexión en paralelo, (que es necesaria porque permite incrementar los valores de la corriente). De igual manera, si uno de los paneles (o una de las líneas de paneles) es bloqueado o sufre un desperfecto, la línea en su totalidad sufre una disminución de la potencia entregada. Para este caso se conectan diodos que bloquean (diodos de bloqueo) el panel en cuestión, lo que impide que estos actúen como cargas, afectando la instalación y la integridad de los mismos.

Aún así, con caída de tensión, el equipo seguirá trabajando y no se bloqueara.



Esquema de cuatro paneles fotovoltaicos conexión dos serie en paralelo con diodos bypass y de bloqueo para evitar la caída de tensión antes mencionada.

AulaFacil.com

(Gráfico 2.12: Esquema de diodos de By-Pass y bloqueo)

Conectores:

Los conectores que se muestran en la siguiente ilustración son enchufes especializados para aplicaciones fotovoltaicas. Están normalmente preinstalado en los módulos fotovoltaicos, por un lado, facilitan el montaje y por otro proveen conexiones seguras y a prueba de contacto. Por lo citado anteriormente son la opción preferida. (conector MC4).



(Gráfico 2.13: Enchufes en aplicaciones fotovoltaicas)

#### Caja de Conexiones:

una vez conformadas las uniones de las cadenas de paneles, y una vez que estas son conectadas en paralelo todos los cables son llevados a cajas de conexiones. Las cajas de conexiones son necesarias para que las cadenas individuales conectadas en paralelo se agrupen antes de salir para el inversor a través de la línea DC principal. Las uniones se hacen generalmente con terminales de tornillo y deben ser de alta calidad para asegurar menores pérdidas y para evitar el sobrecalentamiento.

#### Fusibles de corriente continua:

Su función es la de proteger a las cadenas de incrementos en la corriente, estos están compuestos de un material fundible que, en cuestión de segundos al ser atravesados por una corriente de excesiva se derrite, dejando al sistema fuera de funcionamiento. Deben ser diseñadas para el funcionamiento DC. Los fusibles para la industria fotovoltaica suelen ser pequeños por los bajos amperajes que se manejan.

#### Disyuntores de corriente continua:

En el interior de la caja de conexiones también hay que proyectar el lugar para la instalación de un disyuntor de corriente continua, su principio de funcionamiento es provocar el corte del circuito frente a una intensidad de corriente de cortocircuito, son altamente sensible pudiendo interrumpir el circuito en cuestiones de milisegundos, por lo que están instalados en la sección de corriente continua de una planta solar fotovoltaica para proporcionar protección y aislamiento.

#### Desconectador de continua:

Las normas de seguridad exigen la instalación de dispositivos de conmutación en las cajas de conexiones. Una forma de hacer esto es instalando interruptores de corriente continua para

proporcionar un medio de aislamiento eléctrico entre los generadores fotovoltaicos, para poder desarrollar posteriormente los remplazos, instalaciones y mantenimientos necesarios.

Los interruptores deben ser:

- De polo doble para aislar los aspectos positivos y negativos del cable matriz.
- Capacidad para la operación continúa.
- Capaz de romper a plena carga.
- Clasificado para la tensión del sistema y la máxima corriente de espera.
- Equipado con señales de seguridad adecuadas.

Transformadores:

Máquina eléctrica estática, cuya finalidad en una planta de energía solar es proporcionar niveles de tensión adecuados para la transmisión y exportación a la red. Por lo general para una planta del tamaño de este proyecto es necesario la incorporación de dos transformadores en serie, es decir, hay que elevar la tensión del inversor en una primera instancia a 33KV (media tensión) para finalmente elevar esta última tensión a la de transmisión y conexión de 220KV (alta tensión). Por lo tanto, es necesario aumentar la tensión con un transformador entre el inversor y la conexión a la red.

Selección y especificación:

Para seleccionar un transformador hay que tener en cuenta algunas cuestiones básicas:

- I. Tamaño requerido de dicho transformador.
- II. El rango de operación del mismo.
- III. Su localización en la planta, ya que ésta limitará su tamaño.

Pérdidas en los transformadores:

Como toda máquina y proceso irreversible los transformadores pierden energía en su proceso de transformación de la energía entrante, estas pérdidas se deben a la magnetización del núcleo (conocidas como pérdidas en el hierro) y pérdidas sobre el cobre de los bobinados.

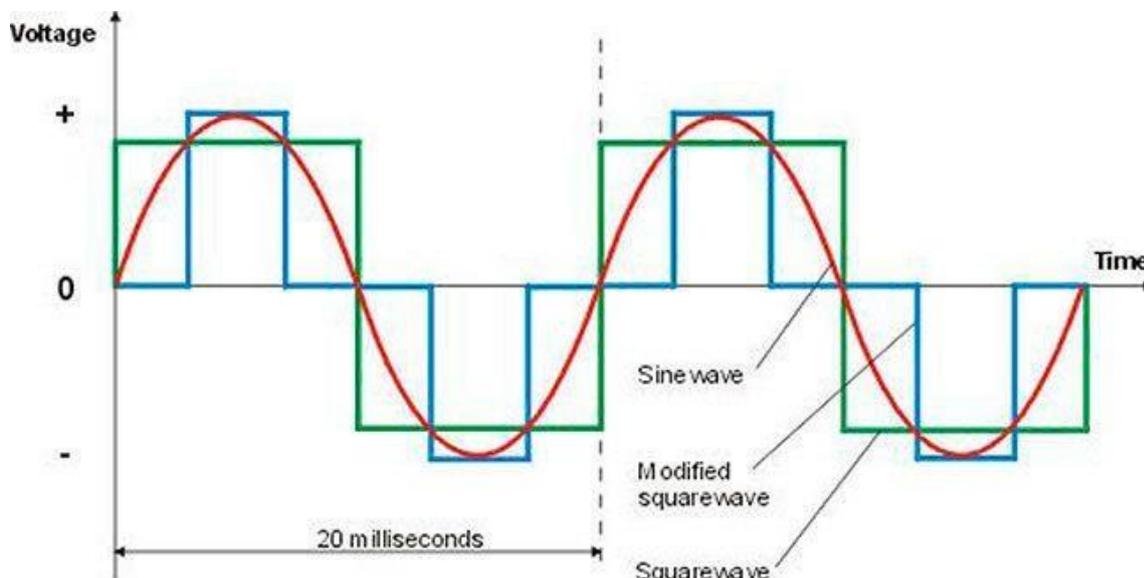
Mantenimiento:

Como toda máquina es necesario incluir elementos para maniobra y protección de las mismas, destinados a establecer un corte en la tensión y corriente para poder realizar las actividades antes mencionadas, también son necesarios porque existen controles y pruebas de rutina por entidades pertinentes y estas últimas demandan que así este constituida toda instalación de potencia. De esta manera los circuitos eléctricos pueden estar compuestas por uno o varios de estos elementos según sea su función.

Transformador de Media Tensión:

Para inyectar la energía producida por la central solar fotovoltaica al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) será necesario elevar la tensión a 33 kV en una primera instancia, para ello se empleará un transformador que eleve la tensión de salida de los inversores anteriormente seleccionados a 33.000 V. Los inversores que se comercializan hoy en día tienen integrados

filtros y suavizadores que permiten una lograr una corriente alterna más suave, esto quiere decir que suaviza y minimiza pequeñas inestabilidades durante la transformación.



(Gráfico 2.14: Esquema de voltaje en el tiempo)<sup>32</sup>

De las salidas de los inversores, se realiza una interconexión en las celdas de media tensión, que a su vez estas cumplen la condición de protección y maniobras, vienen dispuestas con mecanismo de corte preparadas para interrumpir el paso de la corriente y de elementos para la protección de la instalación (fusibles) para de esta manera llegar con una sola rama al transformador que elevara la tensión a 33 kV, esta interconexión se realizara de acuerdo a las tensiones de funcionamiento de los inversores seleccionados, es por ellos que cada centro solar tendrá un transformador para los inversores SMA 800CP XT y uno para el SMA 760CP XT. Los transformadores elegidos para esta etapa de interconexión son de la marca Nova Mirón (empresa local), la razón de su elección se debe a lo aconsejado por expertos de YPF Luz.

Según detalla el fabricante, son diseñados para ser utilizados en redes de distribución, aptos para ser instalados en cámaras o en plataformas a la intemperie. Están fabricados en baño de aceite mineral, con tanque de expansión y secador de aire.

Para la conexión de los tres inversores 800CP XT, se utilizará un transformador por centro solar de 3000KVa según las condiciones de diseño y trabajo de los inversores especificadas anteriormente en tabla. En cambio, para el inversor 760CP XT se utilizará un transformador (de la misma marca) de 2000KVa. Ambos transformadores son de la misma condición, es decir, refrigerados por aceite mineral, su diferencia radica en la potencia nominal de trabajo.

De esta manera, la configuración anterior deja capacidad extra para poder resolver posibles contingencias, ya sea casos de mantenimiento, o bien se presente la situación que un transformador falle y deba ser reparado, podrá desconectarse la menor cantidad de inversores posibles (según sea el caso).

<sup>32</sup> Gráfico aportado por catedra de Energías Renovables (ITBA)

Esta configuración totaliza dos transformadores por centro solar, lo que hace a un total de 200 transformadores, 100 de 3000Kva y 100 de 2000KVa. A continuación, se detallan la información sobre los transformadores elegidos:

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Normas: IRAM N°2250</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencias: Desde 63 KVA hasta 5000 KVA</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensiones Nominales:  Media Tensión: 13200 V ó 33000 V. Baja Tensión: 400 - 231 V.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Frecuencia: 50 Hz.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grupo de Conexión: Dyn 11.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conmutación: El conmutador se acciona desde el exterior mientras el transformador está desconectado. Permite variaciones de tensión de + 2.5 y + 5%.</li> </ul>

(Tabla 2.6: Información de los transformadores seleccionados)<sup>33</sup>

#### Transformador Alta Tensión:

Nuevamente, de acuerdo a lo trabajado en conjunto con expertos de YPF Luz para el diseño de los componentes de la estación transformadora se ha optado por implementar 3 transformadores de 75MVA, de la marca Tubos Trans Electric, son del tipo de aislante por aceite, con tanque de expansión. Estos nos permiten elevar la tensión a 220KV en alta para así poder inyectarla en la red.

Para realizar las conexiones de los 200 transformadores de media tensión los 3 de alta, se utilizarán cajas combinadoras para tal fin.

Por último, al analizar las posibilidades de inyección a la red, nos encontramos con que si bien el nodo seleccionado tiene la disponibilidad de potencia que demanda el presente trabajo, no sucede así con la subestación transformadora de la empresa de transmisión de alta tensión (500KV) TRANSENER para inyectar la energía generada para ser transportada, por lo tanto, la solución es realizar una conexión en 220KV en la línea que Mina Rivero (empresa de minería) desarrollo en su momento pero que dejó de usar al terminar sus trabajos en la zona. Esta línea tiene la particularidad que atraviesa el terreno seleccionado para montar el parque y se conecta directamente en el nodo, ahorrando costo de infraestructura en el transporte y conexiones de alta tensión, por otro lado, esta línea tiene un costo del 2% de la facturación.

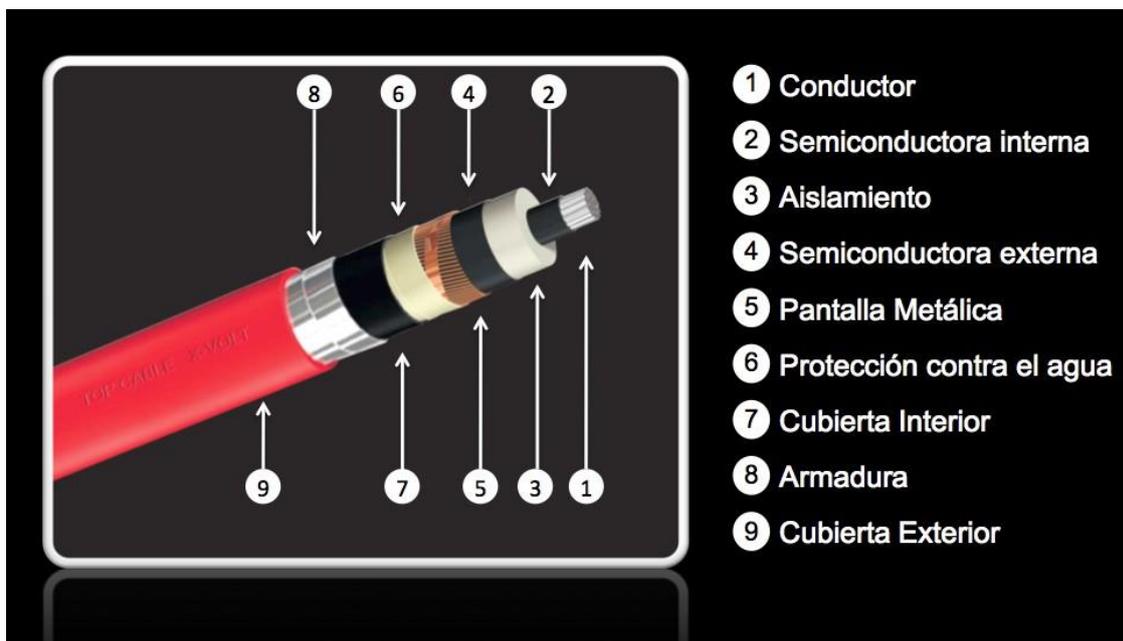
#### Cableado, canalizaciones:

Los parámetros de diseño son variados ya que el sistema está compuesto por diferentes etapas de generación, para dimensionar los cables y a modo de especificarlos nos remitiremos a las instalaciones correspondientes a un solo centro solar. La siguiente información

<sup>33</sup> (Nova Miron, s.f.)

está desarrollada de acuerdo con lo especificado por la empresa YPF Luz, en concordancia a los valores de tensión, potencia y corriente que proporcionamos en la consulta.

- En una primera etapa nos encontramos en la transmisión de corriente continua, por lo tanto, los cables necesarios para conectar las distintas series de paneles en paralelo y transmitir la energía hacia los inversores son cables de cobre de 6mm<sup>2</sup> de sección con protección XLPE, semi conductora interna, cubierta exterior y dispuestos bajo tierra.
- En la segunda etapa (salida de los inversores hacia transformador de media tensión), va a estar caracterizada por cables de aluminio, de 240mm<sup>2</sup> de sección, nuevamente van a estar dispuestos bajo tierra, con protección de XLPE, semi conductora interna y cubierta exterior.
- En la tercera etapa (sección de media tensión que se dirige hacia los transformadores de alta tensión), se necesitan cables de aluminio de 240mm<sup>2</sup> de sección. Su tendido se realizará aéreo hasta los transformadores de alta tensión, los cuales van a estar compuestos por:
  - Conductor
  - Pantalla semiconductora abierta
  - Aislamiento
  - Pantalla metálica
  - Protección contra el agua
  - Cubierta interior o asiento
  - Armadura
  - Cubierta exterior

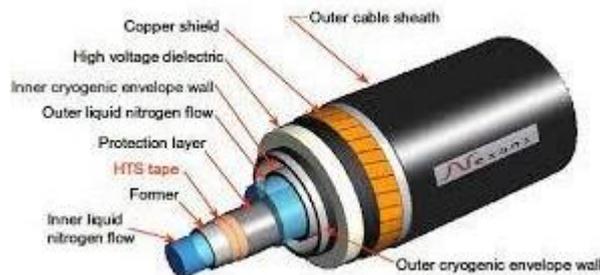


(Gráfico 2.15: Componentes del cable de aluminio)<sup>34</sup>

- Para la última etapa (conexión con el SADI, en Mina Rivero) se utilizará un superconductor (utilizado por su alto grado de rendimiento bajo carga, mejorando la

<sup>34</sup> (Top Cable, s.f.)

eficiencia de transmisión, especialmente en clima con elevadas temperaturas) como elemento de transmisión o conexión de 350mm<sup>2</sup> de sección, la siguiente ilustración muestra los elementos que lo conforman.



(Gráfico 2.16: Cable superconductor)

Protecciones generales Principales:

La instalación proyectada cumple con las siguientes consideraciones técnicas expuestas:

- a. Interruptor manual de corte en carga como protección en la parte de alterna de la instalación. Se alojará en el cuadro de media tensión dispuesto en el cuadro de inversor a la salida de alterna de cada CS.
- b. Puesta a tierra del marco de los módulos y de la estructura mediante cable de aluminio desnudo y pica de tierra, siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones
- c. Puesta a tierra de la carcasa del inversor.
- d. Aislamiento clase II en todos los componentes: módulos, cableado, cajas de conexión, etc.
- e. Fusible en cada polo del generador fotovoltaico, con función seccionadora. Las cajas de cadena supervisora llevan incorporados fusibles de 16 A por cada canal de medida tanto en la rama positiva como en la negativa. Asimismo, se dispondrán una caja de fusibles a la entrada del inversor para proteger los polos positivos, junto con los dispositivos mencionados anteriormente.

En cuanto a conducciones se refiere:

- a. Para alturas respecto al suelo inferiores a 2,5 m, el cableado discurrirá en tubo de acero, que será puesto a la tierra del sistema.
- b. Cuando discurra en zanja, lo hará dentro de tubo y ésta tendrá una profundidad mínima de 60 cm, con aviso de 20 cm por encima del cable.
- c. Se realizará una única toma de tierra tanto de la estructura soporte del generador fotovoltaico, como de la borna de puesta a tierra del inversor, con el fin de no crear diferencias de tensión peligrosas para las personas con la realización de diversas tomas de tierra. Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la parte de continua como de la parte de alterna se conectarán a la misma tierra, siendo ésta independiente de la del neutro de la empresa

distribuidora.

d. La superficie del conductor de protección será como mínimo la del conductor de fase correspondiente.

e. Se utilizarán cables de la sección adecuada en función de las intensidades admisibles y las caídas de tensión (descriptos anteriormente).

f. En la parte CC, los cables de cada polo se conducirán independientemente. En la parte CA, se utilizarán ternas de cables unipolares.

g. Se utilizarán canalizaciones de tal forma que la superficie del tubo sea 2,5 veces superior a la de la suma de los cables que contiene, para tramos fijos en superficie.

### Sistema de Monitorización

El objetivo principal del proyecto no es otro que el de asegurar un flujo energético estable que genere el máximo beneficio económico. Por ello se prevé la implementación de un sistema de adquisición de datos y monitorización (SCADA) de la planta, de tal forma que esta pueda ser operada y vigilada de forma remota. Este aspecto es crucial debido al difícil acceso y condiciones climatológicas de lugar del proyecto.

## Localización

La idea principal de la localización consiste en definir la ubicación óptima para la instalación del proyecto. Para esto, se comparan pros y contras de cada potencial ubicación, tomando en consideración factores técnicos relacionados al clima, accesibilidad, irradiancia solar, leyes y un análisis económico.

La ubicación de la planta es una decisión estratégica que tendrá una influencia vital para las operaciones de la empresa. Su costo de producción, su facilidad para crecer, los impuestos que debe pagar, la inversión inicial en terrenos y construcción, la disponibilidad de recursos humanos y de profesionales, la facilidad para obtener refacciones, materias primas y servicios eficientes y de bajo costo, dependen de la ubicación del emplazamiento.

### Macro localización

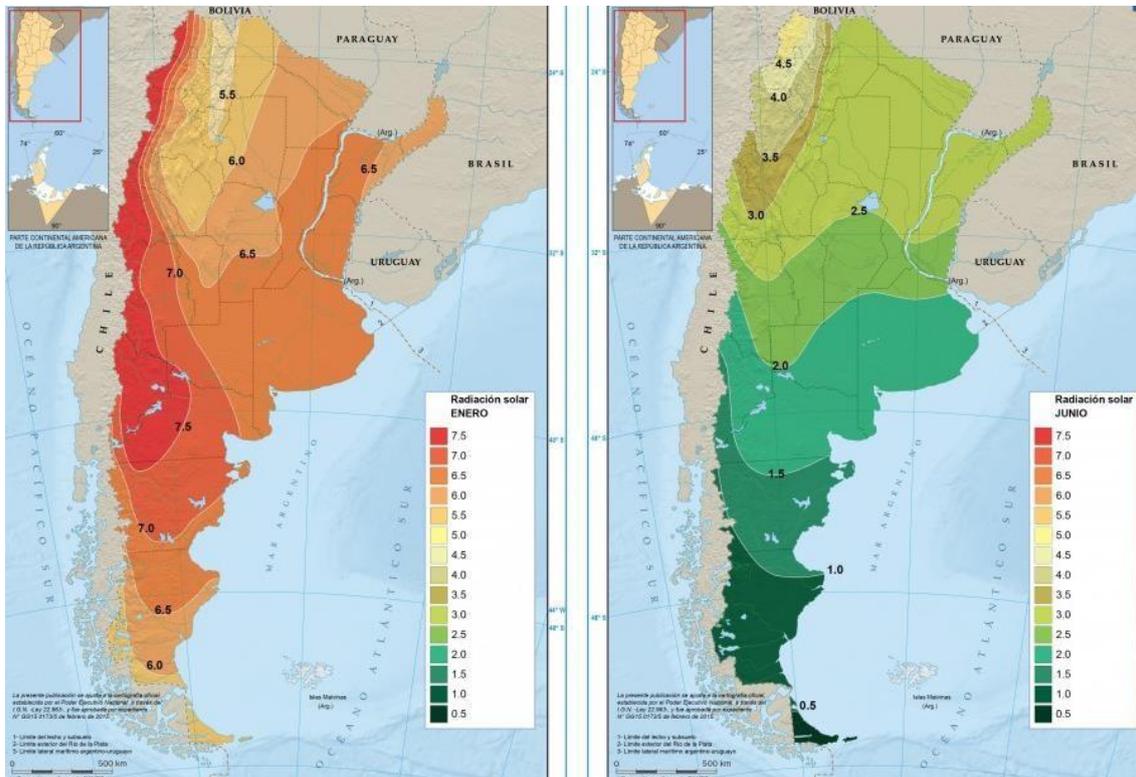
En primer lugar, Argentina es el territorio adoptado para la colocación del proyecto como se ha descrito en el capítulo de mercado Argentina goza de condiciones más que deseables a nivel mundial para el desarrollo de este tipo de generación de energía, en particular se elige como zona de análisis el NOA para la instalación del proyecto, debido principalmente a la variable de radiación solar que arroja este sector geográfico a lo largo del año y su estabilidad climática.

El noroeste argentino (NOA) es una región histórico-geográfica de la República Argentina, que está integrada por las provincias de: Jujuy, Salta, Tucumán, Catamarca, La Rioja y Santiago del Estero, así como el extremo oeste de las provincias de Formosa y Chaco y el extremo norte de la Provincia de Córdoba.

Además de destacar sus similitudes respecto de sus paisajes y biodiversidad, se pueden apreciar condiciones climatológicas muy parecidas en estos lugares, las cuales representan, características fundamentales para el desarrollo de nuestro proyecto.

La idea principal de la macro localización consiste en realizar un análisis y justificación, un primer paso seleccionador necesario, con el objeto definir la región más prometedor entre las diferentes posibles.

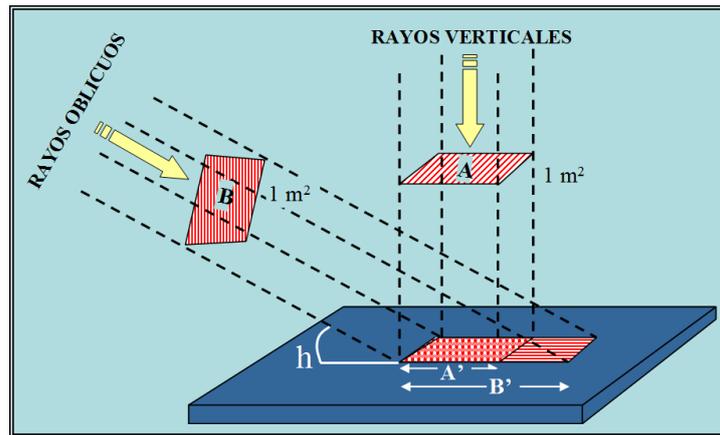
Un aspecto que resulta fundamental y de vital importancia a la hora de realizar el estudio de las posibles regiones para la localización del proyecto, es la radiación solar, factor crítico y muy influyente en el funcionamiento de los paneles solares, dado que extraen la energía de ahí para luego convertirla en eléctrica.



(Gráfico 2.15: Radiación solar en Argentina en enero y junio)

Como se puede observar en el gráfico 2.15, la región seleccionada (el NOA), es una zona óptima para elegir la ubicación final para la central. Como refleja el gráfico 2.15, tanto para el mes más cálido del año (Enero) como para el más frío (Junio), dicha zona es de las que reciben las mejores irradiancias y por lo tanto fomentan e incentivan la óptima eficiencia de los paneles y por ende también de los costos invertidos en el emplazamiento.

Además, la intensidad de la luz del Sol que llega a la superficie terrestre (Irradiancia) disminuye cuando el sol se aleja de la posición vertical (zenit). Esto ocurre por dos razones: Variaciones en la extensión del área radiada y por la longitud del camino.



(Gráfico 2.16: Variación de la intensidad de los rayos solares)

*Variaciones en la extensión del área radiada:* Conforme el Sol se aleja del zenit ( $h < 90^\circ$ ) los rayos solares se proyectan sobre el plano aumentando el área irradiada mientras se mantiene un flujo de energía constante.

*Longitud del camino recorrido:* La longitud del camino que recorre el rayo de sol aumenta conforme disminuye la altura solar y como se desplaza a través de un grosor más grande de atmosfera también aumenta la pérdida de energía por absorción y reflexión. La longitud de camino hace que al aumentar la misma aumentan las pérdidas debido al grosor de capa atmosférica que tiene que atravesar y que la absorción final en el panel sea menor. Para minimizar el camino recorrido de los rayos solares hay dos variables:

- I) distancia al Ecuador y
- II) elevación sobre el nivel del mar.

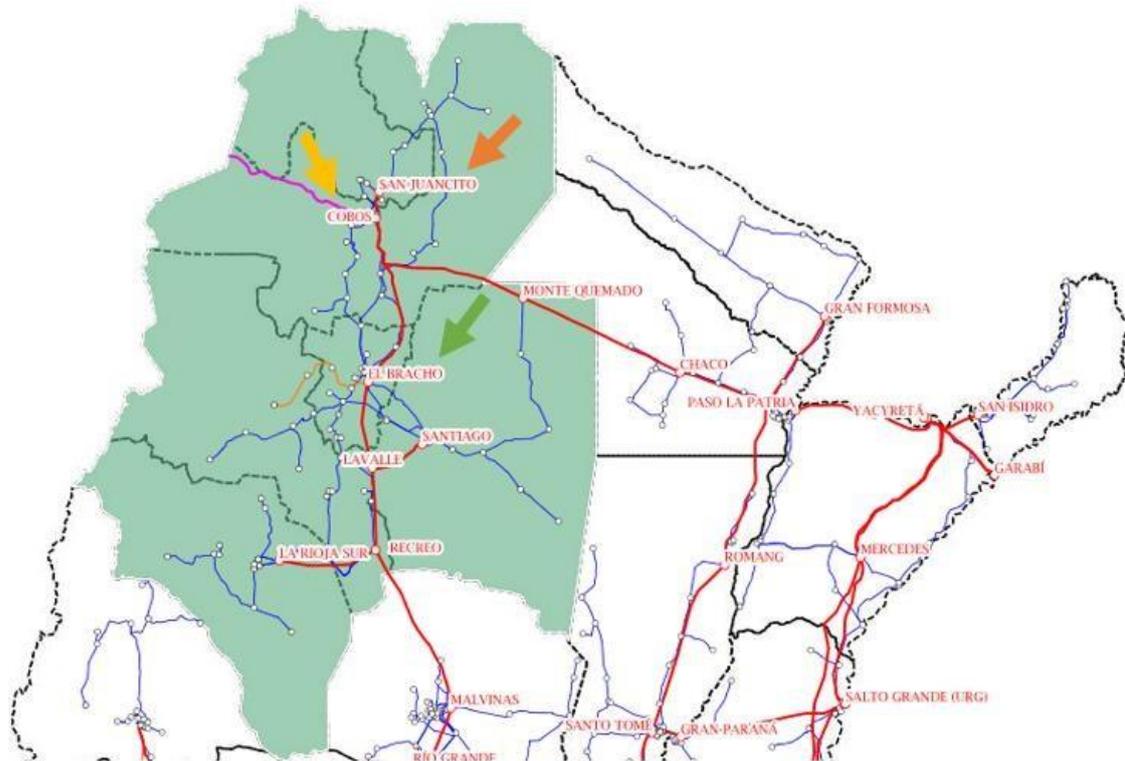
Las flechas amarillas que aparecen en gráfico 2.16 representan el flujo de radiación solar en el plano horizontal ( $I_o$ ). Si los rayos solares caen verticalmente sobre la superficie terrestre, la intensidad de la radiación es mayor que si lo hacen de forma oblicua. Esto se debe a que el mismo flujo de radiación se tiene que repartir sobre una superficie mayor.

La irradiancia ( $I$ ) en el plano inclinado depende de la altura solar

$$(h): I = I_o \times \text{sen } h$$

Otro dato de suma importancia y que se debe tener en cuenta, es la accesibilidad para conectarse al SADI (Sistema Argentino de Interconexión). Para evaluar esto, se debe tener en cuenta la potencia máxima que puede ser inyectada en cada uno de los nodos elegidos.

Los nodos seleccionados son El Bracho, San Juancito y Cobos, los cuales se encuentran señalados en el mapa a continuación.



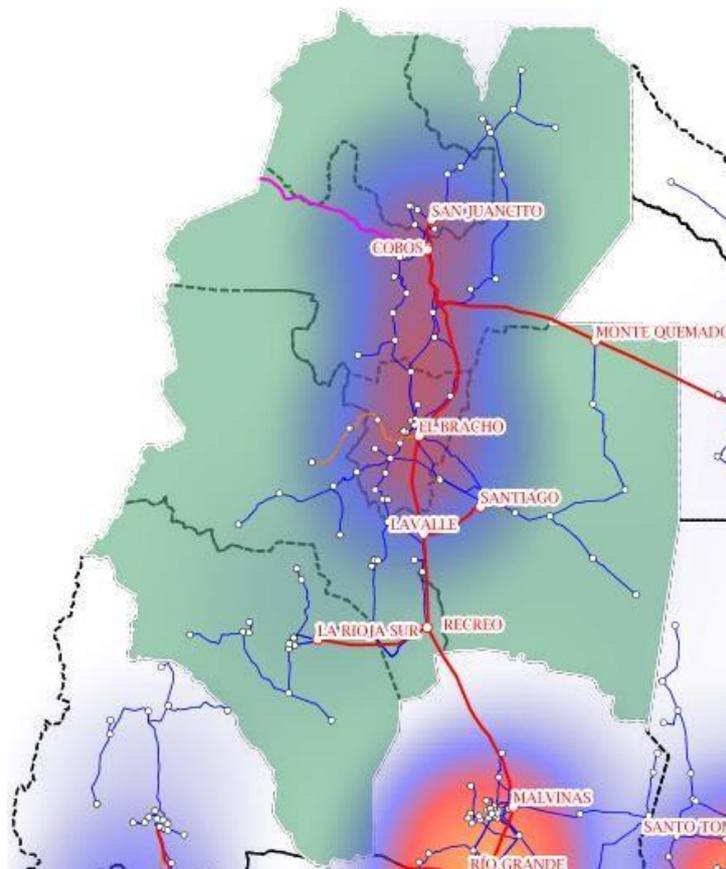
(Gráfico 2.17: Mapa de los nodos seleccionados del SADI)<sup>35</sup>

Cada uno de estos tres nodos tiene una capacidad máxima de potencia que puede ser inyectada. Dicha potencia, para los tres casos es coincidente y es de 300 MW, lo cual hace viable que este proyecto sea instalado en cualquiera de las alternativas propuestas.

---

<sup>35</sup> (SADI, s.f.)

## Micro localización



(Gráfico 2.18: Mapa del SADI)<sup>36</sup>

Las diferentes combinaciones o variaciones de características o parámetros como la ubicación geográfica del terreno (latitud), el régimen de radiación solar, la infraestructura eléctrica, los beneficios impositivos/fiscales, accesos, la población, el impacto ambiental generado, la disponibilidad y costo del terreno, la altitud y clima, pueden favorecer o perjudicar una localización a la hora de ser seleccionada por una empresa como lugar para instalar la central solar.

A partir del análisis y ponderación de dichos factores, utilizando como herramienta principal una matriz de decisión, se definirá en cuál de las tres posibles Provincias (Jujuy, Salta, Tucumán) es más beneficioso y rentable localizar la central.

En primer lugar, y para dar comienzo al presente estudio, es importante destacar el hecho de que existe una importante área disponible para la explotación solar en el Noroeste Argentino. Por otro lado, la potencia nominal instalable, contemplada como máxima para este trabajo es de 300 MW.

A partir de esto, se determinó el análisis de los tres nodos mencionados de antemano.

Si la región está preparada con instalaciones para transporte de energía, se cuenta con un ahorro importante, tanto en cables y transformadores, como en mano de obra y tiempo.

De todas formas, como bien se analizó y desarrolló en la sección de ingeniería y tecnologías, toda central requiere de la instalación de una sala transformadora en el propio predio de la empresa. Esto se debe a que las centrales solares fotovoltaicas producen toda la energía en

---

<sup>36</sup> (SADI, s.f.)

corriente continua y, por lo tanto, la misma debe ser transformada a tensión media y luego a alta para recién entonces poder ser inyectadas en los nodos o redes eléctricas ya mencionadas, pertenecientes al SADI.

Dicho lo anterior, también cabe resaltar, el hecho de que si bien se busca instalar el emplazamiento lo más cercano posible a cada nodo según sea el caso, esto nunca se da en el nodo propiamente dicho y por lo tanto la empresa generadora debe elaborar o instalar un tendido que vaya desde la central y hasta el lugar donde se puede realizar la inyección en las líneas eléctricas del Geosadi.

Las opciones consideradas para el emplazamiento de la central son:

❖ *Opción 1 → Nodo " Cobos " → Ub. el Caucharí*

En esta opción se considera la alternativa de ubicar el proyecto en la provincia de Jujuy, en la Región del Caucharí, cercana al nodo "Cobos" de la red de interconexión del SADI.

❖ *Opción 2 → Nodo " Cobos " → Ub. Salta*

Esta segunda propuesta evalúa la factibilidad de localizar el emplazamiento en la provincia de Salta, en una región también cercana al nodo "Cobos".

❖ *Opción 3 → Nodo " El Bracho " → Ub. Tucumán*

En tercer lugar, se evalúa la alternativa de ubicar la central solar en la provincia de Tucumán, en la región del Bracho y realizar la inyección de la potencia generada en el nodo "El Bracho" de la red del SADI.

❖ *Opción 4 → Nodo " San Juancito " → Ub. Jujuy*

Finalmente, la última opción considerada y analizada, es la de localizar el emplazamiento en la provincia de Jujuy, en la región aledaña al nodo "San Juancito".

Beneficios impositivos y fiscales

Las provincias con exención tributaria y permisos para instalaciones poseen una atracción especial para el desarrollo de parques ante aquellas que no muestran interés por la generación de origen renovable.

A partir de lo dicho, se describen a continuación los beneficios aplicables para las provincias de Tucumán, Jujuy y Salta.

Se detallan, además, las leyes nacionales 26.190 (y la Ley 27.191 la cual es una variación de la antes mencionada) y 25.019, ya que determinan el marco regulatorio para las legislaciones provinciales.

Cabe señalar por otro lado, que los mayores incentivos para este tipo de energías provienen del estado nacional.

Tal como fue citada en el marco legal del proyecto (Entrega de Mercado). La Ley Nacional 26.190 promueve el uso de energías renovables.

Por su parte la Ley 25.190 pertenece al Régimen Nacional de energía eólica y solar

ARTICULO 1° -Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional.

El Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de la Nación, a través de la Secretaría de Energía promoverá la investigación y el uso de energías no convencionales o renovables.

La actividad de generación de energía eléctrica de origen eólico y solar no requiere autorización previa del Poder Ejecutivo nacional para su ejercicio.

Ambas leyes son aplicables a todas las inversiones en generación de energía eléctrica, autogeneración y cogeneración, a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional.

(LEY 25.019)<sup>37</sup>

(LEY 26.190)<sup>38</sup>

❖ *Opción 1 → Nodo " Cobos " → Ub. el Caucharí*

No hay beneficios impositivos más que los mencionados en la ley nacional N°27191

❖ *Opción 2 → Nodo " Cobos " → Ub. Salta*

La ley provincial N° 7823: Régimen de fomento para las energías renovables establece que cualquier persona física o jurídica que fabrique, genere y/o aplique tecnologías para el aprovechamiento de energías renovables puede percibir algunos de los siguientes beneficios. Da exención de todos o algunos impuestos provinciales. Recibir en locación o en comodato bienes del estado provincial. Apoyo en las gestiones de obtención de créditos ante organismos bancarios y entidades financieras públicas o privadas. Asistencia técnica por parte de los organismos del estado provincial. Prioridad a la provisión de servicios. Exención del Impuesto de Sellos en la constitución de la persona jurídica cuya actividad este incluida en esta ley.

❖ *Opción 3 → Nodo " El Bracho " → Ub. Tucumán*

A diferencia de las otras tres alternativas analizadas, la Provincia de Tucumán no cuenta con ninguna Ley Provincial que restrinja, perjudique o beneficie la instalación de la central más allá de las dos leyes mencionadas en el comienzo de este apartado que son comunes a todas las alternativas consideradas.

❖ *Opción 4 → Nodo " San Juancito " → Ub. Jujuy*

Ley provincial N° 5904 de Jujuy: establece que toda energía solar destinada al servicio público debe contar con participación e intervención del Estado. Se establece también que la participación del estado en estos proyectos debe ser del 51% o mayor.

También se establece que la energía solar debe ser realizada por la sociedad de estado JEMSE, quien puede asociarse con privado para dicha actividad. Se establece también la preferencia, en la generación de energía solar en la provincia, de JEMSE para el acceso a las redes de transporte, estén o no conectada a la red argentina de interconexión.

Dicha ley restringe el mercado de nuestro proyecto ya que no nos permitirá la adhesión a los planes renovar, entre ellos el plan renovar 4 cuyos objetivos son la generación de 1000 MW a partir de las fuentes solar y eólica. Tampoco nos permitiría aplicar al renovar actual. Por otro lado, restringe el acceso a la estación transformadora ya que existe la preferencia del gobierno provincial en JEMSE por sobre cualquier otro generador.

Disponibilidad de Mano de Obra

Se necesita mano de obra para la instalación y mantenimiento de la central solar, si bien este último suele ser bastante simple y poco costoso. A mayor población, más habitantes con conocimientos técnicos y mayor consumo energético.

Por otro lado, el equipo de trabajo durante el desarrollo y supervisión de construcción y operación deberá ser multidisciplinario y poseer el conocimiento y la experiencia necesaria en el rubro. Estas provincias en cuestión poseen condiciones favorables por distintos motivos: En

---

<sup>37</sup> (Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, 1998)

<sup>38</sup> (Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, 2006)

primer lugar, cuentan con una importante población, lo cual favorece o simplifica la búsqueda de personal calificado. Además, por otro lado, se trata de regiones en donde reside personal con experiencia por ya contar en la actualidad con varios emplazamientos o centrales solares fotovoltaicas instaladas, además de una gran insolación o irradiación.

Por otro lado, otro aspecto fundamental a resaltar y tener en cuenta a la hora de la instalación de la central es el hecho de que los trabajadores también se exponen a riesgos por inhalación de polvo de silicio. Por ello, en el proceso de fabricación se deben garantizar unas condiciones laborales seguras para los trabajadores y que los productos usados y residuos, se gestionan adecuadamente.

Los paneles fotovoltaicos de capa fina contienen un mayor número de sustancias tóxicas respecto a los paneles de silicio tradicionales.

Por otro lado, el sistema fotovoltaico es absolutamente silencioso.

Por otra parte, la energía solar fotovoltaica representa la mejor solución para aquellos lugares a los que se quiere dotar de energía eléctrica preservando las condiciones del entorno.

#### ❖ *Opción 1 → Nodo " Cobos " → Ub. el Caucharí*

Santa Rosa de los Pastos Grandes es un pueblo aledaño a la zona de interés. Cuenta con una población de 136 habitantes según el censo del INDEC del 2001. Cabe mencionar en este caso, que por motivo de la proximidad o cercanía de dicho pueblo a las zonas donde se encuentran ubicados los parques Caucharí I, II y III, se cuenta con mano o personal con las competencias, habilidades y conocimientos desarrollados necesarios para la construcción de una planta fotovoltaica.

#### ❖ *Opción 2 → Nodo " Cobos " → Ub. Salta*

Cuenta con 721 habitantes (INDEC, 2001), lo que representa un incremento del 21,4% frente a los 597 habitantes (INDEC, 1991) del censo anterior.

#### ❖ *Opción 3 → Nodo " El Bracho " → Ub. Tucumán*

Cuenta con 613 habitantes (INDEC, 2010), lo que representa un incremento del 31% frente a los 466 habitantes (INDEC, 2001) del censo anterior.

La región en cuestión posee condiciones favorables por distintos motivos: En primer lugar, cuenta con una importante población, lo cual favorece o simplifica la búsqueda de personal calificado. Además, por otro lado, se trata de una provincia en donde reside personal con experiencia por ser una región que ya cuenta en la actualidad con varios emplazamientos o Centrales solares fotovoltaicas instaladas.

#### ❖ *Opción 4 → Nodo " San Juancito " → Ub. Jujuy*

Posee una población estimada en 50000 habitantes, bastante superior a la de todos los casos antes mencionados. Esto es muy beneficioso en términos de que cuanto más población, más oferta de personal capacitado y por lo tanto mayor facilidad para la obtención de un recurso fundamental como los es la mano de obra calificada y por otro lado costos asociados a los mismos relativamente bajos.

Accesos

Resulta sumamente importante la consideración de los tipos de canales, cantidades, y accesibilidad que tienen los lugares o regiones en donde se va a ubicar o emplazar la central.

Uno de los principales motivos que fundamenta o respalda lo antes comentado, es el hecho de que como ya se explicó y detalló en el apartado de Mercado Proveedor (Entrega de Mercado), para este tipo de tecnologías no existen en la actualidad muchos Proveedores de origen

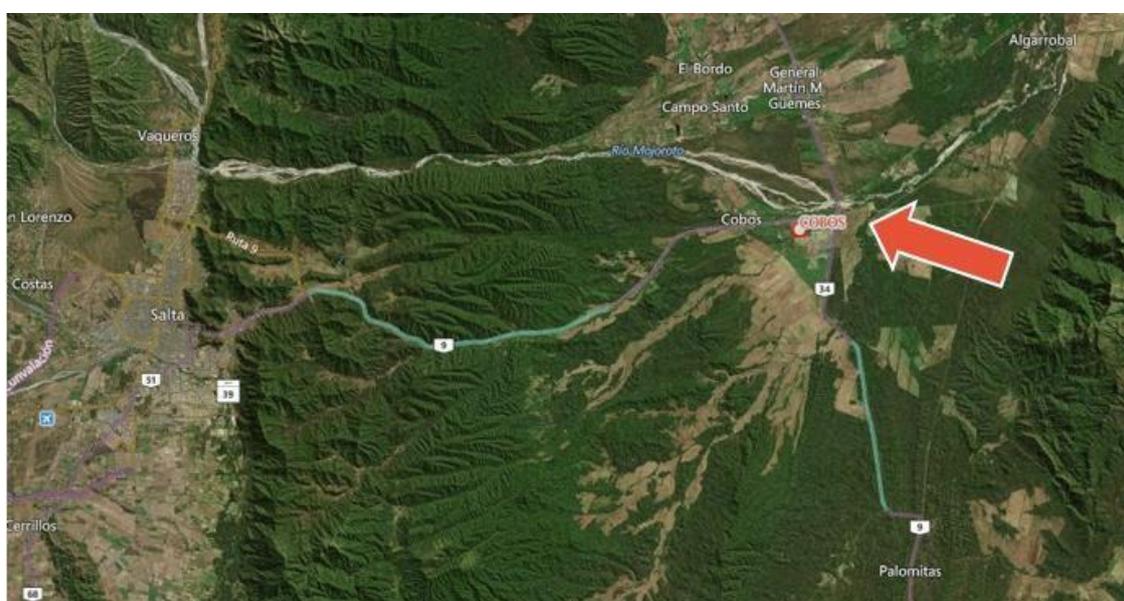
argentino por lo que la accesibilidad al lugar se vuelve un factor determinante. Por otro lado, resulta importante destacar el hecho de que el impacto del costo del flete puede ser significativo.

❖ *Opción 1 → Nodo " Cobos " → Ub. el Caucharí*

La zona de Santa Rosa de los Pastos Grandes se encuentra entre las rutas nacional 40 y 51 y las rutas provinciales 27, 17 y 129. Dichas rutas se encuentran por la periferia de la zona deseada haciendo que el acceso a dicha zona sea más complicado al tener que hacerse sobre rutas no pavimentadas o caminos de tierra.

❖ *Opción 2 → Nodo " Cobos " → Ub. Salta*

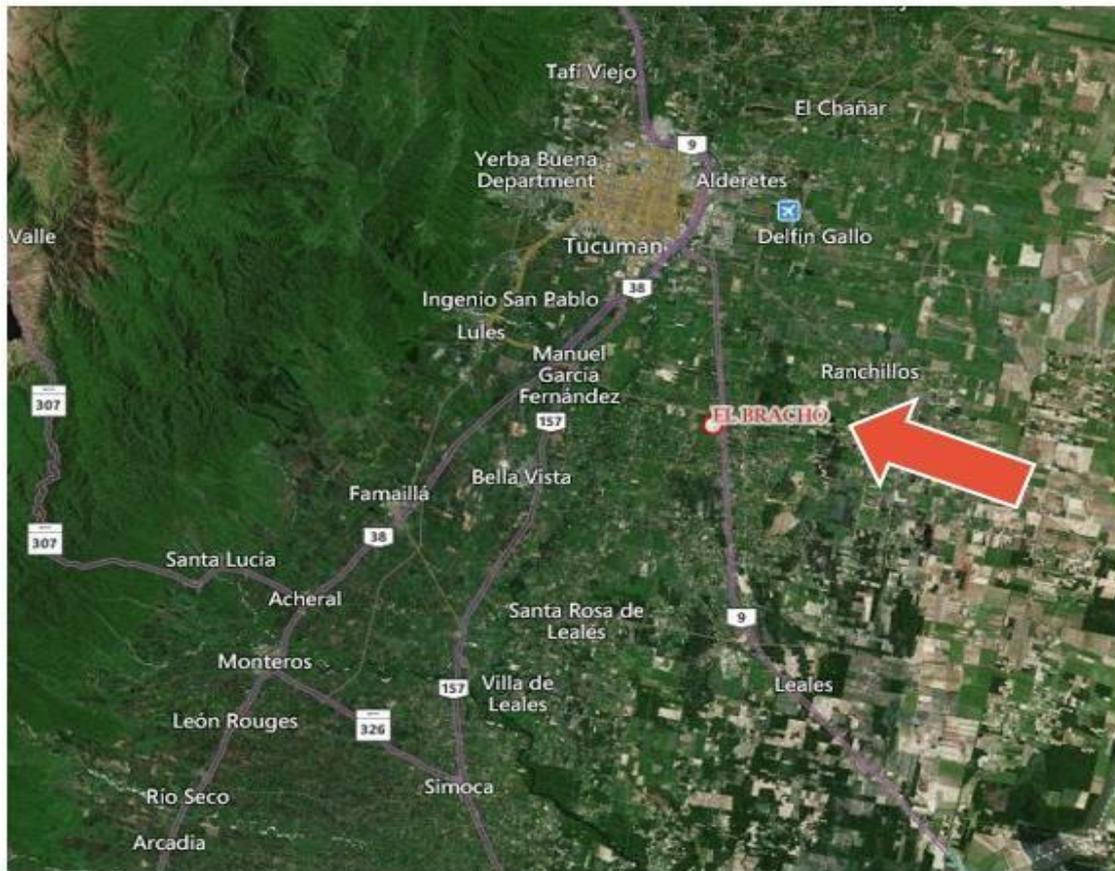
Cobos es una localidad del NOA de Argentina, en el departamento General Güemes, provincia de Salta. Se encuentra en el km 1555 de la Ruta Nacional 9, cerca del río Mojotoro.



(Gráfico 2.19: Ubicación nodo Cobos)

❖ *Opción 3 → Nodo " El Bracho " → Ub. Tucumán*

Se encuentra 500 m al sur de la Ruta Provincial 321, y 2 km al oeste de la Ruta Nacional 9. Es una región que cuenta con una gran cantidad de accesos y en buenas condiciones que permiten y facilitan el flujo de insumos, materia prima, bienes, servicios y personal a la zona. Todo esto se sustenta y evidencia a partir de las instaladas y en funcionamientos Centrales solares de la zona, para las cuales también fue necesario todo este análisis e investigación previa, os cuales arrojaron conclusiones positivas.

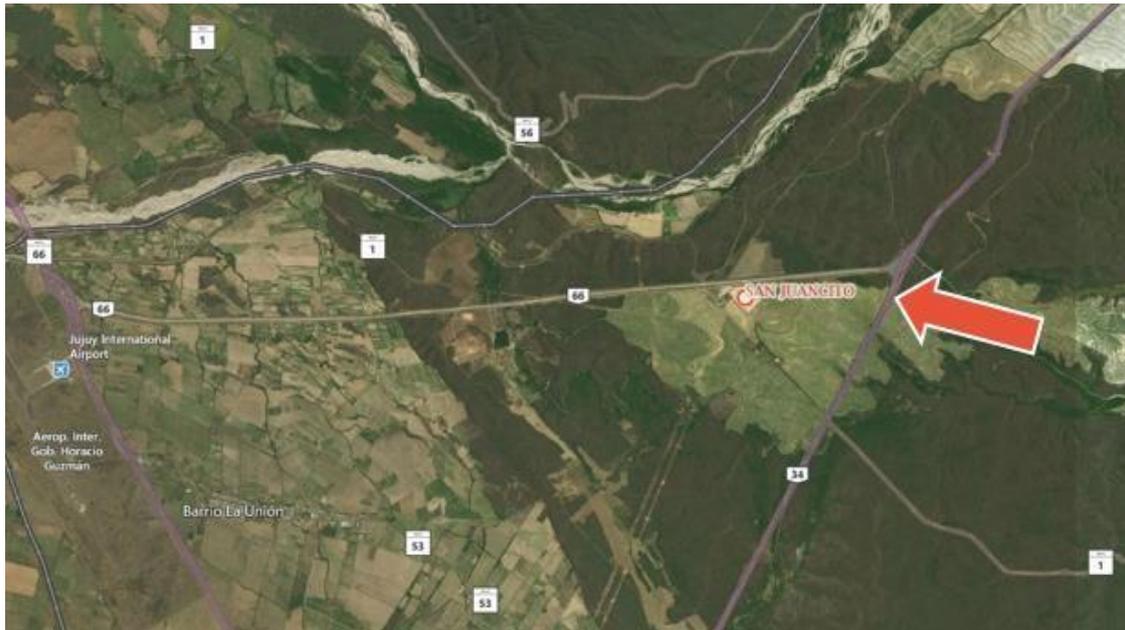


(Gráfico 2.20: Ubicación nodo El Bracho)

❖ *Opción 4 → Nodo " San Juancito " → Ub. Jujuy*

Ubicado en el Sureste de la provincia de Jujuy (a 24 km de la ciudad de San Salvador de Jujuy) Se encuentra el nodo de San Juancito. Con una capacidad máxima de 300 MW se hace uno de los nodos con mayor capacidad máxima para la instalación de este parque solar.

En lo que se refiere a accesibilidad, se puede observar que se encuentra próximo a la ruta nacional 34 y a la ruta provincial 56. Además, se encuentra a pocos kilómetros de Río Grande si llegado el caso se necesita transporte marítimo.



(Gráfico 2.21: Ubicación nodo San Juancito)

## Terreno

Dependiendo de dónde se localicen o emplacen, las grandes centrales solares pueden ocasionar un importante deterioro o degradación del suelo, hasta incluso en algunos casos provocar la extinción o pérdida de hábitats naturales.

Las necesidades totales de suelo varían en función de la tecnología, la topografía de la zona y la intensidad de la radiación. En una instalación solar fotovoltaica, las necesidades son de 2 ha/MW instalado en el caso de paneles solares policristalinos.

A partir de esto, y considerando la condición más crítica de instalar 300MW, es que se pudo arribar a la conclusión de que para la instalación de la planta en cuestión son necesarios  $80.000.000.000\text{m}^2$  lo que es equivalente a unas 800 hectáreas.

Dicha superficie contempla no solo la ocupación de los paneles, inversores, y espacio necesario entre los paneles para evitar pérdidas de rendimiento por sombras entre sí, sino que también, el terreno requerido por las demás instalaciones necesarias.

Al no producirse ni contaminantes, ni vertidos, ni movimientos de tierra, la incidencia sobre las características fisicoquímicas del suelo o su erosión es nula.

Además, resulta importante mencionar el hecho de que, si bien las áreas más propicias para la implantación de ese tipo instalaciones solares son las zonas con mayor irradiación solar, que suelen ser más áridas y secas. Esto no resulta un problema, ya que los paneles solares fotovoltaicos no usan agua en la generación de electricidad. Solo es necesario hacer uso de esta, en muy pequeñas proporciones, en su fabricación.

No se produce alteración de los acuíferos o de las aguas superficiales ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos.

En lo referido a los costos del terreno, en este caso particular, y según las características, tamaño, y utilidad, se determinó que lo más conveniente era llevar a cabo la "compra" de un terreno de capacidad igual o mayor a la antes mencionada por sobre otros posibles contratos de usufructo.

Si bien luego de la construcción el impacto de una central solar en la actividad productiva es

mínimo, se prefieren sitios que no sean de alto valor inmobiliario. Esto se debe a que mientras más rentable sea cada metro cuadrado de superficie, más dinero podría reclamar el propietario como compensación.

❖ *Opción 1 → Nodo " Cobos " → Ub. el Caucharí*

A diferencia de gran parte del resto del Noroeste Argentino, cuya altitud es compatible con la instalación de Paneles solares, la altitud del terreno de la localidad en cuestión se encuentra a casi 4000 msm (metros sobre el nivel del mar). Esto es un factor crítico ya que dificulta o bien perjudica el óptimo funcionamiento de los inversores, componentes pertenecientes a los paneles solares.

En cuanto a la disponibilidad de terrenos existe oferta en la zona y por lo tanto esto se traduce en que es posible instalarse en un terreno ubicado en la Provincia de Jujuy que se encuentre en las inmediaciones de Salta donde se ubica el nodo Cobos.

❖ *Opción 2 → Nodo " Cobos " → Ub. Salta*

Esta ubicación es una de las óptimas o mejores en términos de altitud del terreno, el mismo se encuentra a aproximadamente 800 msm, por lo cual el funcionamiento de los inversores y por lo tanto indirectamente de los paneles es muy cercano al ideal.

En cuanto a la disponibilidad al igual que en el resto de los casos analizados, existen terrenos que cumplen con los requerimientos y restricciones necesarias para el caso de estudio y cuyo valor o costo ronda los 550 a 2.500  $U\$S/Ha.$

❖ *Opción 3 → Nodo " El Bracho " → Ub. Tucumán*

El Bracho, al igual que gran parte del Noroeste Argentina, reúnen por diferentes factores las características necesarias de las condiciones solares que una central de energía Fotovoltaica espera. Entre algunos de los factores mencionados se encuentran por ejemplo la temperatura y altitud.

Según diferentes estudios consultados, se concluyó que se trata de una altitud ideal para el emplazamiento de la central fotovoltaica, ya que, a una altitud mayor, el conversor comienza a presentar ciertas dificultades o ineficiencias y no opera de manera óptima.

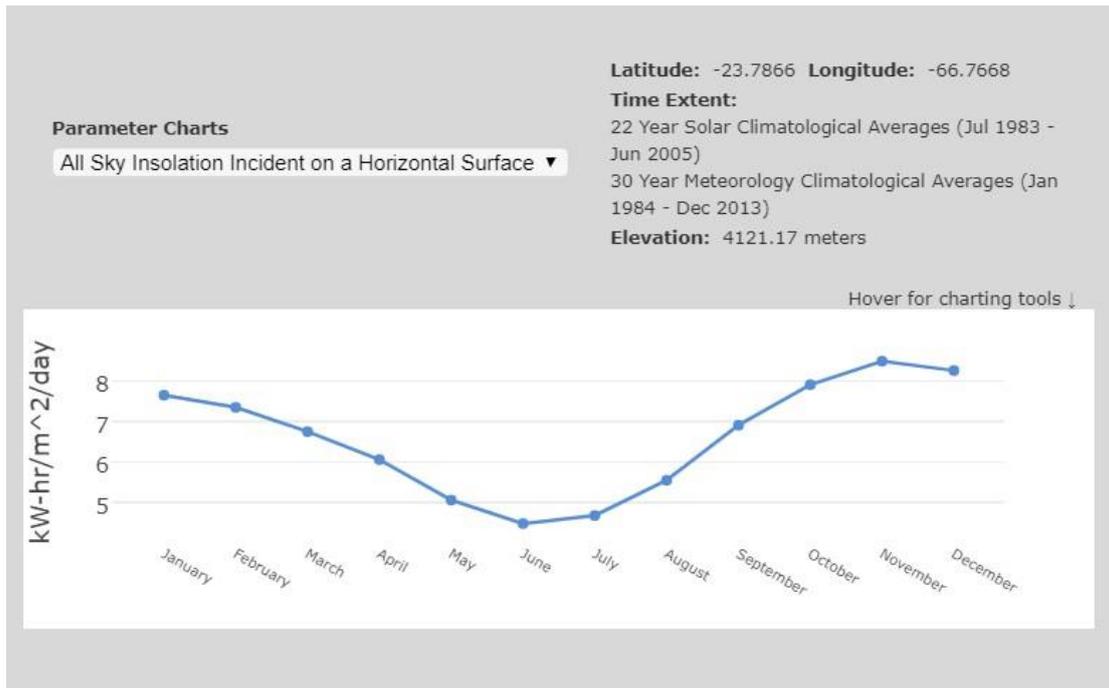
Por otro lado en lo que respecta a la disponibilidad de terrenos en las cercanías al Nodo considerado, se consultaron diferentes fuentes locales (Tucumanas), pudiendo concluir que existe disponibilidad de terrenos con capacidades similares a las requeridas o necesitadas para el emplazamiento de la central en cuestión y el costo de los mismos ronda los 600 a 3500  $u\$D/Ha.$  El mismo puede variar dependiendo el grado de desarrollo y la zonificación.

❖ Opción 4 → Nodo " San Juancito " → Ub. Jujuy

Esta ubicación es óptima para el emplazamiento de la central en términos del correcto funcionamiento o eficiencia de los Paneles, ya que se encuentra a unos 836 msm aproximadamente. El costo del terreno en estas zonas aledañas al nodo San Juancito ronda entre 536 a 2.500  $U\$/Ha$ .

Insolación

❖ Opción 1 → Nodo " Cobos " → Ub. el Caucharí



(Gráfico 2.22. Insolación Zona El Salar de Caucharí [KW-h/m<sup>2</sup> DIA])<sup>39</sup>

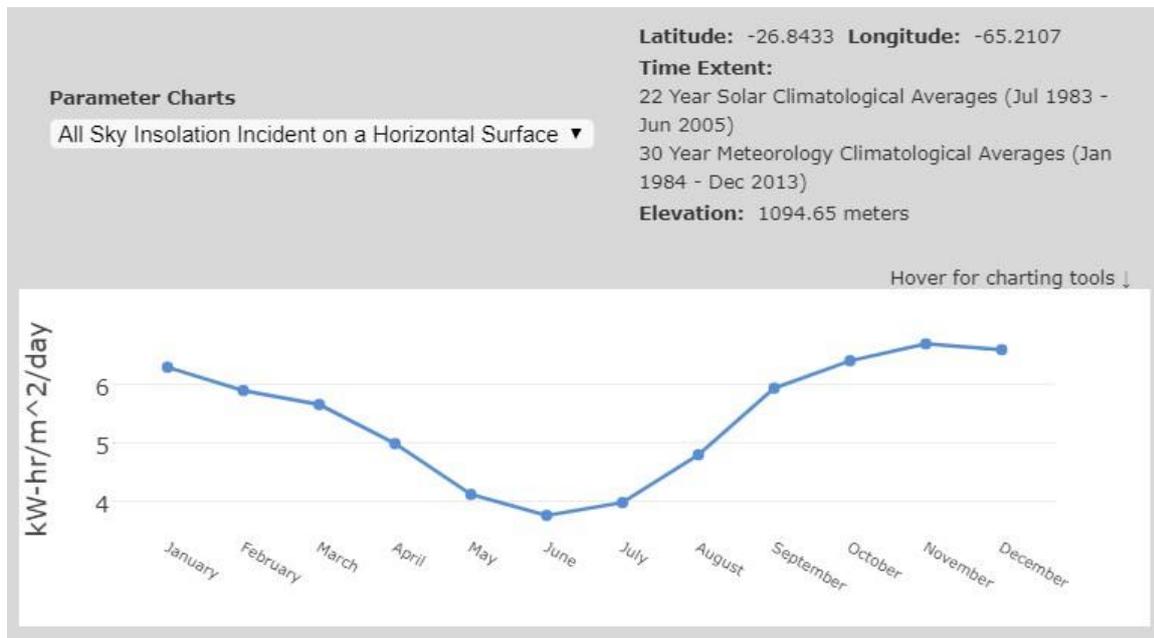
<sup>39</sup> (NASA, s.f.)

❖ *Opción 2 → Nodo " Cobos " → Ub. Salta*



(Gráfico 2.23: Insolación Zona Nodo Cobos, Salta [KW-h/m<sup>2</sup> DIA])<sup>40</sup>

❖ *Opción 3 → Nodo " El Bracho " → Ub. Tucumán*

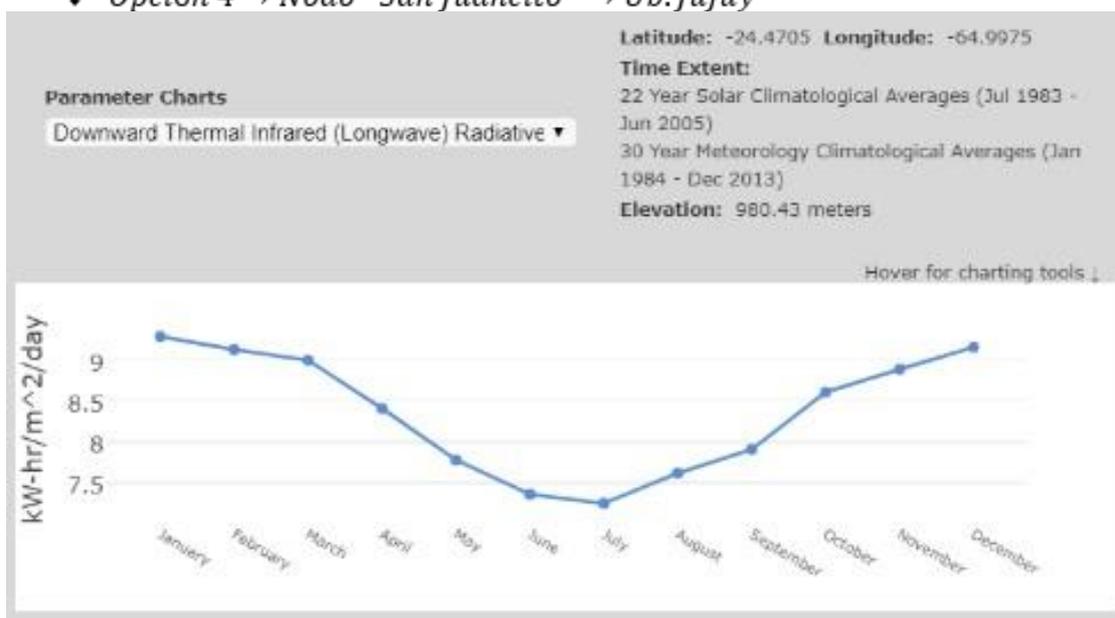


(Gráfico 2.24: Insolación Zona El Bracho, Tucumán [KW-h/m<sup>2</sup> DIA])<sup>41</sup>

<sup>40</sup> (NASA, s.f.)

<sup>41</sup> (NASA, s.f.)

#### ❖ Opción 4 → Nodo " San Juancito " → Ub. Jujuy



(Gráfico 2.25: Insolación Zona Nodo San Juancito, Jujuy [KW-h/m<sup>2</sup> DIA])<sup>42</sup>

El objetivo de la búsqueda también implica llevar a cabo el emplazamiento en un sitio de baja conflictividad medioambiental, buscando evitar problemas o daños en la Salud de las personas o poblaciones del lugar, así como también daños en la Naturaleza o medio ambiente desde las primeras fases del Proyecto.

Desde el punto de vista medio ambiental, la producción de electricidad a partir de este tipo de sistemas tiene grandes ventajas:

- No genera ningún tipo de emisiones atmosféricas.
- No produce flujos líquidos.
- Evita el uso de combustibles fósiles.

A pesar de esto, las grandes centrales, pueden generar un gran impacto sobre el paisaje y necesitan grandes superficies para colocar los espejos direccionales.

Por otro lado, además, es importante destacar el hecho de que una vez que se produce la caducidad o finalización de la vida útil de las placas fotovoltaicas, las mismas dejan residuos que deben tratarse de manera específica.

La repercusión sobre la vegetación es nula, además, los paneles solares tienen distintas posibilidades de integración, lo cual los vuelve elementos fáciles de integrar y armonizar en diferentes tipos de estructuras. Por otro lado, al tratarse de sistemas autónomos, no se altera el paisaje con postes y líneas eléctricas.

La generación de energía eléctrica directamente a partir de la luz solar no requiere ningún tipo de combustión, por lo que no se produce polución térmica ni emisiones de CO<sub>2</sub> que favorezcan el efecto invernadero. Sin embargo, hay emisiones asociadas con otras etapas del ciclo de vida de un panel solar. Por ejemplo, durante la fabricación, el transporte, la instalación, el mantenimiento y su desinstalación y gestión como residuo.

En cualquier caso, las cifras que se barajan de dióxido de carbono equivalente son menores que

<sup>42</sup> (NASA, s.f.)

las asociadas al gas o al carbón, por lo que sigue siendo una alternativa más limpia y sostenible que las fuentes de energía provenientes de los combustibles fósiles.

## Matriz de Decisión

Este método consiste en ponderar de acuerdo a la importancia los factores que se tienen en cuenta para la ubicación de la central, de manera tal que la sumatoria de todas las ponderaciones se eleve hasta 100. En segundo lugar, se le asigna una puntuación, a cada una de las regiones propuestas, para cada uno de los factores. Estas puntuaciones se multiplican después por las ponderaciones correspondientes, cuyo resultado da idea del grado de perfección. Finalmente, la sumatoria de todas las puntuaciones de todos los factores para cada región da un valor, el mayor de ellos indica la región más adecuada.

Factores/Ubicación		Ponderación	JUJUY 1 (Cobos)			SALTA (Cobos)		
			Caracterización	Calificación	Nota Ponderación	Caracterización	Calificación	Ponderación
OBLIGATORIOS	Red No saturada	-	OK	-	-	-	-	-
	Impacto Ambiental	-	OK	-	-	-	-	-
DESEABLES	Recurso Solar	40	EXCELENTE	10	400	BUENO	9	360
	Reglamentaciones	10	BUENO	2	20	BUENO	7	70
	Accesos	20	REGULAR	3	60	REGULAR	4	80
	Altura	30	MALO	3	90	MALO	3	90
<b>TOTAL</b>		<b>100</b>			<b>570</b>			<b>600</b>

Factores/Ubicación		Ponderación	TUCUMÁN (El Bracho)			JUJUY 2 (San Juancito)		
			Caracterización	Calificación	Ponderación	Caracterización	Calificación	Ponderación
OBLIGATORIOS	Red No saturada	-	-	-	-	-	-	-
	Impacto Ambiental	-	-	-	-	-	-	-
DESEABLES	Recurso Solar	40	BUENO	7	280	REGULAR	6	240
	Reglamentaciones	10	REGULAR	5	50	MALO	2	20
	Accesos	20	REGULAR	6	120	BUENO	7	140
	Altura	30	BUENO	8	240	BUENO	7	210
<b>TOTAL</b>		<b>100</b>			<b>690</b>			<b>610</b>

(Tabla 2.6: Matriz de decisión)

Luego de desarrollada la matriz anterior, resulta importante el hecho de cuantificar, es decir, de desarrollar y explicar los motivos que fundamentan las diferentes ponderaciones de los factores, el porqué del uso de esos factores y finalmente a que se deben los diferentes valores otorgados en cada caso a cada una de las 4 opciones consideradas.

Para la confección de la misma, lo primero que se hizo fue considerar todos los factores que pueden influir en la decisión de donde ubicar la central. Una vez identificados estos, se descartaron aquellos que era similares para las cuatro opciones, es decir que no ponderaban ninguna opción por sobre las otras. A partir de lo anterior es que se llegó a los criterios que se reflejan en la tabla. En primer lugar, cabe mencionar los dos que se encuentran como obligatorios y que como se puede ver no tienen ponderación ni calificación sino más bien OK de que cumplen con esas cosas sin las cuales directamente no se podrían ni pensar como posibles las presentes localizaciones. Uno de esos es Red No saturada que hace referencia a la disponibilidad que existe, en cada uno de los diferentes nodos de la red de interconexión del SADI a los cuales se hace referencia, para poder conectar la potencia que se necesita. En segundo lugar, el impacto ambiental, que como ya se explayó anteriormente no existe evidencia alguna de que esta sea una actividad que genere daño en la salud de las personas o el medio ambiente que lo rodean.

Por otro lado, dentro de los cuatro factores deseables considerados están:

Recurso solar:

Hace referencia a la predisposición y aptitud del lugar en cuestión para captar los rayos del sol o lo que es conocido como insolación. Este fenómeno es el que más ponderación tiene, debido

a que es un aspecto fundamental en el funcionamiento y por ende en la potencia que luego sean capaces de entregar los paneles, cuanto más insolación más potencia es capaz de entregar el mismo panel.

Dicho eso, cabe mencionar que las calificaciones, se pusieron a partir de los estudios de insolación de la nasa para cada sector siendo el óptimo el emplazamiento en Caucharí.

#### Reglamentaciones:

Con este apartado se hace referencia a la existencia de normas vigentes que favorezca e incentiven o bien todo lo contrario perjudiquen y restrinjan la instalación de la central en alguno de estos sitios. En cuanto a la ponderación como se puede observar es significativamente menor al factor antes mencionado, y esto se debe a que en definitiva si bien este aspecto colabora en la toma de la decisión de dónde colocar la central no es tan trascendental en el negocio como si lo es una buena insolación en la zona.

Por otra parte, y siguiendo con las reglamentaciones, cabe mencionar que como se detalló más arriba en el apartado pertinente Jujuy posee ciertas reglamentaciones que tienden a limitar el negocio y funcionamiento de una central (por eso los puntajes bajos), mientras que por el contrario Salta y Tucumán no poseen ninguna ley que imponga como comercializar ni cuánto.

#### Accesos:

En lo que accesos se refiere es, a la cercanía a rutas para ingresar todos los materiales e insumos, el que los accesos sean transitables y haya diferentes alternativas de rutas, lo cual además de hacer accesible la zona favorecen los costos de la logística de abastecimiento. Como se puede observar en el caso de Salta y El Caucharí no se cuenta con muchos accesos y los pocos que existen o bien no son completamente transitables o bien presentan inconvenientes de inundaciones o serios problemas en condiciones desfavorables lo cual dificulta mucho el acceso.

Por el lado de Tucumán cuenta con una buena cantidad de accesos y alternativas, que hacen de la misma una zona transitable, y de relativamente fácil acceso.

Por el lado de San Juancito, pasa algo muy similar al caso de Tucumán, cuenta con una gran cantidad de accesos en buenas condiciones que permiten el acceso prácticamente todo momento y sin mayores dificultades.

#### Altura:

Finalmente, el último factor considerado en esta matriz de decisión, pero uno de los más importantes, es la altura. La misma resulta crucial en este tipo de emplazamientos debido a la eficiencia o no en el funcionamiento de los inversores que como ya se vio en la parte de Ingeniería y Tecnología es un componente de este tipo de paneles.

La altura por un lado se busca que sea elevada, ya que a mayor altura mayor insolación, pero por otro lado si la altura excede los 2000 (msm) el inversor deja de funcionar de forma óptima y por ende todo el panel deja de funcionar de la manera que se espera o al menos se busca que funcione.

Esos son los casos de Jujuy 1 y Salta cuyas alturas van más allá de esa altura crítica y por ende no resultan del todo beneficiosos en términos de funcionamiento.

Distinto es el caso de Tucumán y Jujuy 2 que tienen buenas calificaciones, ya que cómo se

aclaró anteriormente, las alturas rondan entre los 1000-2000 (msm) siempre por debajo de este último valor crítico.

## Conclusiones Micro localización

A partir de la matriz antes mostrada, queda claro que la mejor ubicación para la central solar fotovoltaica es la provincia de Tucumán (cercano al Nodo "El Bracho"), aunque la diferencia con Jujuy 1 ("San Juancito") no es muy significativa.

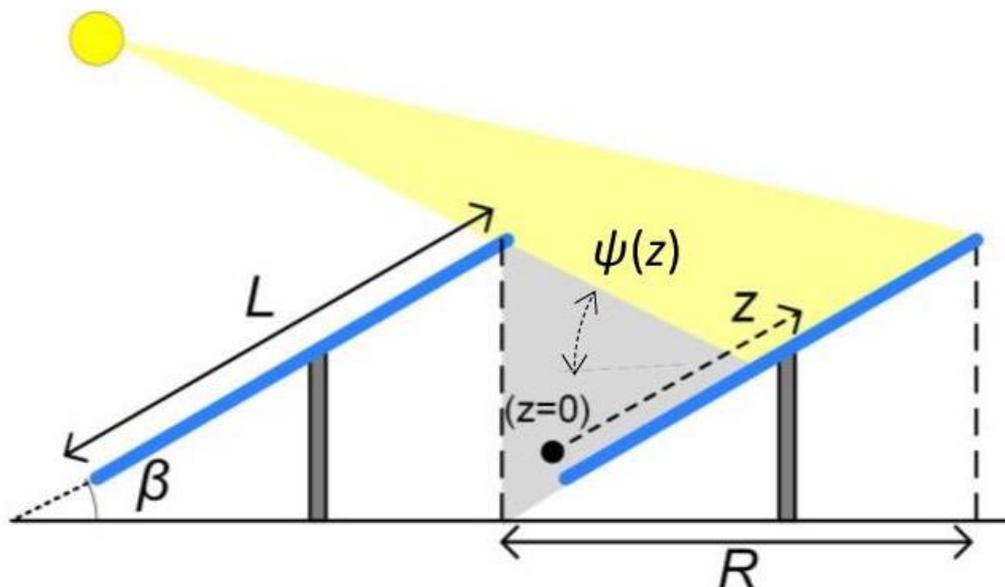
## Layout

Diseñar una planta solar es un proceso multidisciplinario que requiere mucho conocimiento técnico de las diversas áreas involucradas. Además, se debe realizar un balance entre rendimiento y costo. Es por este motivo que cada elemento del proceso debe estar óptimamente dimensionado y posicionado. Generalmente, en este tipo de proyectos, se busca minimizar las pérdidas a lo largo del sistema ya que esto impacta directamente en la energía producida a lo largo del año.

Para cada sitio, es importante tener en cuenta los factores clave. Estos son: Temperatura, Irradiancia total, ángulo del sol y las sombras. Esto se debe a que una gran parte de la producción energética puede ser explicada por estas cuatro variables.

Uno de los puntos clave a tomar en cuenta es la distancia entre cada fila de paneles solares. Esto se debe a que, dependiendo del ángulo de altura (respecto al eje horizontal), se genera una sombra entre cada una de las filas. Naturalmente, esto implica una reducción en la producción eléctrica por fila e impacta en el rendimiento de la planta. La realidad indica que no es posible erradicar este efecto por completo dado que la planta necesitaría una mayor área superficial para distribuir estas filas de celdas, requeriría una mayor inversión en cableado y habría más pérdidas óhmicas (resistencia del cable) a lo largo del mismo.

A continuación, en el gráfico 2.26 muestra el efecto de las sombras generadas por cada fila de celdas solares.



(Gráfico 2.26: Efecto sombra)

El ángulo crítico (Phi) es aquel que determina la posición del sol donde deja de haber sombras autogeneradas. Si el ángulo es menor al crítico, se espera que haya pérdidas de captación de rayos solares y, por lo tanto, una menor producción de energía eléctrica.

Una manera de minimizar este efecto es reduciendo el ángulo Beta a un punto menor del óptimo teórico (de irradiancia directa). Para sistemas con estructuras fijas, esto implica una reducción en la productividad de la planta, pero a cambio de una menor inversión inicial. En sistemas con estructuras móviles que permiten ese movimiento axial, modificar el ángulo Beta no es un problema.

Existe un indicador llamado Round Coverage Ratio (GCR) que mide la relación entre el área de cada módulo y el área superficial que se requiere.

$$GCR = L/ R$$

Un buen indicador a la hora de diseñar estas plantas es que no se presencien sombras sobre el módulo durante el solsticio de invierno cuando el sol llega al punto más alto (cenit). También es aceptable tomar que haya una pérdida por sombra de hasta 1% anual.

Otro aspecto importante para tomar en cuenta es la orientación del panel. A medida que aumenta la latitud, la dirección a la que se posiciona la celda panel toma mayor relevancia. En el hemisferio norte, es importante orientar el panel hacia el sur verdadero, en el hemisferio sur, se deben orientar hacia el norte verdadero. A medida que uno se va acercando hacia el ecuador, esto deja de tener importancia.

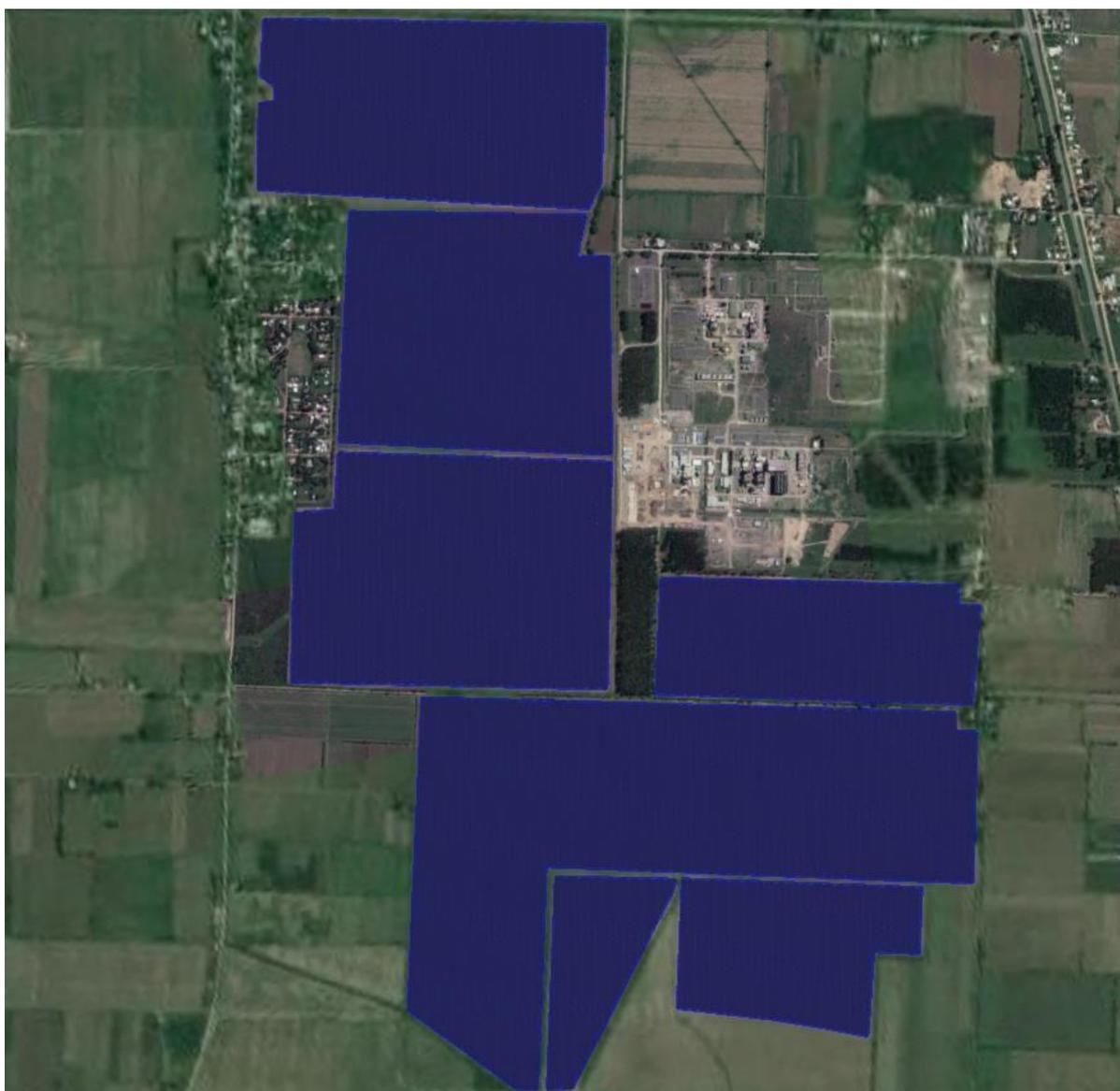
Asimismo, hay que tener en cuenta las tareas de mantenimiento que se le deben hacer periódicamente a los módulos para determinar el espacio entre filas. Por lo tanto, se tomará en primera instancia, también teniendo en cuenta la información anterior, una distancia entre hileras de 3,5 metros en toda el área del generador fotovoltaico solar.

Teniendo en cuenta esta información, la superficie con la que se debe contar para la disposición de los módulos es la siguiente:

Por centro solar se contabilizan 9.216 paneles (se totalizan 921.600 en el proyecto), conectados a 3 inversores de 780 KW con 143 cadenas de 16 módulos (2288 paneles) por cada inversor de frecuencia y otro inversor de 740 KW con 147 cadenas de 16 módulos (2352 paneles). Además, sabiendo que las dimensiones de cada panel son 1956 mm x 992 mm cada cadena tendrá una base de 16 metros y 2 metros de alto. En consecuencia, la primera configuración tendrá 787 metros de largo (contemplando la distancia entre hileras) y 16 metros de ancho, con 3 metros adicionales de cada lado para dejar 6 metros de pasillo en total (17.314 m<sup>2</sup>). La segunda configuración será entonces de 795 metros de largo y 16 metros de ancho, con 3 metros adicionales de cada lado para dejar 6 metros de pasillo en total (17.490 m<sup>2</sup>). El conjunto totaliza una superficie de 69.432 metros cuadrados y teniendo en cuenta que serán 100 centros solares la superficie requerida para el generador fotovoltaico es de 695 hectáreas.

## Paneles Solares

Con el propósito de reducir costos en cableado se decidió ubicar el parque solar a la menor distancia posible del punto de interconexión. Para esto se elaboró la configuración que se puede apreciar en el gráfico 2.27. El parque en su totalidad está dividido en siete sub-parques por limitaciones geográficas, a la izquierda de la figura se encuentra la población de El Bracho, a la derecha se encuentra la central térmica Y-GEN II junto al nodo, y en el centro se encuentra parque solar lindando con ambos.



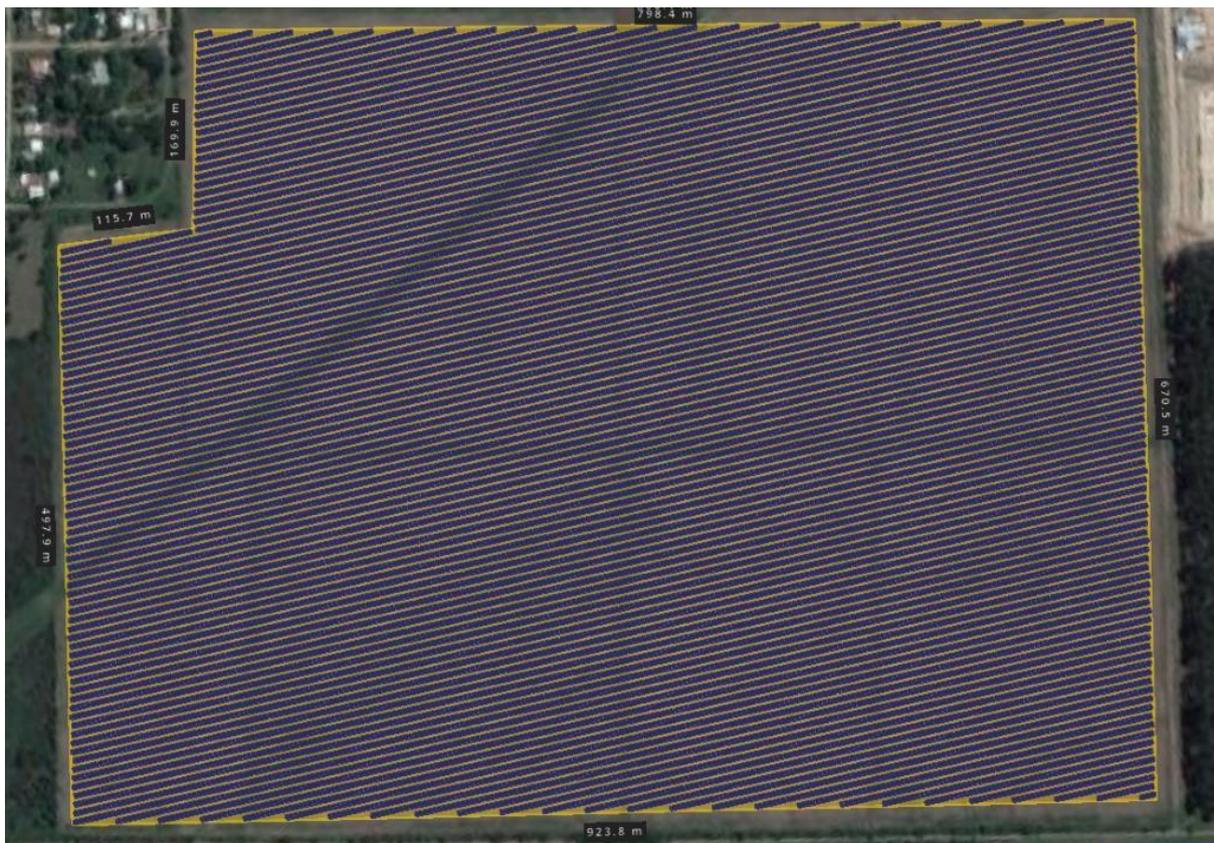
(Gráfico 2.27: Layout El Bracho)<sup>43</sup>

Como ya se dijo anteriormente el emplazamiento está subdividido en siete partes y a continuación se describirán las características de cada uno. Cabe destacar que ningún sub-parque quedo afectado por sombreado por parte de árboles o edificaciones. Por lo tanto, no hubo que identificar zonas de exclusión. Como configuración general del parque se instalaron los paneles con un ángulo de Azimut de  $180^\circ$  (en dirección y sentido al norte) debido a que en el hemisferio sur de la Tierra el Sol incide desde el norte y con una inclinación de  $15^\circ$ .

---

<sup>43</sup> Gráfico de elaboración propia.

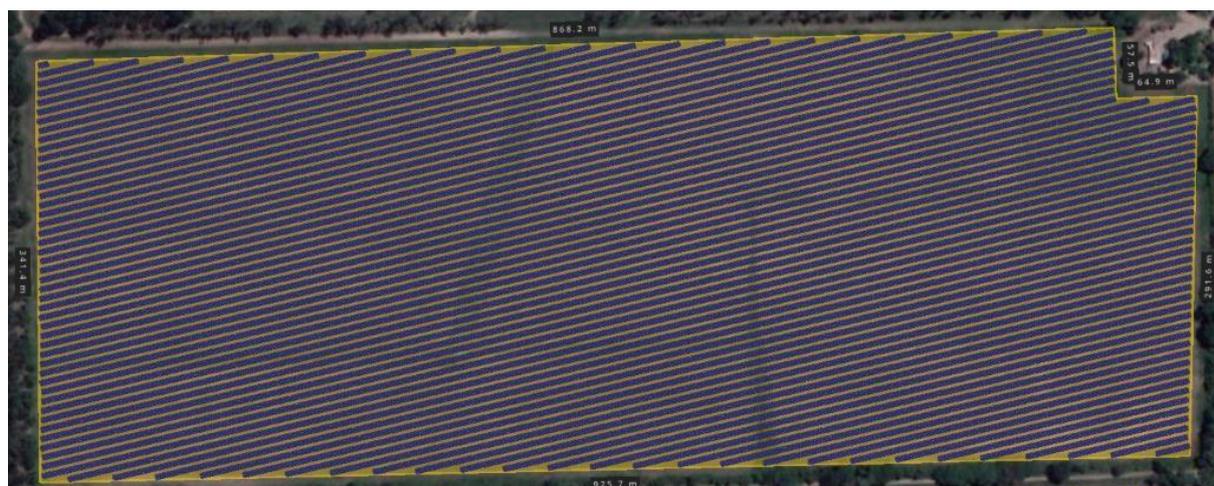
## Primer Sub Parque



(Gráfico 2.28: Layout primer sub-parque)<sup>44</sup>

Las medidas del primer sub-parque se encuentran en el gráfico 2.28 y cuenta con una superficie de 602.260,3 m<sup>2</sup>; con una capacidad de producción de 54.289kWp y con una cantidad 164.512 módulos instalados.

## Segundo Sub Parque



(Gráfico 2.29: Layout segundo Sub parque)<sup>45</sup>

<sup>44</sup> Gráfico de elaboración propia.

Las medidas del primer sub-parque se encuentran en el grafico 2.29 y cuenta con una superficie de 317.413,3 m<sup>2</sup>; con una capacidad de producción de 28.434,1kWp y con una cantidad 86.164 módulos instalados.

### Tercer Sub Parque



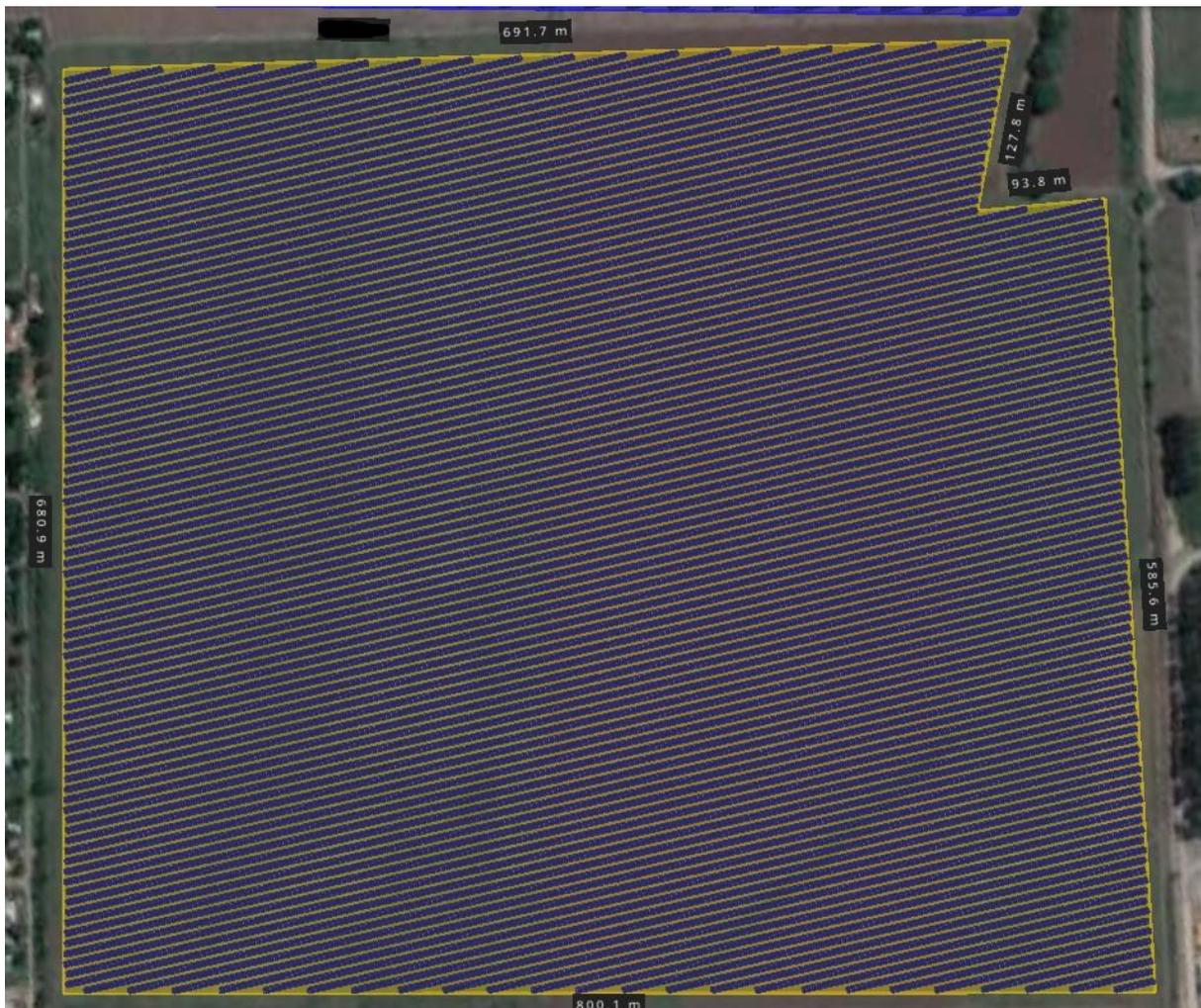
(Gráfico 2.30: Layout tercer Sub parque)<sup>46</sup>

Las medidas del primer sub-parque se encuentran en el grafico 2.30 y cuenta con una superficie de 1.017.541,8 m<sup>2</sup>; con una capacidad de producción de 91.684,6kWp y con una cantidad 277.832 módulos instalados.

<sup>45</sup> Gráfico de elaboración propia.

<sup>46</sup> Gráfico de elaboración propia.

## Cuarto Sub Parque



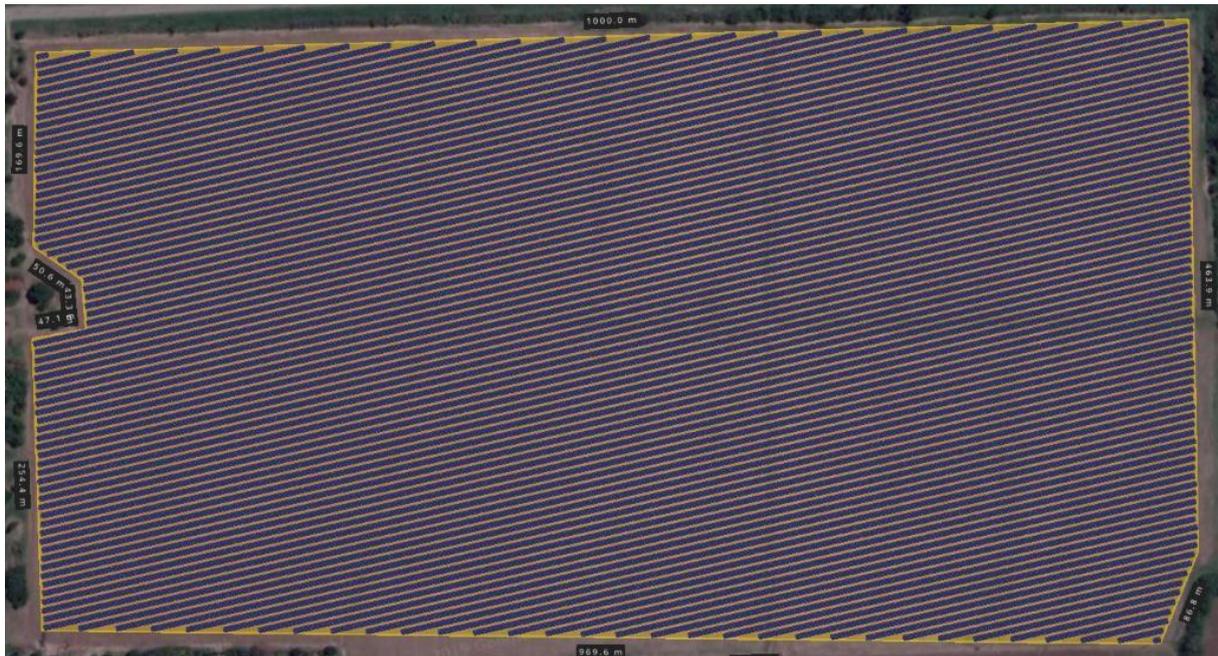
(Gráfico 2.31: Layout cuarto Sub parque)<sup>47</sup>

Las medidas del primer sub-parque se encuentran en el gráfico 2.31 y cuenta con una superficie de 528.069,8 m<sup>2</sup>; con una capacidad de producción de 47.571,5kWp y con una cantidad 144.156 módulos instalados.

---

<sup>47</sup> Gráfico de elaboración propia.

## Quinto Sub Parque



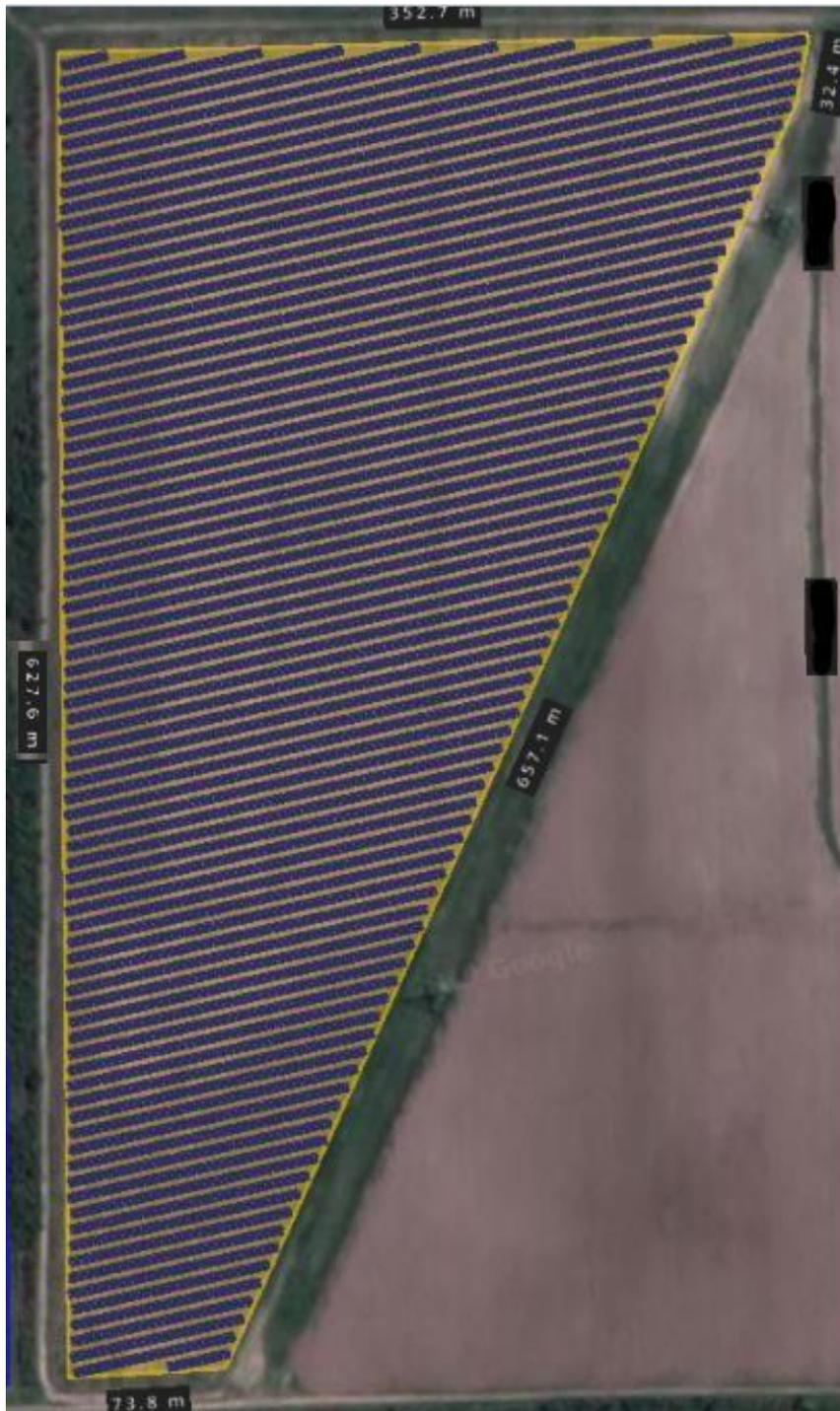
(Gráfico 2.32: Layout quinto Sub parque)<sup>48</sup>

Las medidas del primer sub-parque se encuentran en el grafico 2.32 y cuenta con una superficie de 522.503,9 m<sup>2</sup>; con una capacidad de producción de 47.019,7kWp y con una cantidad 142.484 módulos instalados.

---

<sup>48</sup> Gráfico de elaboración propia.

## Sexto Sub Parque



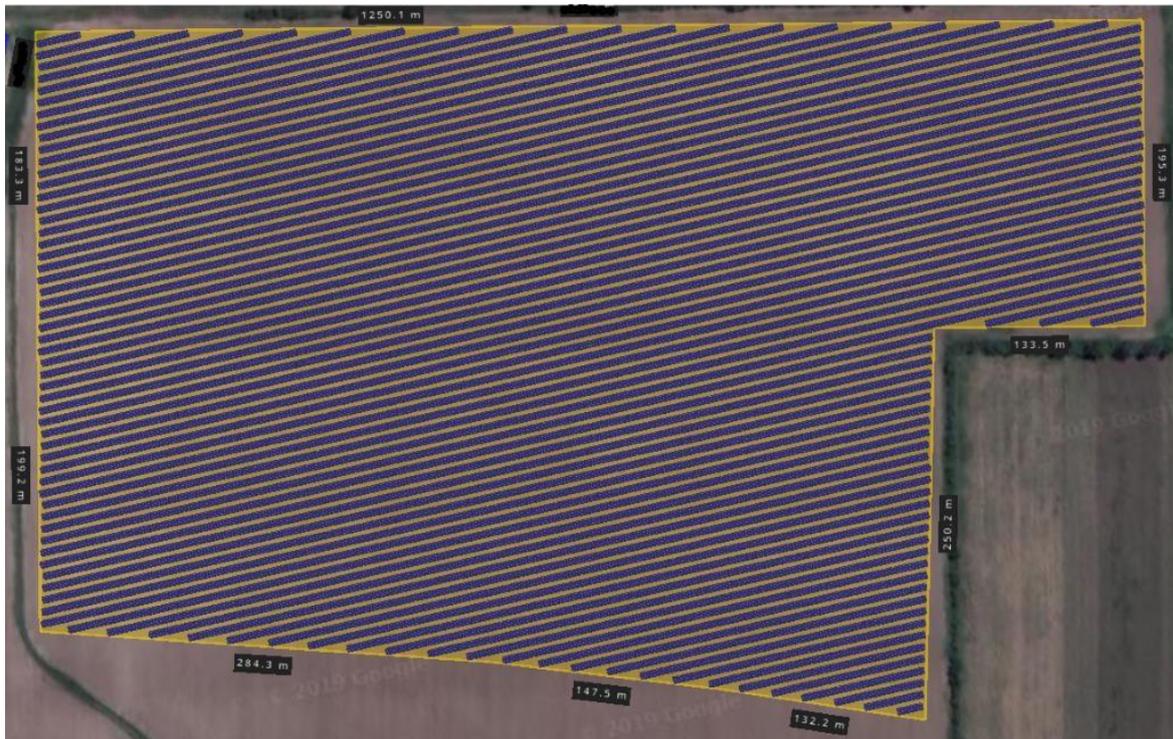
(Gráfico 2.33: Layout sexto Sub parque)<sup>49</sup>

Las medidas del primer sub-parque se encuentran en gráfico 2.33 y cuenta con una superficie de 135.885,2 m<sup>2</sup>; con una capacidad de producción de 12.088,6kWp y con una cantidad 36.632 módulos instalados.

---

<sup>49</sup> Gráfico de elaboración propia.

## Séptimo Sub Parque



(Gráfico 2.34: Layout séptimo parque)<sup>50</sup>

Las medidas del primer sub-parque se encuentran en gráfico 2.34 y cuenta con una superficie de 257.385,6 m<sup>2</sup> con una capacidad de producción de 23.045,9kWp con una cantidad de 69.836 módulos instalados.

### Esquema eléctrico

A modo de simplificar el esquema del parque solar en su totalidad se esquematizó la unidad (ya definida anteriormente como centro solar). La configuración adoptada para cada centro solar es la siguiente, con sus componentes y características:

- 9216 x módulos Phono Solar PS330M - 24/T

STC Rating	330 W
Vmp	38 V
Imp	8.68 A
Voc	47.1 V
Isc	8.99 A

(Tabla 2.7: Módulos Phono Solar PS330M)<sup>51</sup>

<sup>50</sup> Gráfico de elaboración propia.

<sup>51</sup> Gráfico de elaboración propia, según especificaciones de Phono Solar.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

- 3 x Inversor de 800 CP

Potencia pico:	2,27 MWp	 <p><b>SC 800CP XT (780 kVA)</b></p>
Cantidad total de módulos:	6864	
Número de inversores fotovoltaicos:	3	
Potencia de CC (cos φ = 1) máx.:	795,00 kW	
Potencia activa máx. de CA (cos φ = 1):	780,00 kW	
Tensión de red:	33,0 kV	
Ratio de potencia nominal:	105 %	
Factor de dimensionamiento:	96,8 %	
Factor de desfase cos φ:	1	

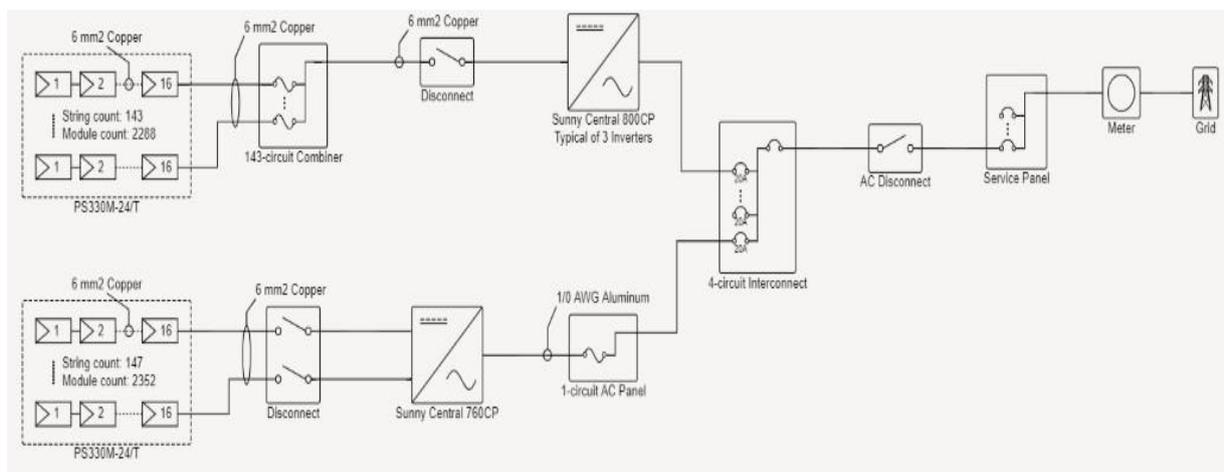
(Tabla 2.8: Inversor de 800 CP)

- 1 x Inversor 760 CP

Potencia pico:	776,16 kWp	 <p><b>SC 760CP XT (740 kVA)</b></p>
Cantidad total de módulos:	2352	
Número de inversores fotovoltaicos:	1	
Potencia de CC (cos φ = 1) máx.:	755,00 kW	
Potencia activa máx. de CA (cos φ = 1):	740,00 kW	
Tensión de red:	33,0 kV	
Ratio de potencia nominal:	97 %	
Factor de dimensionamiento:	104,9 %	
Factor de desfase cos φ:	1	

(Tabla 2.9: Inversor de 760 CP)

- 576 cadenas de sección 6 mm<sup>2</sup> de cobre (60.766 m de cable)



<sup>52</sup>(Tabla 2.10: Esquema de interconexión de red)

- 1 transformador de 3000KVa.

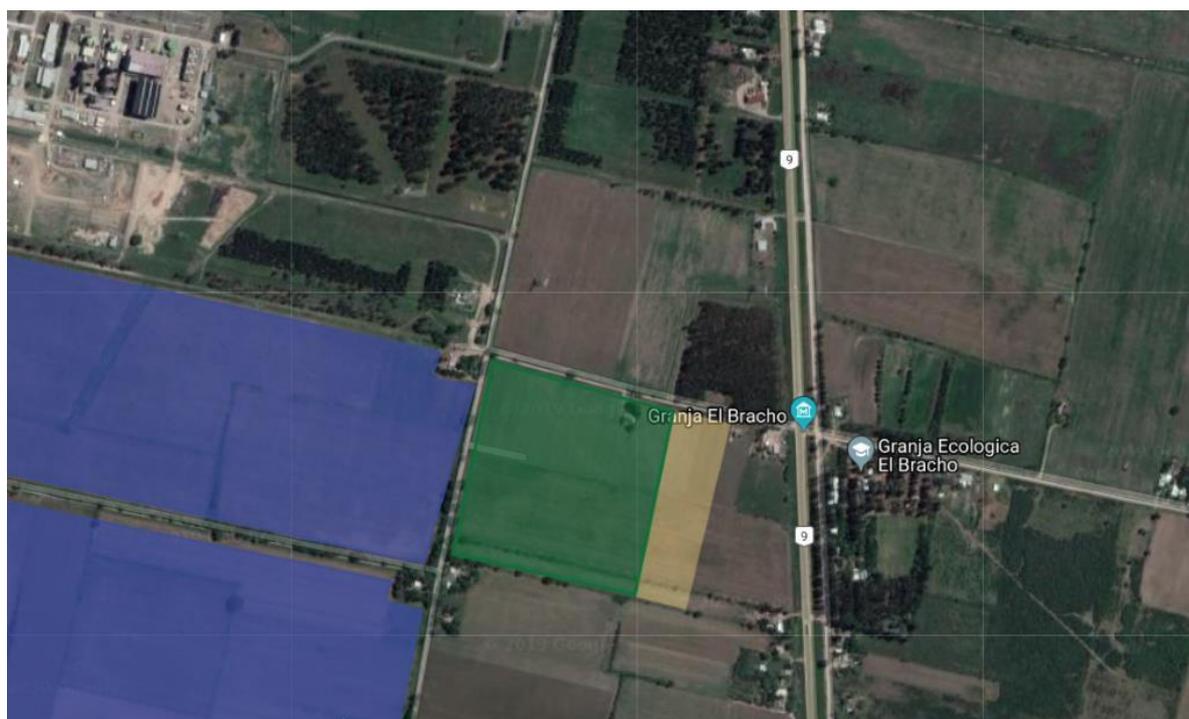
<sup>52</sup> Elaboración propia.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

- 1 transformador de 2000KVa.
- 3 transformadores de 75MVA.

### Estación Transformadora y Edificio auxiliar

Para la transformación de tensión de media a alta se contará con una estación transformadora de 300 m x 300 m, en adicional a la edificación de 100 m x 300 m que contará con el sistema de monitorización, una oficina y almacén de repuestos y elementos de mantenimiento. Su ubicación se puede ver gr (en verde la estación transformadora y amarillo el edificio) lindante al Segundo Sub Parque.



(gráfico 2.35: Estación transformadora y edificio auxiliar)

### Balaceo de línea

Para el cálculo de la cantidad de energía que se producirá a lo largo del año se hará uso del concepto de watt pico (Wp) y la Hora Solar Pico (HSP) previamente explicadas. Por medio del Power Data Access Viewer, programa gratuito de la NASA, se obtuvo la insolación de la zona del Bracho en Tucumán. La insolación es equivalente al total de radiación solar que impacta una superficie horizontal en la superficie de la tierra para un mes dado promedio de los años 1983 al 2005. Una vez obtenido este dato para todos los meses, se lo divide por 1000 kW/m<sup>2</sup> para obtener las horas solares pico por día para cada mes. Multiplicando por la cantidad de días en cada mes y por el watt pico de la planta fotovoltaica, la cual es equivalente al watt pico de cada centro solar multiplicado por la cantidad de centros solares, se obtiene la energía que se producirá por mes. Como para el cálculo de los centros solares se tuvo en cuenta la eficiencia de los paneles solares la energía obtenida también tiene en cuenta dicha eficiencia. Hace falta incluir las pérdidas provenientes de los inversores, transformadores y demás

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

elementos eléctricos de las instalaciones. Como ya se mencionó dichas pérdidas dan una eficiencia del sistema del 90%.

EL BRACHO - 2,5 km	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	
Insolación [kW*h/(m <sup>2</sup> *dia)]	6,3	5,9		5,7	5,0	4,1	3,8	4,0	4,8	5,9	6,4	6,7	6,6	65,2
Horas Pico [h]	195,3	165,2		175,5	149,7	127,7	112,8	123,4	148,8	178,2	198,7	201,0	204,6	1980,9
Energía [MWh]	78370	66291,5		70408,5888	60071,616	51251,5	45264,4	49509,9	59710,5	71508,096	79738,3	80657,3	82101,9	794883,5
Energía neta [MWh]	70533,0	59662,3		63367,7	54064,5	46126,3	40737,9	44558,9	53739,4	64357,3	71764,5	72591,6	73891,7	715395,2

(Tabla 2.11: Insolación, horas pico y energía anuales del nodo El Bracho)

En la tabla 2.11 se ven en la fila de Energía neta en MWh la producción de energía estimada para cada mes teniendo en cuenta todas las pérdidas e ineficiencias del sistema. Dicha generación corresponde al primer año de producción ya que los paneles tienen una pérdida de eficiencia del 2% anual por lo que hay que afectar a dicha energía neta por este factor para obtener la energía de los subsecuentes años.

Dado que el proceso de localización e ingeniería es un proceso iterativo y las variables finales dependen de las iniciales tanto como las iniciales de las finales se procede a hacer una segunda iteración del proceso de micro localización esta vez añadiendo el costo del km de alta tensión para poder determinar el óptimo lugar para la instalación de la planta fotovoltaica. Para ello se analiza como segunda opción la zona noreste de la provincia de Catamarca donde existe una diferencia de radiación respecto de la que se puede percibir en Tucumán, esta zona se encuentra a unos 170 km del nodo el Bracho lo que significa una inversión inicial más grande que en el primer caso el cual se encuentra apenas a 2,5 km. La razón de la elección de la zona en Catamarca se debe a que las radiaciones solares son mayores, tanto en verano como en invierno, que en Tucumán mientras que en Santiago del Estero las radiaciones solares son apenas mayores en verano y un poco menores en invierno. Se procede a hacer los mismos cálculos que en el primer caso obteniéndose la siguiente energía neta.

CATAMARCA - 170 KM	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	
Insolación [kW*h/(m <sup>2</sup> *dia)]	7,5	7,1		6,5	5,6	4,5	4,0	4,2	5,1	6,5	7,3	7,9	7,8	74,0
Horas Pico [h]	232,8	197,4		200,0	166,5	139,8	120,0	131,1	159,0	193,8	227,5	237,0	243,0	2248,0
Energía [MWh]	93422,0	79212,7		80235,9	66813,1	56103,0	48153,6	52619,8	63815,6	77768,1	91307,3	95103,4	97527,1	902081,5
Energía neta [MWh]	84079,8	71291,4		72212,3	60131,8	50492,7	43338,2	47357,9	57434,0	69991,3	82176,5	85593,0	87774,4	811873,3

(Tabla 2.12: Insolación, horas pico y energía anuales de Catamarca)

Claramente la energía producida es mayor que en la zona del Bracho, pero es necesario analizar si la inversión trae mayores beneficios o no. Para ello se toma el valor del MWh definido en el estudio de mercado de 60 USD/MWh, con un costo de USD 500.000,00 el km de alta tensión, valor que fue corroborado con dos consultoras del rubro, una tasa del 15% y teniendo en cuenta la pérdida de eficiencia de los paneles a lo largo de los años se obtienen los siguientes flujos de fondos y VAN para cada una de las opción a lo largo de 20 años, lo que se define como la duración del proyecto.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Año	KM	
	2,5	170
0	-\$ 1.250.000,00	-\$ 85.000.000,00
1	\$ 42.923.709,73	\$ 48.712.398,45
2	\$ 42.065.235,54	\$ 47.738.150,48
3	\$ 41.206.761,35	\$ 46.763.902,51
4	\$ 40.348.287,15	\$ 45.789.654,54
5	\$ 39.489.812,96	\$ 44.815.406,58
6	\$ 38.631.338,76	\$ 43.841.158,61
7	\$ 37.772.864,57	\$ 42.866.910,64
8	\$ 36.914.390,37	\$ 41.892.662,67
9	\$ 36.055.916,18	\$ 40.918.414,70
10	\$ 35.197.441,98	\$ 39.944.166,73
11	\$ 34.338.967,79	\$ 38.969.918,76
12	\$ 33.480.493,59	\$ 37.995.670,79
13	\$ 32.622.019,40	\$ 37.021.422,82
14	\$ 31.763.545,20	\$ 36.047.174,85
15	\$ 30.905.071,01	\$ 35.072.926,88
16	\$ 30.046.596,81	\$ 34.098.678,92
17	\$ 29.188.122,62	\$ 33.124.430,95
18	\$ 28.329.648,42	\$ 32.150.182,98
19	\$ 27.471.174,23	\$ 31.175.935,01
20	\$ 26.612.700,04	\$ 30.201.687,04
<b>VAN</b>	<b>\$ 331.010.076,56</b>	<b>\$ 288.269.493,30</b>

(Tabla 2.13: Flujo de Fondos y VAN para zona El Bracho)<sup>53</sup>

Se puede observar que, si bien la generación de energía es mayor, en la duración del proyecto la localización en la zona del Bracho trae un mayor beneficio que la zona noreste de Catamarca y es por ello que, ahora de forma más concreta, se define la zona del Bracho como punto para la localización de la planta fotovoltaica.

### Mano de obra directa e indirecta y costos de operación

Ya que el proceso de generación de energía fotovoltaica es automático no se necesita mano de obra directa para poder operar. Se define como cuello de botella del proceso los paneles cuya eficiencia respecto de la insolación recibida limita la cantidad de energía que se genera. Durante toda la operación existen pérdidas, pero ninguna se acerca a la baja eficiencia de los paneles, las cuales son del 17% aproximadamente.

En el proceso es necesaria mano de obra indirecta, realizar trabajos secundarios que pueden llegar a perjudicar de forma indirecta el proceso. Estos trabajos son control, vigilancia,

<sup>53</sup> Tabla de elaboración propia.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

desmalezado, limpieza, entre los más importantes. Para el trabajo de control son necesarias 4 personas que cubran los puestos de jefe de parque, 2 operadores y 1 persona a cargo de mantenimiento. También será necesario contar con vigilancia privada para el parque.

La misma empresa que provee los paneles también ofrece un servicio de mantenimiento

especializado de sus productos, el cual consiste en la revisión completa de todos los productos comprados por un técnico el cual viene dos veces al año a la planta a revisar los equipos además de contar con un servicio online de revisión de equipos.

Dos veces al año se debe hacer un desmalezado para cuidar los paneles y conexiones eléctricas. Esta actividad se realiza previo al verano y en febrero aproximadamente, período donde las lluvias y clima favorecen el crecimiento de la flora.

El principal costo dentro de todas las actividades secundarias a realizar es el lavado de los paneles. Debido a polvo, tierra, excremento de aves, etc. los paneles suelen ensuciarse y por ende su rendimiento baja. Es por ello por lo que se contrata periódicamente personal para la limpieza de los paneles. Existen métodos automáticos de limpieza, pero su implementación es hoy en día de forma experimental. No hay desarrollos económicos aún.

Los costos de los productos se distribuyen de la siguiente forma:

Personal	10%
Vigilancia	15
Desmalezado	20%
Limpieza	50%
Otros	5%

*(Tabla 2.14: Distribución costos de producción)*

El costo total anual se estima será 3 millones de dólares al año. Dado el alto porcentaje dentro de los costos de la limpieza y la poca ganancia que esta produce es que se suele evitar hacer este paso.

Por su parte, el costo del servicio de mantenimiento será de 65.000 dólares al año.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

ITEM	Unidad	Costo Unitario	Costo Total	Columna3	Cantidad de Paneles por Centro Solar
Panel Solar	Un	0,3 U\$D/Wp	\$ 951.588,00	U\$D	9.612 Un * 330Wp
Tracker	Un	0,15 U\$D/Wp	\$ 475.794,00	U\$D	
Inversor de 800Cp	Un	0,06 U\$D/Wp	\$ 182.476,80	U\$D	
Inversor de 760Cp					
Equipos de Proteccion y Maniobra					
Transformador de Media (300KV)					
Transformador de Media *200KV)	Un	0,10 U\$D/Wp	\$ 317.196,00	U\$D	
Transformador de Alta Tension					
costos de conexion de linea Alta tension de Mina Rivero	Un	0,18 U\$D/Wp	\$ 570.952,80	U\$D	
BOP obra	Un	0,18 U\$D/Wp	\$ 570.952,80	U\$D	
Total			\$ 2.498.007,60	U\$D	
Total X 100 centro			\$ 249.800.760,00	U\$D	

(Tabla 2.15: Costos paneles, inversores, obra civil, protecciones y equipos de maniobra)

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

ITEM	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total	Moneda
Cables Aluminio 1/2 Tension	m	4.999.000	8 U\$/m	\$ 39.992.000,00	U\$D
Cables Aluminon Baja Tension	m	15.000.000	3 U\$/m	\$ 45.000.000,00	U\$D
Cables Cobre Corriente Continua	m	5.000.000	1 U\$/m	\$ 5.000.000,00	U\$D
Superconector	m	1.000	500 U\$/m	\$ 500.000,00	U\$D
TOTAL				\$ 90.492.000,00	U\$D

(Tabla 2.16: Costos Cableado)

ITEM	Cantidad	Costo Total	Moneda
Personal	10%	\$ 300.000,00	U\$D/Año
Vigilancia	15%	\$ 450.000,00	U\$D/Año
Desmalezado	20%	\$ 600.000,00	U\$D/Año
Limpieza	50%	\$ 1.500.000,00	U\$D/Año
Otros	5%	\$ 150.000,00	U\$D/Año
Mantenimiento		\$ 65.000,00	U\$D/Año
Costo Conexion a la Red de Alta Tension (Mina Rivero)		\$ 858.470,00	U\$D/Año
TOTAL		\$ 3.923.470,00	U\$D/Año

(Tabla 2.17: Costos mano de obra directa e indirecta)

En este apartado, y tal como se puede ver en las tres tablas 2.15, 1.16 y 2.17, se detallan los costos asociados al emplazamiento de una central fotovoltaica y que por ende es necesario contemplar en este punto del trabajo de investigación presente.

En primer lugar, fue necesario conocer qué actividades se realizarían. Una vez tomadas esas decisiones, se buscó información acerca de los recursos necesarios para poder realizar el emplazamiento en cuestión. Para ello, fue necesario recurrir a información histórica de

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

proyectos similares realizados en conjunto con YPF Luz. Una vez conocidas las actividades que a realizar y los recursos necesarios, se trasladó y volcó dicha información, trasformando esos recursos en unidades monetarias y temporales.

Antes de dar comienzo a la breve descripción de los diferentes costos considerados, es importante destacar el hecho de que como bien ya se mencionó anteriormente, se determinó que para la instalación de la central considerada son necesarios 100 centros solares. Cada uno de estos, a su vez, presentan 9.612 paneles solares los cuales tienen un promedio de 330 Wp (Watt pico) por cada uno.

Dicho esto, a continuación, se enumera una serie de costos, los cuales se encuentran plasmados tanto en la Tabla 2.15 como en la Tabla 2.16 y que resultan fundamentales a la hora de calcular el término contable conocido como CAPEX.

- Paneles Solares
- Inversores
- Centros de Transformación
- Obra civil
- Cableado

El CAPEX (capital expenditure), es la inversión en capital o inmovilizado fijo que realiza una compañía ya sea para adquirir, mantener o mejorar su activo no corriente.

Se explica cómo, la inversión necesaria para mantener o expandir los bienes de capital (fábricas, maquinaria, vehículos, etc.). Es muy importante dentro de la actividad de una empresa y de su evolución futura. Además, es un factor que permite comparar este proyecto o emplazamiento, con el de otras plantas fotovoltaicas.

Total 1 = Total Tabla 1 = \$ 250.575.300,00USD
Total 2 = Total Tabla 2 = \$ 90.492.000,00USD
TOTAL = Total 1 + Total 2 = \$ 341.517.300,00 USD
Cantidad de MW = 300
CAPEX = TOTAL/Cant. de MW = \$ 341.517.300,00/ 300 × 10 <sup>6</sup> = 1,1384[USD /W]

(Tabla 2.18: Totales de las tablas 2.15; 2.16 y CAPEX)

Para profundizar los detalles que conlleva la obra civil/ CAPEX, como se mencionó anteriormente en un trabajo en conjunto con YPF luz se realizó un detalle pormenorizado de las actividades necesarias dentro del concepto general de obra civil, en el grafico 2.19 se aprecian todos los ítems a tener en cuenta para la puesta a punto de la central solar en su totalidad, a su vez esta detallada cada actividad por rubro, (dentro del rubro general “obra civil”), y su valor en u\$d/MWp.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

<b>1</b>	<b>OBRA CIVIL</b>	<b>0,102 \$/Wp</b>
1.1	Limpieza y desbroce	0,003 \$/Wp
1.2	Camino internos	0,010 \$/Wp
1.3	Instalación de Obrador	0,002 \$/Wp
1.4	Obras Hidráulicas	0,021 \$/Wp
1.5	Cimentaciones	0,035 \$/Wp
1.6	Cimentación de centro de transformación	0,003 \$/Wp
1.7	Postes Seguidor Op.1 - Hincado al suelo	0,008 \$/Wp
1.8	Zanjas y arquetas	0,011 \$/Wp
1.9	Alambrado perimetral y acceso	0,006 \$/Wp
1.10	Supervisión de Obra Civil	0,004 \$/Wp
<b>2</b>	<b>SISTEMA ELÉCTRICO</b>	<b>0,023 \$/Wp</b>
2.1	Cableado eléctrico BT	0,010 \$/Wp
2.2	Cableado eléctrico de MT	0,005 \$/Wp
2.3	Sistema de puesta a tierra	0,002 \$/Wp
2.4	Sistema de Comunicación / Monitorización	0,004 \$/Wp
2.5	Supervisión de Obra Eléctrica	0,003 \$/Wp
<b>3</b>	<b>MONTAJE MECÁNICO</b>	<b>0,045 \$/Wp</b>
3.1	Montaje de Componentes principales	0,016 \$/Wp
3.2	Montaje de Módulos	0,009 \$/Wp
3.3	Montaje de Tracker	0,004 \$/Wp
3.4	Montaje de Cajas de Nivel	0,004 \$/Wp
3.5	Montaje de Power Station	0,007 \$/Wp
3.6	Supervisión, seguimiento y control de Obra	0,004 \$/Wp
<b>4</b>	<b>COMUNICACIONES Y CONTROL</b>	<b>0,010 \$/Wp</b>
4.1	Sistema de monitorización (SCADA)	0,003 \$/Wp
4.2	Edificio de control	0,005 \$/Wp
4.3	Supervisión de BOS	0,001 \$/Wp
4.4	Supervisión, seguimiento y control de Obra	0,001 \$/Wp
	<b>TOTAL OBRA</b>	<b>0,180 \$/Wp</b>

(Tabla 2.19: componentes de obra civil por rubro y sus costos en u\$d)<sup>54</sup>

Luego, resulta también importante destacar los costos que figuran plasmados en la Tabla 2.17. Estos corresponden a aquellos gastos operativos que conllevará el proyecto, como lo pueden ser, los gastos asociados al mantenimiento y funcionamiento del proyecto. Los mismos

<sup>54</sup> Tabla de elaboración propia según datos aportados por YPF Luz.

# Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

incluyen:

- Equipos de Seguridad
- Mantenimiento
- Mano de Obra directa/indirecta
- Comisión por Conexión a la red de Alta tensión de Mina Rivero
- Limpieza

## Cronograma de ejecución

El proyecto se ejecutará en 15 periodos de 2 meses cada uno dando como resultado una duración de 2 años y medio. El cronograma se divide por actividad, tarea y el área que llevara a cabo la tarea. Además, se destacó los dos hitos del proyecto, aprobar las tecnologías y equipos instalados, los puntos más significativos para el desarrollo del proyecto, como se puede observar en la siguiente figura.



(Gráfica 2.35: Cronograma de ejecución)

### III. CAPÍTULO ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO

#### Resumen del Capítulo

Este capítulo desarrollará el estudio económico y financiero del proyecto en cuestión. El eje de este capítulo estará puesto en la factibilidad y viabilidad del proyecto, desde el punto de vista económico y financiero, basándose en indicadores para evaluar proyectos a partir de las herramientas correspondientes.

En primer lugar, se comienza analizando las inversiones necesarias en el proyecto y los costos que aparecen para su funcionamiento. Luego, se realiza el cuadro de resultados, un indicador económico relevante para el análisis.

Además, en el estudio financiero se analizan diversos aspectos como lo son la financiación del mismo proyecto en cuestión, explicando variables principales de los proyectos de energías renovables como lo son los impuestos y beneficios fiscales, especiales para el sector. Luego, se calcula el flujo de fondos (del inversor y del proyecto) para poder analizar el atractivo del proyecto.

Por último, se destaca el cálculo de indicadores claves como lo son el apalancamiento, período de repago, el VAN, el TIR, la TOR, entre otros. Dado todo lo anterior, se concluye sobre la viabilidad del proyecto.

#### Costos

##### Costos operativos-Opex

En esta sección se encuentran los costos operativos del funcionamiento de la central solar. En base a los distintos proyectos hechos en energías renovables, se establecieron los costos operativos para este proyecto, los cuales son: Administración, Cargas Patronales, Vigilancia, Seguros, Mantenimiento.

##### Administración

Representan los sueldos del personal contratado, a saber 1 jefe de operaciones, 2 empleados de operaciones y un jefe de mantenimiento. El jefe de operaciones y los dos empleados de operaciones tienen a cargo el control del sistema SCADA para la verificación de funcionamiento de la planta y controlar el output, la electricidad generada, así como los seccionadores ante paradas imprevistas o rutinarias. El jefe de mantenimiento está a cargo del mantenimiento de todos los componentes eléctricos de la planta, como el cambio de paneles, reparación de inversores, seccionadores y demás equipos mencionados en la parte de ingeniería. Se requiere de una persona ya que como se mencionó antes se cuenta con el servicio de mantenimiento de los vendedores de los equipos quienes conocen bien el funcionamiento de estos y poseen las herramientas necesarias para hacer el correcto análisis y mantenimiento de los equipos. Según una fuente de YPF Luz, se suelen tomar dichos seguros

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

que por su precio y calidad de servicio suelen ser más ventajosos que realizar el mantenimiento uno mismo.

### Cargas patronales

Son las cargas asignadas a los empleados de la planta. Están subdivididas de la siguiente forma:

Cargas Patronales	Jubilación	16%
	PAMI	2%
	Obra Social	5%
	Asig. Familiar	7,5%
	Fondo Nac de Empleo	1,5%
	Seguro de vida	0,03%
	ART	2%

*(Tabla 3.1: Composición de las cargas patronales)*

Dádonos un total de 34%

### Limpieza

En esta sección se toma en cuenta el mantenimiento para que la planta funcione en condiciones óptimas. Para esto, se tienen que ir haciendo sucesivos desmalezados (aparte del inicial) para evitar sombras en los paneles y daños en las estructuras de estos. Es por ello que se calcula un desmalezado anual, el cual consta de un grupo de personas poco calificadas para cortar malezas y demás flora que pueda aparecer en el terreno ya que pueden afectar la eficiencia de los paneles por bloqueos de los rayos del Sol.

### Seguros

En base a la información provista por una compañía de seguros, se llega a la cifra de 1,2/1000 por cada peso invertido de sobre el valor neto descontando amortizaciones. Esto constituye un todo riesgo operativo, esto es un seguro donde ante un siniestro el asegurado debe aportar una suma de capital llamada deducible y el resto del siniestro es cubierto por la compañía de seguros. Esto se hace así para poder reducir costos del seguro ya que en proyectos de gran cantidad de activos fijos el precio de prima puede escalar muchísimo. Dicho seguro se calcula en base a los activos fijos declarados (si en el momento del siniestro se contabilizan sumas mayores de activos fijos aplica la prorrata, esto es una disminución de la suma que se cubre en igual proporción a la suma no cubierta en el seguro). Las coberturas aquí cubiertas son las siguientes: incendio edificio, incendio contenido, robo contenido general, daños por agua, equipos electrónicos (todo riesgo, es decir cubre por la suma determinada cualquier daño que

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

pueda sufrir), responsabilidad civil comprensiva.

Cobertura	Suma	Deducible
Incendio Edificio	\$ 59.335.000,00	deducible general
Incendio Contenido	\$ 320.665.000,00	
Robo contenido	\$ 32.066.500,00	10% del siniestro con un mínimo de 10000
Equipos electrónicos	\$ 48.099.750,00	15% del siniestro con un mínimo de 15000
Daños por agua	\$ 16.033.250,00	5% del siniestro con un mínimo de 10000
Responsabilidad civil comprensiva	\$ 64.133.000,00	15% del siniestro con un mínimo de 15000
<b>Deducible general</b>		
	\$ 200.000,00	

(tabla 3.2. Tabla de las distintas coberturas)

### Mantenimiento

La empresa proveedora de los paneles solares será la encargada de llevar a cabo las tareas de mantenimiento. Para esto, se acepta junto con la compra la opción del chequeo anual por el tiempo de vida del producto (25 años) con el objetivo de asegurar el rendimiento esperado del producto durante su ciclo de vida. Esta opción, según una fuente de YPF Luz, suele ser la más rentable que tener todos los equipos necesarios para realizar el correcto mantenimiento además de que el funcionamiento interno de los equipos es confidencial de las empresas productoras, quienes poseen la capacidad de hacer análisis de los elementos vía remota ya que al estar conectado vía internet pueden recibir constantemente información del estado del equipo. Cualquier otro servicio de mantenimiento rompería el acuerdo de garantía (que establece que la empresa proveedora de los equipos se responsabiliza por cualquier daño siempre y cuando el mantenimiento sea realizado por ellos). Además, necesitaría de una inspección presencial para cualquier análisis preventivo.

Sin embargo, es necesario un encargado de mantenimiento para resolver eventualidades que puedan interrumpir la producción y es por eso que se incluye en los costos el sueldo de una persona.

### Vigilancia

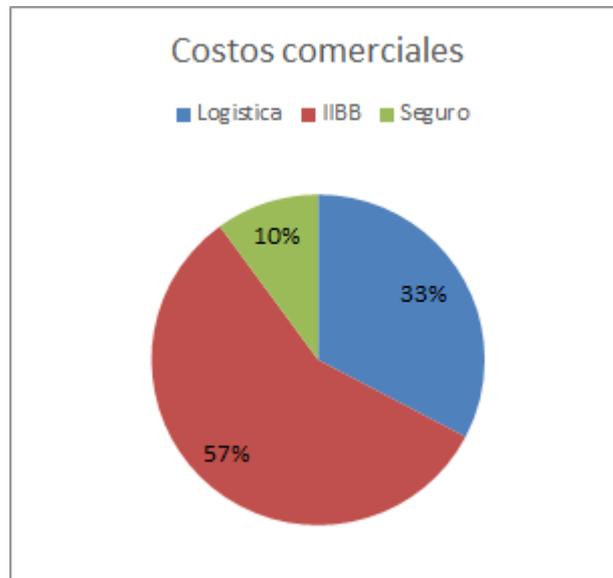
En las obras civiles se contempla la infraestructura necesaria para la vigilancia del parque, en donde se realizan obras para el personal de seguridad en diversas ubicaciones del parque e instalaciones de cámaras de vigilancia. Se prevé la instalación de una central de vigilancia a la entrada del parque para la seguridad de este.

A continuación, se muestran las distribuciones de los costos para el primer año de producción según su categorización, comerciales, administrativos y producción. El total para los costos comerciales, administrativos y de producción se muestran en la tabla que sigue, luego se muestran las composiciones de dichos costos.

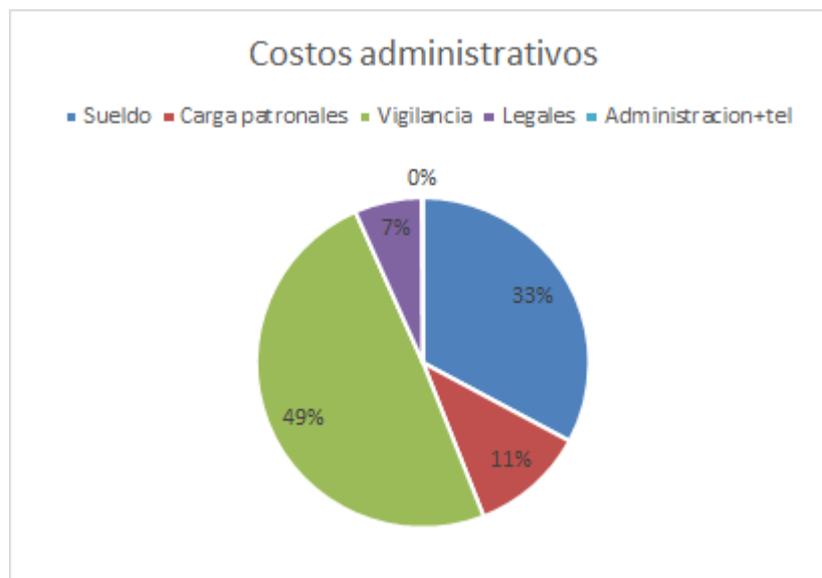
	Total
Costos comerciales	\$ 247.699.761,33
Costos administrativos	\$ 104.180.927,99
Costos de producción	\$ 35.971.287,34

# Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

(Tabla 3.3. Tabla de costos)

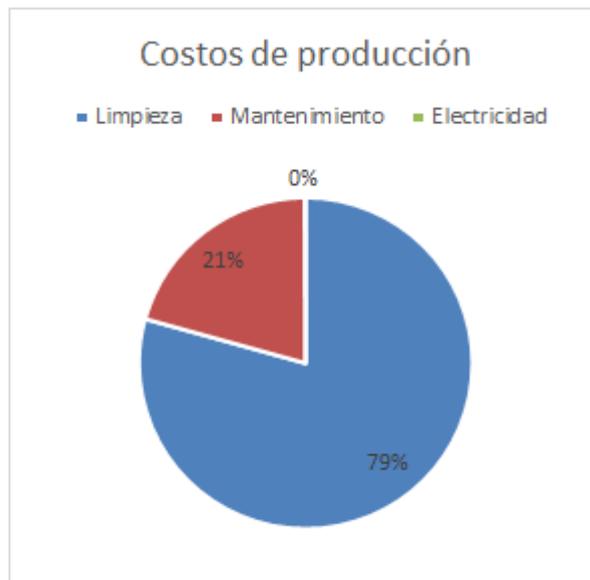


(Gráfico 3.1: Costo fijo en dólares para los distintos rubros)



(Gráfico 3.2. Costos administrativos)

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica



(Gráfico 3.3. Costos de producción)

Como se observa por los gráficos el mayor costo proviene de los costos administrativos, en particular de los ingresos brutos ya que, debido a la gran producción de energía, este impuesto es muy grande.

### Costos impositivos de importación

Dado el programa de fomento a las energías renovables, (ley 26.190, ya mencionada en este documento), todos los elementos necesarios para la construcción de una planta de energía solar fotovoltaica están libre de impuestos.

### Inversiones

En este apartado se van a analizar los costos de inversión en los que se debe incurrir para poder llevar a cabo la instalación de la central fotovoltaica. En primer lugar, y antes de comenzar con el desarrollo de estos, es importante destacar el hecho de que como muchos de estos ya fueron explicitados y caracterizados en el capítulo dos del presente trabajo de estudio se tratará de evitar la reiteración y repetición de conceptos y explicaciones.

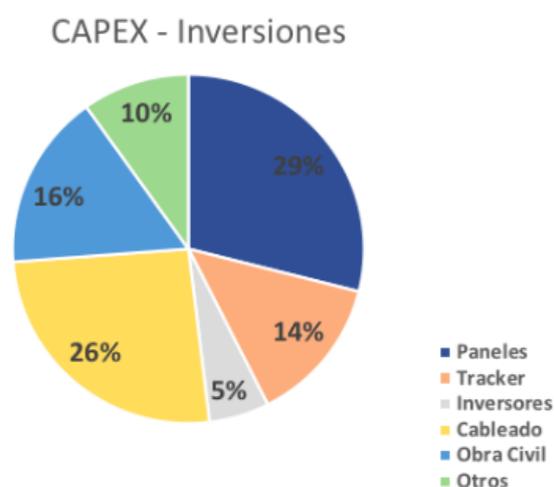
Para arrancar con la descripción de los costos de inversión, empezaremos mencionando que los mismos incluyen: compra, transporte y montaje de paneles solares, inversores y trackers. También involucran la realización de la obra civil, la compra de cableado, bienes muebles, terreno y vehículos, así como también el desmalezado y puesta a punto del predio comprado.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Categoría	Flujos	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Terreno + Civil	Obra civil	(\$3,067,086,776.86)					
	Desmalezado	(\$32,231,404.96)					
	Terreno	(\$106,600,000.00)					
Equipos	Paneles Solares		(\$6,714,252,738.54)				
	Tracker		(\$3,157,468,961.99)				
	Inversores+Equipos de Protección+Transformadores de Media		(\$1,283,107,975.22)				
	Transformador Alta		(\$2,105,333,298.72)				
Cableado	Aluminio de 240 mm2 (BAJA TENSION)		(\$2,986,796,757.92)				
	Aluminio de 240 mm2 (MEDIA TENSION)		(\$2,654,399,465.39)				
	Cobre de 6 mm2 (CORRIENTE CONTINUA)		(\$331,866,306.44)				
	Superconector		(\$33,186,630.64)				
	Vehículo	(\$2,865,013.77)					(\$5,378,974.59)
	Venta Vehículo						
	Oficina		(\$331,866.31)				
<b>Total</b>		<b>(\$3,208,783,195.59)</b>	<b>(\$19,266,744,001.17)</b>	\$0.00	\$0.00	\$0.00	<b>(\$5,378,974.59)</b>

(Tabla 3.3: Costos de inversión)

La tabla 3.2, contiene el detalle de los diferentes tipos de inversiones necesarias y la forma en la que se contabilizan las mismas. Como bien se determinó en los capítulos anteriores, este proyecto tiene una duración de 25 años ya que casi todos sus componentes tienen una vida útil igual a ese lapso (con excepción de la obra civil la cuál es mayor por lo que dejan un valor contable y deben ejecutarse al final del proyecto y la de los vehículos los cuales se renuevan cuando se han amortizado por completo). Sin embargo, los costos de inversión casi en su totalidad se registran en los primeros dos años del proyecto, con excepción de la compra de vehículos para el trabajo diario ya que se contempla la necesidad de renovación de estos cada cinco años.



(Gráfico 3.4: CAPEX de Inversiones Totales)

Uno de los aspectos que resultan clave destacar del gráfico 3.4, es que como bien se puede observar, los paneles solares representan el 29 % de la inversión total, seguido de lo que es la compra de todo el cableado necesario.

Otra cuestión por mencionar es el hecho de que, a partir de la información plasmada en el gráfico anterior se puede observar que algunos de los costos fueron agrupados en la categoría “Otros” con el fin de lograr mayor claridad y prolijidad. Además, la suma de los ítems agrupados, como la compra de mobiliario, vehículos, desmalezado y compra del terreno, en

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

total no superan el 10 % de la inversión total necesaria.

Sin embargo, en los párrafos subsiguientes se detallarán y explicarán cada uno de los diferentes costos por separado.

### Compra de terreno

Se refiere al costo o inversión realizada para la compra del terreno ubicado en la localidad de el Bracho, Tucumán, que se adquiere con el fin de generar un rendimiento a partir de la instalación y posterior puesta en marcha de la central fotovoltaica.

El mismo, como ya se mencionó en la sección de localización en el capítulo anterior, cuenta con 800 Ha y tiene un valor de 1.640.000 USD.

### Desmalezado y puesta a punto del terreno

Para el logro de una correcta y prolija instalación de los paneles, es necesario que el terreno se encuentre sin obstáculos. Cualquier tipo de obstrucción existente, como lo pueden ser ramas, plantas, malezas o árboles no permiten la correcta colocación de estos además de que generan sombra y esto perjudica la absorción óptima de los rayos del Sol.

Por eso, es que se deben tener en cuenta los costos de inversión asociados a la puesta a punto del terreno una vez comprado, y previo a la instalación o colocación de las estructuras de hormigón para los paneles.

La inversión considerada es tal, de manera de poder asegurarse una correcta adaptación de las tierras, de modo de minimizar luego los trabajos de mantenimiento necesarios y por ende los costos operativos en los que se debe incurrir.

Además, una adecuada puesta a punto permite garantizar el buen funcionamiento de los paneles, así como también minimizar las posibilidades de falla o ruptura de estos.

### Compra de Paneles Solares

Como este apartado ya fue explicado en el capítulo anterior Tabla 2.15, y para evitar la redundancia en el tema, lo que se puede agregar es que dichos artículos provienen de China (Guandong), y que la cantidad total de paneles para las dimensiones y funcionalidades diseñadas es de 961.200. Los mismos se dividen en 100 centros solares diferentes.

Es importante destacar, además, el hecho de que como los paneles son importados es necesario tener en cuenta los costos logísticos de transporte desde la fábrica propiamente dicha hasta la ubicación exacta del terreno en donde se decidió se va a instalar el emplazamiento.

### Compra de Inversores

Para el caso de los inversores, los mismos tienen un costo total de USD190.317. Al igual que

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

los paneles solares, estos componentes también son importados desde China.

Para el tipo de proyecto analizado, y según lo ya establecido anteriormente, es necesario utilizar 400 inversores por centro solar, totalizando un acumulado de 40.000 necesarios.

Cabe destacar que los costos de compra de estos componentes incluyen, además, tanto los equipos de maniobra y protección correspondientes, como también los transformadores de media tensión requeridos.

El monto mencionado al comienzo incluye solo los costos de adquisición de los inversores a los cuales, a su vez, debe agregársele los correspondiente al transporte de estos hasta la central para totalizar de esa manera la inversión completa que representan. (Valor reflejado en la Tabla 2.19)

### Compra de Trackers

Los trackers, al igual que en los otros dos componentes descriptos anteriormente, son adquiridos y traídos desde Guangzhou, China.

Como se observa en la Tabla 2.15 del segundo capítulo del presente trabajo (Capítulo de Ingeniería) para este tipo de proyecto, el costo total de los trackers utilizados es de USD 475.700.

### Logística de transporte

Como ya se mencionó, hay tres tipos de componentes necesarios para la construcción de la central, que deben importarse desde china. Por ello a continuación se desarrollan y detallan los costos referidos a la logística que implica el traslado de estos hasta el emplazamiento ubicado en el Bracho, Tucumán.

En lo referido al transporte, es conveniente hacer en primer lugar una distinción, ya sea de si se trata de paneles, inversores o trackers. Si bien todos los antes mencionados provienen del mismo lugar, las cantidades y dimensiones difieren en gran medida por lo que los costos también varían para cada caso.

### Transporte marítimo

El tipo de contenedor a utilizar para los tres casos, según información y datos obtenidos a partir de una fuente confiable proveniente de la empresa YPF Luz (La cuál hace pocos meses realizó una compra de magnitudes similares), es del tipo FEU (Forty-footEquivalentUnit), unidad equivalente a cuarenta pies. Las particularidades y características diferenciales de este tipo de unidad de carga son:

Largo: 40 pies (12,2 m)

Ancho: 8 pies (2,44 m)

Por otra parte, la modalidad de logística internacional es del tipo CIF. Resulta importante destacar el hecho de que la elección del proveedor se hizo teniendo en cuenta este factor

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

importante, ya que este tipo de incoterm incluye no solo los costos de transporte desde la fábrica hasta el Puerto de destino (en este caso el Puerto de Buenos Aires) sino también el seguro desde el punto de partida hasta el de origen, lo cual permite asumir menos riesgos en caso de que suceda algún desperfecto o imponderable.

Los componentes son embarcados en el puerto de Shekou, China y son enviados hasta el puerto de Buenos Aires, Argentina.

Shekou es uno de los principales puertos de China, y la frecuencia y diversidad de tipos de carga movidas y transportadas es muy alta.

La elección de los puertos tanto de origen como de destino se basa en diferentes aspectos a continuación mencionados.

En primer lugar y según un análisis y estudio respecto de las características, y restricciones de los tipos de barcos y cargas que pueden llegar y salir de ambos puertos, se concluyó que es posible el envío de este tipo de productos entre estos puntos.

Por otra parte, la planta China en dónde se fabrican estos componentes, en lo que respecta a proyectos de índole similar en la Argentina evidencia una marcada conducta de importación en la cual se siguen los itinerarios antes mencionados. Además, Shekou dentro de las paradas realizadas por Maersk (empresa naviera) en el trayecto que une Asia-Argentina, es la más cercana al punto de origen de fabricación de los componentes.

Finalmente utilizando estos puertos y rutas, es posible disminuir la cantidad de traspaso, manipulación y manejo de los componentes, lo cual reduce los riesgos y responsabilidades asumidas. Además, reduce los tiempos de entrega y los costos logísticos en lo que se debe incurrir.

Como se observa en el gráfico adjuntado a continuación, la distancia total para la ruta marítima que une el puerto de origen con el de destino es de 18.510 km



(Gráfico 3.5: Itinerario transporte marítimo desde Shekou hasta Buenos Aires)

El tiempo que demora el realizar el itinerario antes adjuntado, según información brindada

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

por la compañía, es de 40 días aproximadamente.

Para que sea posible definir el valor de la cotización del flete marítimo desde China, es necesario contar con la siguiente información:

- Cantidad de contenedores
- Tipo de contenedores
- Qué se está transportando
- Puerto de origen
- Puerto de destino

Teniendo en cuenta eso, y centrándose ahora en los tres tipos diferentes de componentes importados, se definirán a continuación las variables recién descriptas para cada uno de los casos.

En primer lugar, para los paneles solares se requieren cuatro contenedores por MW instalado. Siendo 300 MW el total del proyecto, son necesarios 1200 contenedores para tal fin.

Por lo tanto, y junto con la información de la cantidad de paneles a utilizar, se establece que se van a transportar un total de 801 paneles por contenedor.

En lo que respecta a los inversores, y teniendo en cuenta el tipo de unidad de carga definido, se requiere un contenedor cada 5 MW instalados, totalizando una cantidad de 60 contenedores.

Finalmente, para el caso de los Trackers y teniendo en cuenta sus características tales como tipo de componente, dimensiones, peso, apilabilidad y cantidades, se determinó que solo es necesario un contenedor.

### Transporte terrestre

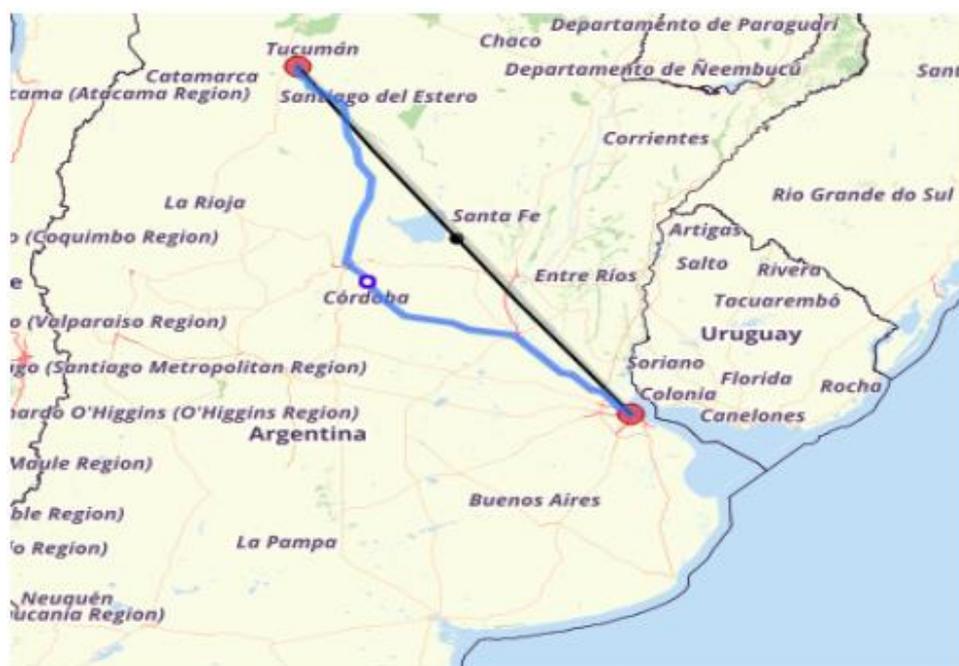
En lo que respecta a la logística terrestre necesaria para la importación de los componentes, resulta fundamental comenzar por aclarar que la misma involucra dos trayectos o recorridos.

En primer lugar, el que une a Guangdou con el Puerto de Origen, el puerto de Shekou y en segundo aquel que implica el traslado de los insumos desde el puerto de destino y hasta la ubicación de la central en la provincia de Tucumán.

Comenzado con el primero de estos dos, ambas ciudades se encuentran a una distancia total de 120 Km, lo cual hace que este traslado sea rápido y poco riesgoso. Además, debido al tipo de incoterm definido con el proveedor al momento de la compra, este traslado corre por cuenta y responsabilidad del fabricante y su costo está incluido junto con el del flete marítimo y el seguro.

Finalmente, detallaremos el último trayecto que una al puerto de Buenos Aires con el Bracho. La distancia total que separa a estos dos puntos geográficos antes mencionados, y como se observa en el gráfico a continuación, es de 1.255 km.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica



(Gráfico 3.6: Trayecto comprendido entre el Puerto de Buenos Aires y el Bracho, Tucumán.)

Para este tramo, y según la información obtenida por el Ministerio de Transporte de la Nación, la carga puede ser movida a partir de la utilización de trenes.

En ese caso la misma se transporta también en contenedores del tipo FEU como ya se estableció, y son necesarios 5 trenes para el traslado de la carga completa. La utilización de estos permite en primer lugar reducir la incidencia del costo de flete, ahorrando entre un 25% y un 50%, ya que un tren equivale a 275 camiones. Los camiones son capaces de transportar hasta un contenedor cada uno, por lo cual en ese caso serían necesarios 1261 camiones.

Por otra parte, el tren consume 8 veces menos de combustible que el camión (8,3 Lts/Ton vs. 1,5 Lts/Ton para una distancia media de 600 km) y, además, la actividad ferroviaria reduce el costo por accidentabilidad: daños humanos, materiales, interrupción de actividades productivas.

El tiempo aproximado que demora este envío, suponiendo una velocidad estándar de 95 Km/hora por tren es de 14 horas.

Por otro lado, la empresa logística contratada para brindar solución a este asunto, cotiza directamente el valor por el transporte que incluye todos los gastos como, salario, combustible y seguro.

Además, brinda los siguientes servicios:

- Servicio puerta a puerta
- Asesoramiento en trámites administrativos y en el manejo de la documentación requerida
- Retiro del contenedor del puerto y realización de la gestión administrativa
- Consolidación y desconsolidación del contenedor

Teniendo en cuenta todo lo antes mencionado, tanto para el transporte marítimo como para el terrestre, a continuación, se detallarán las sumas correspondientes a todos los costos

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

logísticos para cada componente por contenedor.

Para el caso de los paneles solares, los contenedores con modalidad CIF más Flete terrestre desde el puerto de Buenos Aires hasta el emplazamiento ubicado en la Provincia de Tucumán, tienen un costo de 5.000 (USD/contenedor).

El transporte de los inversores, al igual que en el caso de los paneles solares, tiene un costo unitario de 5.000 (USD/contenedor).

Por último, el costo asociado a la importación del tercer componente es de 1.400 (USD/contenedor).

Esto totaliza un costo logístico para el traslado de los tres tipos de insumos mencionados y en las cantidades requeridas para el emplazamiento de:

**Total transporte = 5.000 \* 1.200 + 5.000 \* 60 + 1.400 = 6.301.400 (USD).**

### Montaje de Paneles

Una vez finalizada la compra, y coordinado el transporte desde la fábrica en donde se producen los mismos hasta que llegan a la central, es imprescindible tener en cuenta todas aquellas operaciones necesarias para la instalación y montaje de los paneles en los lugares especificados.

Para hacer posible la instalación de estos, es necesario contemplar también que previamente se deben haber realizado las preparaciones pertinentes en el terreno para que el mismo este apto para tal fin. Es por ello por lo que, dentro de los costos iniciales, también se contemplan las inversiones de puesta a punto y desmalezado del terreno.

El tiempo aproximado de demora para el montaje e instalación de estos paneles depende en gran medida del tipo, dimensiones y cantidades. Además, es importante aclarar que se considera un determinado tiempo extra, por prudencia en caso de que puedan surgir imponderables.

Como bien se mencionó también en el capítulo anterior, cuando se consideraron los factores críticos para la elección del lugar para llevar a cabo el emplazamiento, la mano de obra contratada está compuesta íntegramente por trabajadores especializados, capacitados y con experiencia en este tipo de tareas.

### Cableado

Este tipo de inversión incluye todos los costos de compra de cables requeridos para la central, estos se encuentran detallados y especificados en el capítulo de Ingeniería.

Los mismos incluyen cables de baja, media y alta tensión, los cuales a su vez pueden ser de cobre o aluminio. También se incluye el tipo de cable superconector, y todos los otros cables auxiliares, y de instalación a tierra.

Es importante mencionar el hecho de que la cantidad de metros necesarios de cada uno de los diferentes tipos de cables, varía ampliamente, y también esto se puede encontrar detallado en la Tabla 2.16 del Capítulo dos.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Sumando los costos de todos estos tipos de cables mencionados se alcanza un valor unitario (expresado en dólares por metro) de 3,62 (USD/metro).

### Vehículos

Este tipo de costo está asociada a la compra de dos vehículos utilitarios, que se consideran necesarios para el funcionamiento habitual del emplazamiento.

En principio, esta inversión al igual que todas las antes detalladas, supondrá un gasto para el proyecto ya que se debe desembolsar dinero para comprar los mismos. Sin embargo, ese dinero pretende ser recuperado una vez que la central se encuentre en funcionamiento y consecuente aumento de la producción.

El costo contabilizado para cada uno de estos dos activos es de \$ 1.600.000. Como bien se aclaró al comienzo, se contempla la necesidad de recambio de los mismos cada cinco años, ya que van perdiendo funcionalidad y aptitud para el cumplimiento de las tareas para las cuales fueron adquiridos.

La elección del tipo de vehículos se debe en gran parte a que los mismos presentan versatilidad para adecuarse a las diferentes aplicaciones para los cuales se los necesita, cumpliendo la finalidad de servir como herramienta de trabajo.

### Compra Muebles de Oficina

Estos costos incluyen todo lo relacionado con el acondicionamiento y puesta a punto del centro de operaciones y del de vigilancia, como pueden ser la compra de muebles y dispositivos electrónicos para el desarrollo cotidiano de las tareas que se deben llevar a cabo. En el caso del centro de operación, el mismo se dispuso cuente con cuatro personas, las cuales desempeñaran sus actividades y tareas diarias en él. Por otro lado, la cantidad de empleados correspondientes al staff de vigilancia, son definidos por la compañía contratada para brindar dicho servicio.

### Obra civil

Para comenzar con la descripción y desglose de este tipo de costo, es necesario describir los diferentes aspectos que se encuentran incluidos en el mismo.

- Centro de Operaciones
- Centro Seguridad y Vigilancia
- Cerco Perimetral
- Cámaras, sensores y dispositivos de vigilancia
- Cableado
- Estructuras de hormigón para trackers y paneles

En lo que respecta tanto al Centro de operaciones, como al de seguridad y vigilancia, se

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

contempla la construcción y edificación de estos, en donde se ubicarán las diferentes oficinas necesarias.

Por otro lado, en lo asociado con el Cerco perimetral, la obra incluye la compra y la instalación de este. El mismo, es necesario para resguardar y darle mayor seguridad a las instalaciones, así como también para garantizar la imposibilidad de acceso de las personas ajenas a la misma.

En este rubro también se contemplan los costos que implica la obtención de los documentos pertinentes requeridos para la aprobación de la instalación de la Central.

Finalmente, en la obra civil, se tienen en cuenta e incluyen los costos asociados a la instalación de las estructuras de hormigón para la preparación del suelo en donde se alojarán los paneles y trackers mencionados y caracterizados en el capítulo anterior de Ingeniería. Cabe destacar, además, que la instalación de estas solo puede llevarse a cabo una vez finalizadas las tareas de desmalezado y puesta a punto del terreno.

### Capital de Trabajo

La inversión en capital de trabajo solamente se compone del activo corriente y la suposición de existencia de un pasivo corriente debido al pago de salarios y pago a la empresa de vigilancia tardíos, a los 5 días posteriores del fin de mes. Este se traduce en una deuda comercial de 5 días sobre los 365 que componen el año al cierre de cada ejercicio.

En el armado del activo corriente se estableció una caja mínima para poder responder a gastos extraordinarios de tipo comercial o logístico. Este monto no contempla una previsión por rotura de bienes de uso (Paneles Solares, Trackers, etc.) debido a que esa parte está cubierta mediante el pago de un seguro (que figura como costo fijo). Dicha caja mínima se fijó en 1% del valor de las ventas del año siguiente tal como se hace en otros parques solares del país.

Otro aspecto por considerar son los créditos por ventas (sin IVA). En la industria eléctrica, es común que los generadores, tanto convencionales como de fuentes renovables, tengan créditos a 30 días.

Ambas partes componen la totalidad del Activo corriente.

### Cuadro de Resultados

Mediante la estimación de las ventas, costos e inversiones anteriormente expuestas, se construye el cuadro económico del proyecto hasta 2045. Las estimaciones fueron realizadas en pesos argentinos nominales.

### Amortizaciones

Termino económico y contable que refiere al procedimiento de distribución del gasto de un valor duradero a lo largo del tiempo. En el sentido económico la amortización constituye la cuantificación de la depreciación que sufren los bienes que componen el activo de una

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

empresa.

Existen distintos métodos de amortización, en el presente trabajo se utilizó el método de amortización lineal:

$$\text{Amortización} = \frac{\text{Inversión Original} - \text{Valor Residual}}{\text{Vida Útil}}$$

Los valores residuales de los bienes de inversión se computaron en cero (0) y la vida útil de los mismos de acuerdo con el beneficio fiscal por amortización acelerada, se ven reducida de acuerdo con el tipo de bien, explicaremos más adelante en que consiste este beneficio y como afecta al proyecto. Conforme a la estructura de inversión, la cual implica un 60% de la misma destinado a paneles solares, tracker, transformadores e inversores, la vida útil para el cálculo de la amortización según el artículo 83 de la ley del tributo es de 10 años (Afip, s.f.).

Previo a enumerar los diversos beneficios e impuestos propios del tipo de proyecto, hay que destacar que bajo el decreto 250/19, el Gobernador de la provincia de Tucumán aprueba la ley Provincial N° 8.994 de Generación Distribuida de Energía Eléctrica basada en energías renovables en el sector residencial, comercial e industrial, la cual adhiere a la ley nacional 26.190 modificada por la ley 27.191. Por lo cual los beneficios citados en esta última son alcanzados en la provincia antes mencionada.

## Impuestos

### Beneficios Fiscales

#### Amortizaciones Aceleradas - Impuesto a las Ganancias

La ley 26.190, y su modificatoria (ley 27.191) permite a las inversiones en energía solar, optar por la utilización de un sistema de Amortizaciones aceleradas

Este incentivo consiste en la posibilidad de amortizar aceleradamente los bienes de uso y las obras de infraestructura que integran el proyecto afectando directamente la base sobre la cual se computa el impuesto a las ganancias, previo al cálculo de las amortizaciones hay que diferenciar los bienes que integran el proyecto en dos tipos:

- B. Muebles
- B. Inmuebles

La diferencia radica en que se amortizan aceleradamente de dos maneras distintas, para el caso de los bienes muebles como mínimo en 4 cuotas anuales iguales y consecutivas.

Para el caso de los inmuebles como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surge de considerar su vida útil reducida al setenta por ciento (70%) de la estimada.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

De acuerdo con la normativa vigente se podrá practicar las respectivas amortizaciones a partir del periodo fiscal de habilitación del bien, al mismo tiempo el tratamiento especial queda sujeto a la condición de que los bienes adquiridos permanezcan en el patrimonio del titular del proyecto durante tres (3) años contados a partir de la fecha de habilitación del bien.

### Compensación de Quebrantos con Ganancias

La Reglamentación mencionada anteriormente prevé la compensación de quebrantos con ganancias, la cual podrá realizarse únicamente con pérdidas originadas por el desarrollo de la actividad promovida por el Régimen de Fomento de Energías Renovables. El periodo para compensar las pérdidas originadas por la actividad es de 5 años máximo desde el momento en que se genera el quebranto.

### Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta

Todos los proyectos cuya actividad es promovida por el Régimen de Fomento de Energías Renovables, se ven afectados según lo dispuesto en el inciso 3, del Artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, los bienes que no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta son aquellos afectados al proyecto e ingresados al patrimonio de la empresa titular del mismo con posterioridad a la fecha de su aprobación.

### Importación

En el caso particular del proyecto en estudio cuya actividad es promovida por el Régimen de Fomento de Energías Renovables (normas citadas en repetidas ocasiones) se encuentra exento de todo tipo de impuesto relacionado con la importación de bienes de uso para la generación de energía renovable.

### Ingresos Brutos

El impuesto de ingresos brutos es un impuesto provincial, y según dispone la LEY TARIFARIA 2019. L. No 9.151 (B.O. 02/01/2019), DECRETOS N° 4525-3/2018 Y 4537-3/2018 (B.O. 27/12/2018) de Tucumán este representa una alícuota del 3,5% sobre los ingresos por ventas.

### Impuesto a las Ganancias

A diferencia del anterior este impuesto es de carácter nacional. Con el impuesto a las ganancias el efecto en el estado de resultado es análogo a lo que sucedía con el flujo de IVA. Si se observa el estado de resultados se puede notar que en los años en que la utilidad es negativa el impuesto a las ganancias no se aplica, ya que es imponible sobre utilidades positivas. Esto se traduce en un “ahorro” al impuesto a las ganancias ya que en ese año en

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

particular no se paga impuesto a las ganancias, generando un impuesto a las ganancias positivo, es decir, a favor de la empresa. Dichos impuestos se acumulan en la cuenta de Quebrantos. Una vez que las utilidades pasen a ser positivas, se podrá usar dicha cuenta de quebrantos para cancelar el impuesto a las ganancias correspondiente a dicho período.

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ingresos	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 4.051.715.448,57	\$ 4.511.385.333,07	\$ 4.796.500.765,66	\$ 5.084.159.477,29
Costos Variables						
Logística	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 81.034.308,97	\$ 90.227.706,66	\$ 95.930.015,31	\$ 101.683.189,55
Utilidad Bruta	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 3.970.681.139,60	\$ 4.421.157.626,41	\$ 4.700.570.750,34	\$ 4.982.476.287,74
Costos Salariales (Admi+Vigilancia)			\$ 97.242.304,03	\$ 114.292.701,74	\$ 128.531.879,67	\$ 138.021.526,84
GG Fijos (Total)			\$ 68.278.149,32	\$ 74.308.168,80	\$ 70.107.102,34	\$ 72.133.450,08
Impuesto Fondo Nacional			\$ 953.860,00	\$ 944.415,84	\$ 935.065,19	\$ 925.807,12
IIBB			\$ 141.810.040,70	\$ 157.898.486,66	\$ 167.877.526,80	\$ 177.945.581,71
EBITDA			\$ 3.662.396.785,55	\$ 4.073.713.853,38	\$ 4.333.119.176,35	\$ 4.593.449.922,01
<b>Amortizaciones</b>						
Bienes inmuebles		-\$ 89.472.845,34	-\$ 1.244.012.790,40	-\$ 1.244.012.790,40	-\$ 1.244.012.790,40	-\$ 1.244.012.790,40
Bienes Muebles		\$ 0,00	-\$ 716.253,44	-\$ 799.220,02	-\$ 799.220,02	-\$ 799.220,02
Utilidad Operativa	\$ 0,00	-\$ 89.472.845,34	\$ 2.417.667.741,71	\$ 2.828.901.842,96	\$ 3.088.307.165,93	\$ 3.348.637.911,59
Utilidad x Venta Vehiculo						
Ajuste por FX						
Bullet		\$ 267.953.807,75	\$ 246.431.289,52	\$ 205.800.418,23	\$ 137.154.923,30	\$ 140.780.567,49
Aleman			\$ 3.203.606.763,80	\$ 2.497.045.074,55	\$ 1.545.278.802,51	\$ 1.464.117.901,93
<b>Intereses</b>						
Project Finance	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 2.190.399.638,99	\$ 2.299.071.593,99	\$ 2.292.470.632,28	\$ 2.265.466.763,48
Bullet	\$ 0,00	\$ 123.820.480,46	\$ 145.531.077,07	\$ 163.662.093,92	\$ 175.745.442,66	\$ 188.148.210,66
UAIG	\$ 0,00	-\$ 481.247.133,55	-\$ 3.368.301.027,67	-\$ 2.336.677.337,74	-\$ 1.062.342.634,81	-\$ 709.875.531,97
IG	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
		0,25				
U Neta	\$ 0,00	-\$ 481.247.133,55	-\$ 3.368.301.027,67	-\$ 2.336.677.337,74	-\$ 1.062.342.634,81	-\$ 709.875.531,97
Ah IG		-\$ 120.311.783,39	-\$ 842.075.256,92	-\$ 584.169.334,43	-\$ 265.585.658,70	-\$ 177.468.882,99

(Tabla 3.4: Cuadro de resultados)

Observar que para el primer año (2019) no hay base imponible dado que es el primer año de inversión, en cambio para el año 2020 (segunda etapa de inversión) se genera un ahorro en el impuesto por las amortizaciones y los egresos de intereses, y efectos FX por el ajuste al tipo de cambio que va a ser compensado en periodos siguientes cuando los ingresos sean positivos. La alícuota del impuesto fijada por la DIRECCION NACIONAL DE INVESTIGACIONES Y ANALISIS FISCAL, SUBSECRETARIA DE POLITICA TRIBUTARIA, SECRETARIA DE INGRESOS PUBLICOS MINISTERIO DE HACIENDA, es del 25%.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

### Impuesto al Fondo Nacional de Energía

El Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE) se creó a fin de subvencionar la financiación de los planes de electrificación, constituido por un recargo sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado mayorista, es decir, las empresas distribuidoras y los grandes usuarios; En diciembre de 2018 se actualizó el valor del gravamen creado por el artículo 30 de la ley 15.336 para constituir el FNEE, a \$80 por megavatio hora.

Este Fondo es administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE)

En el presente proyecto el precio de venta está cargado con este impuesto, por eso que se puede observar en el estado de resultado como un egreso.

### Ingresos

Los ingresos son generados a través de la venta de energía en el mercado interno mayorista. Para el estudio se analizaron los 25 años de duración del proyecto a partir de la construcción de la central solar, hasta su fecha de caducidad.

Los ingresos quedan determinados por los MWh en dólares según el mercado, dándonos un promedio de **7.449.031.297 U\$D** con **0,01816 U\$D/MWh** (costo variable sobre Megawatt hora)

Cabe aclarar que el uso de los bonos al carbono, tan común para proyectos de renovables a nivel internacional, no se tuvo en cuenta ya que la Argentina muestra un sector muy rentable para este tipo de energías (El Índice de Atracción a la Inversión Forestal (IAIF), desarrollado por el BID, situó a la Argentina en el tercer lugar entre los países más tentadores) y no se requerirían para este proyecto.

### Utilidad Bruta

Solamente se debe considerar la diferencia entre los ingresos por ventas y los costos de logística de transporte eléctrico, siendo este el único de tipo Variable.

### EBITDA

En este segmento, a la utilidad operativa se le debe restar los costos fijos de producción, siendo estos los Sueldos (y cargas patronales) de los empleados de la administración, el fee de la empresa de vigilancia, la limpieza del predio, el mantenimiento, los servicios legales. Además, se suman los impuestos de Ingresos Brutos Provinciales y el impuesto al fondo Nacional.

### Utilidad Operativa

A partir del EBITDA, se procede a descontar el costo de amortización. Dicho costo se

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

desglosó en dos partes para representar ambos mecanismos de amortización (por tipo de bien) y, a su vez, el impacto que tiene cada uno en el cuadro.

### Utilidad antes del Impuesto a Ganancias (UAIG)

En esta instancia se deben tomar en cuenta los ingresos y egresos no operacionales, es decir, que no son intrínsecos del negocio.

Para los ingresos, solo se deberá tomar en cuenta la utilidad por la venta de los vehículos cada cinco años. Esto consiste en la diferencia entre el valor de mercado del bien y el valor contable.

Para los egresos, se incluyeron los pagos de intereses (desglosado según el método de pago, Bullet o alemán) y el ajuste de la deuda por tipo de cambio.

El razonamiento detrás del ajuste de la deuda por TC se debe a que el balance se presenta en pesos argentinos (ARS) cuando ambos mecanismos de financiación son en Dólares (USD). Esto implica que a lo largo del tiempo se generaría un desfase entre los Activos Totales y la suma de los Pasivos y el Patrimonio Neto dado que las deudas se revalorizarían en función al tipo de cambio del momento (Mientras que la caja no cambia). Para compensar dicho desfase, luego de consultar a la cátedra de Presupuesto y Control, se llegó a la conclusión que hay que realizar una contrapartida por diferencia de tipo de cambio, siendo esta una cuenta de resultado. Por lo tanto, se debe incluir como un costo dentro del cuadro de resultados. Es importante destacar que este costo se deberá manejar de manera similar a la de las amortizaciones dado que no es una erogación real.

Posteriormente, se verificó que este mecanismo de compensación se utiliza actualmente en otras empresas multinacionales del país con deuda en USD.

### Utilidad Neta

Para el cálculo de la utilidad neta simplemente se le debe restar a la UAIG el impuesto a las ganancias (25% a partir de 2020). Sin embargo, en los primeros años donde dicha utilidad es negativa, no se debe realizar el pago. Además, estas pérdidas iniciales se pueden compensar mediante un mecanismo de resguardo fiscal llamado quebranto. Esto permite acumular un crédito fiscal durante períodos de utilidad negativa para descontarlo en el pago de impuesto a las ganancias en períodos de utilidad positiva. Dicho crédito solo puede tomar en cuenta los últimos 5 períodos fiscales.

### VARIABLES EXPLICATIVAS

#### Inflación

Para el armado del proyecto es necesario contar con un pronóstico de la inflación de los próximos 27 años. Esto no es algo sencillo de conseguir debido al estado de volatilidad

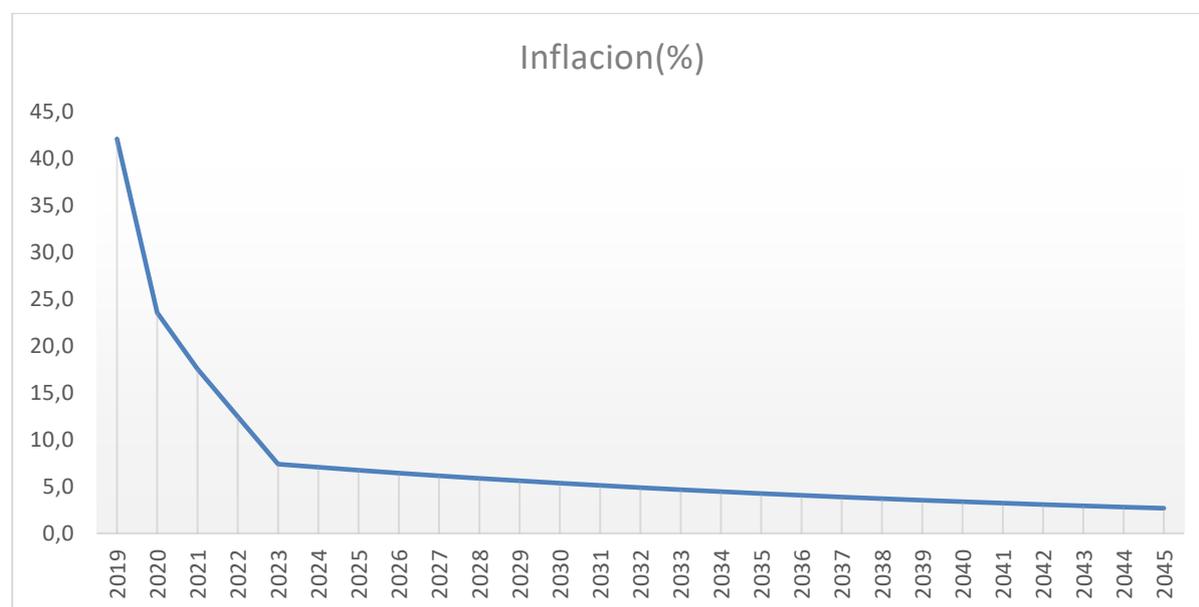
## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

permanente de la economía argentina. Debido a esto, en la actualidad, solo existen reportes financieros con pronósticos de inflación para los próximos 5 años (hasta 2023). Es por este motivo que, para obtener un pronóstico de los restantes 22 años, se decidió realizar una extrapolación exponencial desde el año 2024 en adelante. Naturalmente, es necesario que dicha extrapolación sea coherente con la realidad y, por lo tanto, es deseable que converja a un valor razonable.

Existen varias instancias en la historia donde países con alta inflación lograron bajarla a valores normales. Un ejemplo de esto puede ser Israel en el periodo de 1985 a 1988 cuando redujo drásticamente su inflación de 373% a 16.25%.<sup>55</sup>

Tomando este caso como ejemplo, se propuso una inflación de 2.6% para 2045. Además, se utilizó el reporte llamado "Latin FocusConsensusForecast" del grupo Focus Economics publicado el 11/03/2019 como fuente de información hasta 2023.

Los resultados de la interpolación fueron los siguientes:



(Gráfico3.7: Evolución de la inflación)

### Tipo de cambio

Debido a que el precio de un MWh está fijado en dólares, se debe contar con una proyección del tipo de cambio hasta el cierre del proyecto. Por los motivos expuestos en la sección de inflación, no existen reportes con esta información. Sin embargo, si se supone que el tipo de cambio real se mantiene constante a lo largo del tiempo, es posible estimar el tipo de cambio nominal usando la inflación calculada anteriormente.

<sup>55</sup> En los años posteriores, esta reducción fue menos pronunciada, pero se logró bajar hasta 0.53% en 2007.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

La fórmula del tipo de cambio real es la siguiente.

$$\text{TipodeCambioReal} = \frac{e \times P}{P^*}$$

Definiendo las variables:

$e$  = el tipo de cambio nominal (Moneda extranjera por unidad de moneda local)

$P$  = Precio en moneda local

$P^*$  = Precio en moneda extranjera

En países con alta inflación, si el tipo de cambio nominal no se ajusta, se experimenta una suba en el tipo de cambio real. Esto es algo desfavorable para naciones poco desarrolladas, como Argentina, dado que puede resultar en una baja en sus exportaciones.

Si se quisiera mantener el mismo tipo de cambio real a lo largo del tiempo es necesario que se respete la siguiente fórmula (Suponiendo que no hay inflación en el país de la moneda extranjera):

$$e \times P = e^* \times P^*$$

Siendo  $e$  el tipo de cambio nominal en un dado momento,  $P$  el Precio en un dado momento,  $e^*$  el tipo de cambio nominal al año siguiente y  $P^*$  el precio al año siguiente.

Además, si se considera que el único factor determinante entre ambos precios es la inflación, se puede derivar la siguiente expresión.

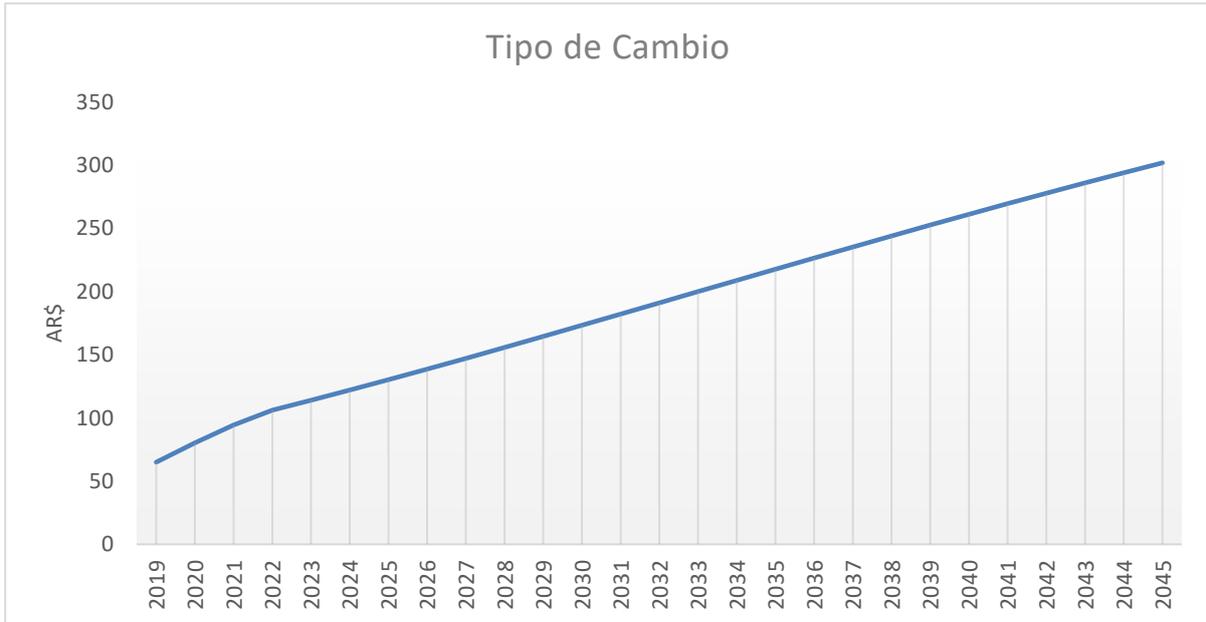
$$e = e^* \times (1 + i)$$

Siendo  $i$  la inflación interanual.

Esto nos permite llegar a la conclusión que, si se quisiera mantener constante el tipo de cambio real, el tipo de cambio nominal, usando de base la moneda extranjera, debe aumentar proporcionalmente con la inflación.

Usando estos supuestos, el tipo cambio nominal, durante la vida útil del proyecto, evoluciona de la siguiente manera:

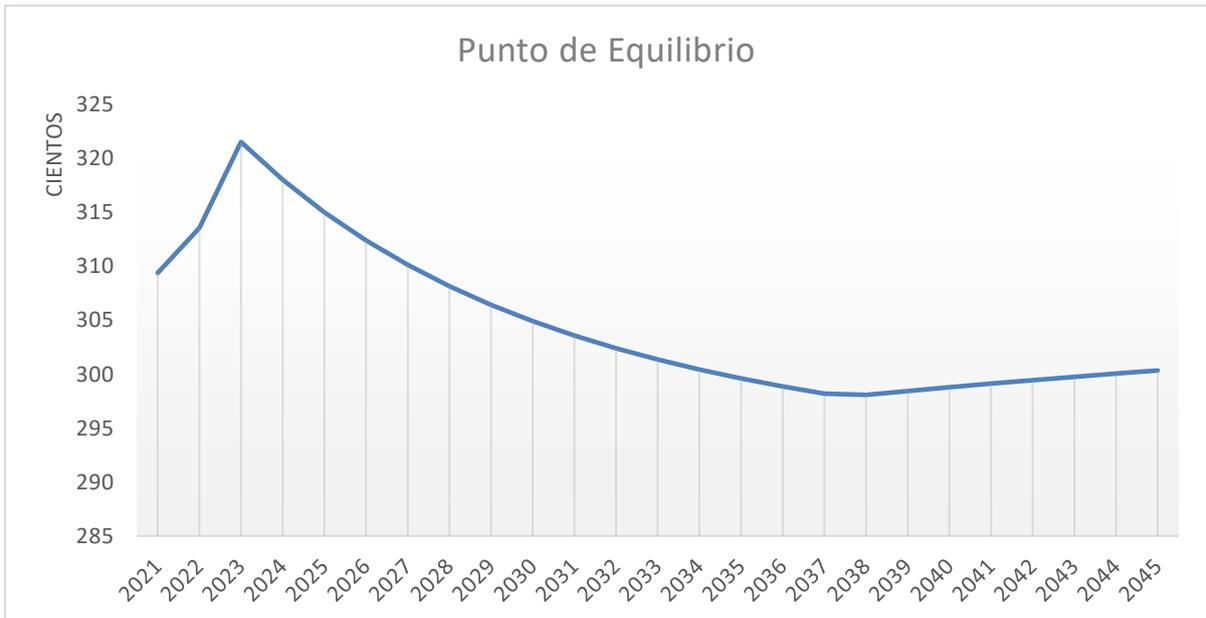
## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica



(Gráfico 3.8: Evolución del tipo de cambio)

### Punto de equilibrio

El punto de equilibrio se define como la cantidad de unidades a producir (para el caso de este proyecto una unidad es equivalente a un MWh) para que los ingresos totales sean cero, esto significa que los costos fijos igualan a los ingresos netos (precio de venta menos costos variables). Para obtener el punto de equilibrio hay que dividir los costos fijos sobre los ingresos netos. A continuación, se adjunta una gráfica de los distintos puntos de equilibrio para los distintos años.



(Gráfico 3.9: Punto de equilibrio a través de los años)

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Se puede observar un mínimo en el año 2038, lo cual responde a las distintas lógicas presentes: la producción que se ve afectada por el decremento de la eficiencia de los paneles y por tanto un decremento de la cantidad producida, el aumento de los ingresos por el tipo de cambio y el aumento de los costos fijos que nuevamente se ven afectados por la inflación y el tipo de cambio.

### **Financiamiento**

#### Préstamos

Una parte fundamental del análisis económico financiera es especificar las fuentes de financiamiento que harán frente a los activos de la empresa. La inversión inicial de un proyecto de energía solar de 300 MW de energía alterna es siempre altísima rondando los 1,1 millones por MW de energía continua. Es por esto, que es fundamental encontrar grandes fuentes de financiamiento, dichas sumas suelen rondar el 70%-80% de la suma de CAPEX requerida. Para solventar lo dicho, se analizarán 3 fuentes de financiamiento ya que una sola fuente no suele tener la suma total necesaria, o si llega a la suma la tasa de financiación es demasiado grande para el retorno del proyecto. Las 3 fuentes de financiamiento son: la emisión de bonos a un plazo de 10 años, un préstamo estilo Project Finance de 15 años y capital propio.

La emisión de bonos sigue el ejemplo de JEMSE para el financiamiento de sus 3 plantas de energía solar en el norte de Jujuy (Cauchari I, II y III). Sus plantas obtuvieron el capital necesario a partir del respaldo del estado nacional a la hora de negociar con EXIM “Bank of China” (debido a que la construcción se realizó bajo el marco de los planes RENOVAR su acceso al capital está respaldado por el banco mundial y por el gobierno nacional), y a través de la emisión de bonos estilo “Bullet” a una tasa anual 8.625% con pagos semestrales (lo que equivale a una TEA de 8.81%) cuya suma representaba el 39% de los fondos necesarios para la construcción del parque. Ya que nuestro análisis de mercado estableció que la venta de la energía se hará a particulares y no a través de los planes RENOVAR no se puede tomar como ejemplo el contrato firmado con el banco chino, pero si los bonos emitidos ya que su riesgo es relativamente parecido al de nuestro proyecto por ende las sumas y tasas pueden asemejarse.

En segundo lugar, se busca la concreción de un préstamo estilo alemán del tipo Project Finance. Un préstamo de este tipo se da en proyectos donde se posee una suma de activos muy grandes y donde se puede establecer flujos de fondos muy estables en el tiempo. Gracias a esto es que ante la falta de pagos el banco embarga dichos activos y flujos de fondos sin perjudicar al prestatario, solo se ve afectado los bienes del proyecto. Este estilo de préstamo es muy personalizado en el sentido de que existen pocos proyectos que califiquen para un préstamo de este estilo y tanto las tasas como los períodos o el estilo del préstamo se arreglan entre las dos partes para su mayor conveniencia. En este caso seguiremos el ejemplo de Genneia que firmó varios Project Finance con varios bancos, entre ellos los bancos

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

alemanes KfW y DEG. Estos contratos pueden rondar el 70% del capital requerido como inversión inicial para la construcción de un parque de energía renovable. Para este estudio se supondrá el acceso a un préstamo de este estilo con una TEA de 10.2% tipo alemán con un vencimiento de 15 años.

La tercera fuente de financiamiento será capital propio. Este último tiene mayores tasas que las otras dos ya que ante una falta de pagos esta fuente es la última en recibir devuelta su capital, al correr mayor riesgo lleva consigo una mayor tasa de retorno.

Para poder definir las sumas que compondrán el total requerido para el financiamiento se tuvieron en cuenta su influencia en el cuadro de resultados, el patrimonio neto y el valor de la cuenta de caja. A mayor suma de préstamo se logra un apalancamiento financiero ya que se reduce el valor del “Weighted average cost of capital” (WACC) debido a que las tasas de los préstamos son menores a la tasa del “Equity” (el retorno del capital propio). Teniendo esto en cuenta conviene sacar la mayor cantidad de préstamos posible. Sin embargo, a medida que pido más préstamo debo pagar más intereses y esto se traduce en menores sumas de Utilidad Neta. Cuando la suma de los préstamos es máxima vimos en el balance valores de patrimonio neto negativos los cual es imposible, por lo tanto, vemos una limitante en la suma a pedir de préstamo. Por el otro lado a mayor suma requerida mayor es la tasa que exigen los bancos con lo cual la influencia positiva que tiene en el WACC va disminuyendo a medida que se solicita un pasivo cada vez más grande. Durante los primeros años, al presentarse resultados netos negativos y sumas de intereses muy grandes esto generó sumas de caja negativos. Para solventar estos baches y teniendo en cuenta las lógicas antes descriptas es que se buscó el valor óptimo de estructura de capital. Para ello se probaron distintas combinaciones las cuales se muestran en la siguiente tabla:

	Total	Bullet	Aleman	Capital propio	Factible	Razón
1	\$ 373.000.000,00	\$ 17.500.000,00	\$ 227.500.000,00	\$ 128.000.000,00	Si	
2	\$ 373.000.000,00	\$ 17.500.000,00	\$ 262.500.000,00	\$ 93.000.000,00	No	Patrimonio neto negativo
3	\$ 373.000.000,00	\$ 17.500.000,00	\$ 192.500.000,00	\$ 163.000.000,00	No	Caja negativa
4	\$ 373.000.000,00	\$ 17.500.000,00	\$ 297.500.000,00	\$ 58.000.000,00	No	Patrimonio neto negativo
5	\$ 373.000.000,00	\$ 35.000.000,00	\$ 227.500.000,00	\$ 110.500.000,00	Si	
6	\$ 373.000.000,00	\$ 52.500.000,00	\$ 227.500.000,00	\$ 93.000.000,00	No	Patrimonio neto negativo
7	\$ 373.000.000,00	\$ 7.000.000,00	\$ 227.500.000,00	\$ 138.500.000,00	Si	

Como criterio se opta por la opción que menos inversión de capital propio requiera ya que esta posee una tasa de capital mayor a la obtenida por préstamos (esto es apalancamiento el cual se mencionará nuevamente y con más detalle más adelante). Dicho esto, la estructura de capital óptima es la 5:

- Project Finance tipo alemán: suma de U\$D 227.500.000.
- Bonos estilo “Bullet”: U\$D 35.000.000.
- Capital propio: U\$D 110.500.000.

Esto da una suma total de capital necesaria de U\$D 373.000.000 dólares para cubrir los intereses, gastos, caja mínima y demás necesidades. Con esta combinación de fuentes de

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

financiamiento se logran cubrir todas las necesidades antes mencionadas y minimizar el WACC, y así maximizar el VAN del proyecto.

### **Flujo de Fondos**

#### Flujo de Caja

El análisis de las disponibilidades se separó en tres partes para poder cuantificar el impacto según la variación de los Activos sin Caja, del Pasivo o del Patrimonio Neto. En todos los casos, se parte de una caja inicial que, luego de agregarle dichas variaciones, nos permite obtener la caja final.

#### Activos sin Caja

En esta categoría se debe considerar la variación en el Capital de Trabajo (descontando la caja mínima), las inversiones y el pago de IVA. A su vez hay que sumar el efecto de la amortización dado que no se trata de un egreso de dinero real.

#### Patrimonio Neto

En esta instancia se partió con una caja inicial equivalente al capital inicial invertido. Luego, cada año se agrega la utilidad neta del ejercicio.

#### Pasivo

En este caso hay que considerar el dinero entrante al momento de la toma del préstamo como también los egresos que ajustan el saldo de lo adeudado. En otras palabras, no se toman en cuenta los intereses. Además, hay que agregar el ajuste de la deuda por tipo de cambio dado que no se trata de un egreso real.

Estas tres partes se suman para obtener nuestras disponibilidades totales tal como se refleja en el balance.

Es importante aclarar que el nivel de caja final de cada año siempre estuvo por encima de la caja mínima planteada en la sección de capital de trabajo y, por lo tanto, no hizo falta ajustar ningún bache de disponibilidades.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Análisis caja por Δ P	Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	Caja inicial		\$ 0,00	\$ 1.137.500.000,00	\$ 19.161.802.551,79	\$ 20.574.926.833,46	\$ 21.046.215.098,77
Delta Caja		\$ 1.137.500.000,00	\$ 18.024.302.551,79	\$ 1.413.124.281,67	\$ 471.288.265,31	<b>-\$ 592.132.314,51</b>	<b>-\$ 713.195.291,76</b>
Caja Final		\$ 1.137.500.000,00	\$ 19.161.802.551,79	\$ 20.574.926.833,46	\$ 21.046.215.098,77	\$ 20.454.082.784,26	\$ 19.740.887.492,50
Análisis caja por Δ PN	Caja inicial	\$ 8.320.000.000,00	\$ 8.320.000.000,00	\$ 7.878.744.486,33	\$ 5.195.464.229,16	\$ 3.581.732.708,88	\$ 3.180.762.531,41
	Delta Caja	\$ 0,00	<b>-\$ 441.255.513,67</b>	<b>-\$ 2.683.280.257,18</b>	<b>-\$ 1.613.731.520,28</b>	<b>-\$ 400.970.177,47</b>	<b>-\$ 105.701.383,45</b>
	Caja Final	\$ 8.320.000.000,00	\$ 7.878.744.486,33	\$ 5.195.464.229,16	\$ 3.581.732.708,88	\$ 3.180.762.531,41	\$ 3.075.061.147,96
Análisis caja por Δ "Activos sin caja"	Caja inicial	\$ 0,00	<b>-\$ 3.860.241.666,67</b>	<b>-\$ 26.473.167.402,14</b>	<b>-\$ 23.934.440.177,40</b>	<b>-\$ 19.893.313.079,77</b>	<b>-\$ 18.740.506.163,30</b>
	Delta Caja	<b>-\$ 3.860.241.666,67</b>	<b>-\$ 22.612.925.735,47</b>	\$ 2.538.727.224,74	\$ 4.041.127.097,63	\$ 1.152.806.916,47	\$ 1.147.014.295,08
	Caja Final	<b>-\$ 3.860.241.666,67</b>	<b>-\$ 26.473.167.402,14</b>	<b>-\$ 23.934.440.177,40</b>	<b>-\$ 19.893.313.079,77</b>	<b>-\$ 18.740.506.163,30</b>	<b>-\$ 17.593.491.868,22</b>
Análisis de toda caja	Caja inicial	\$ 8.320.000.000,00	\$ 5.597.258.333,33	\$ 567.379.635,99	\$ 1.835.950.885,22	\$ 4.734.634.727,88	\$ 4.894.339.152,37
	Delta Caja	<b>-\$ 2.722.741.666,67</b>	<b>-\$ 5.029.878.697,34</b>	\$ 1.268.571.249,23	\$ 2.898.683.842,66	\$ 159.704.424,49	\$ 328.117.619,87
	Caja Final	\$ 5.597.258.333,33	\$ 567.379.635,99	\$ 1.835.950.885,22	\$ 4.734.634.727,88	\$ 4.894.339.152,37	\$ 5.222.456.772,24

(Tabla 3.5: Flujo de caja)

### Estado de Origen y Aplicación de Fondos (E.O.A.F.) (o Estado de Flujo de Efectivo)

Para realizar el Estado de Flujo de Efectivo se comenzó por realizar las variaciones correspondientes a partir del año 2020 y los fondos autogenerados, para determinar cuáles correspondían a aplicación y cuales a origen de fondos. Una vez hecho esto, se confeccionó una tabla como la que se puede observar debajo, que detalla la tabla 3.3.

Año	2020	2021	2022	2023	2024
Disponibilidades iniciales	\$5.597.258.333,33	\$567.379.635,99	\$1.834.618.798,87	\$4.733.069.074,43	\$4.892.578.441,69
Aumento de Deudas Banc Bullet	\$231.200.182,27	\$197.918.612,16	\$149.105.262,54	\$78.493.731,13	\$79.917.100,44
Aumento de Deudas Banc Alemán	\$17.793.102.369,52	\$1.215.205.669,51	\$322.183.002,77	\$0,00	\$0,00
Variaciones Crédito Fiscal IVA	\$0,00	\$1.688.953.916,19	\$2.902.714.567,44	\$0,00	\$0,00
Variaciones Netas de B. Uso	\$0,00	\$6.319.245,03	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Fondos Autogenerados	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$767.685.688,28	\$1.062.954.482,30
Total ORÍGENES de FONDOS	\$18.024.302.551,79	\$3.108.397.442,89	\$3.374.002.832,75	\$846.179.419,41	\$1.142.871.582,73
Aumento de Créditos por Ventas	\$0,00	\$320.214.643,55	\$30.476.902,66	\$16.044.006,51	\$16.334.941,16
Variación de Deudas Banc Bullet	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Variación de Deudas Banc Alemán	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$670.626.045,64	\$793.112.392,20
Variaciones Crédito Fiscal IVA	\$3.940.210.012,56	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Variaciones Netas de B. Uso	\$18.762.188.568,25	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$5.436.624,67
Fondos Autogenerados	\$351.782.668,33	\$1.520.943.636,46	\$445.075.654,53	\$0,00	\$0,00
Total APLICACIONES de FONDOS	\$23.054.181.249,14	\$1.841.158.280,01	\$475.552.557,18	\$686.670.052,15	\$814.883.958,03
Disponibilidades finales	\$567.379.635,99	\$1.834.618.798,87	\$4.733.069.074,43	\$4.892.578.441,69	\$5.220.566.066,39
ΔDisponibilidades	<b>(\$5.029.878.697,34)</b>	\$1.267.239.162,87	\$2.898.450.275,56	\$159.509.367,26	\$327.987.624,71

(Tabla 3.6: EOAF)

### IVA

En lo referido a este tipo impuesto, cabe destacar, el hecho de que tanto con todas aquellas inversiones realizadas en bienes de uso como con los costos operativos del parque se genera IVA crédito que será recuperado con la entrada al mercado de venta de energía.

Además, a su vez el parque genera IVA débito debido a las ventas de energía. Tanto el crédito como debito generados por el proyecto, y mencionados anteriormente, pueden verse reflejados en la planilla de cálculo que se encuentra adjuntada en el anexo.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Por otro lado, este impuesto fue tenido en cuenta dentro del desarrollo de los beneficios según detalla el Boletín Oficial:

*“De conformidad con lo establecido en el Artículo 9° inciso 1) de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, los sujetos titulares de proyectos aprobados en el marco de las disposiciones de dicha ley podrán obtener la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA), correspondiente a los bienes nuevos incluidos en el proyecto y, simultáneamente, practicar en el Impuesto a las Ganancias la amortización acelerada de los mismos.”*

Este beneficio consiste en la devolución anticipada del IVA crédito generado en los periodos de inversión. Por otro lado, las alícuotas respectivas fijadas por LADIRECCION NACIONAL DE INVESTIGACIONES Y ANALISIS FISCAL SUBSECRETARIA DE POLITICA TRIBUTARIA SECRETARIA DE INGRESOS PUBLICOS MINISTERIO DE HACIENDA PRESIDENCIA DE LA NACION dependen del tipo de bienes y de la actividad realizada.

Las alícuotas para los bienes y servicios computados en las inversiones realizadas tanto 2019 en 2019 como en 2020, corresponde el 21%. Finalmente, la alícuota establecida para la venta de energía es de 27%.

Cabe destacar, además, que este beneficio recién se hará efectivo luego de transcurridos como mínimo dos (2) períodos fiscales.

Por otra parte, a continuación, se adjunta una tabla a partir de la cual se puede apreciar el impacto de la devolución anticipada del IVA.

En la misma, se refleja como únicamente en los dos primeros períodos de venta de energía de inversión se produce la devolución correspondiente a las inversiones, al mismo tiempo que se genera el débito por la venta de energía. Esto produce un resultado positivo, que se justifica por ingreso de dos flujos por el concepto de IVA.

Produce Si/No	2019		2020		2021		2022		2023		2024	
	no	si	no	si	no	si	no	si	no	si	no	si
Crédito Fiscal Año Anterior	\$ 0,00		-\$ 651.458.471,07		-\$ 4.591.668.483,63		-\$ 2.902.714.567,44		\$ 0,00		\$ 0,00	
IVA Inversión	-\$ 651.458.471,07		-\$ 3.940.210.012,56		\$ 0,00		\$ 0,00		\$ 0,00		-\$ 991.277,96	
Recupero IVA Inversión	\$ 0,00		\$ 0,00		\$ 651.458.471,07		\$ 3.940.210.012,56		\$ 0,00		\$ 0,00	
IVA Ventas	\$ 0,00		\$ 0,00		\$ 1.037.495.445,11		\$ 1.136.240.609,72		\$ 1.188.223.190,81		\$ 1.241.148.400,17	
IVA Diferencia	-\$ 651.458.471,07		-\$ 3.940.210.012,56		\$ 1.688.953.916,19		\$ 5.076.450.622,27		\$ 1.188.223.190,81		\$ 1.240.157.122,21	
Débito fiscal	\$ 0,00		\$ 0,00		\$ 1.688.953.916,19		\$ 5.076.450.622,27		\$ 1.188.223.190,81		\$ 1.240.157.122,21	
Crédito fiscal	-\$ 651.458.471,07		-\$ 3.940.210.012,56		\$ 0,00		\$ 0,00		\$ 0,00		\$ 0,00	
Crédito Fiscal Accum	-\$ 651.458.471,07		-\$ 4.591.668.483,63		-\$ 4.591.668.483,63		-\$ 2.902.714.567,44		\$ 0,00		\$ 0,00	
Pago AFIP	\$ 0,00		\$ 0,00		\$ 0,00		\$ 2.173.736.054,83		\$ 1.188.223.190,81		\$ 1.240.157.122,21	
Crédito Fiscal Final	-\$ 651.458.471,07		-\$ 4.591.668.483,63		-\$ 2.902.714.567,44		\$ 0,00		\$ 0,00		\$ 0,00	
FF IVA	-\$ 651.458.471,07		-\$ 3.940.210.012,56		\$ 1.688.953.916,19		\$ 2.902.714.567,44		\$ 0,00		\$ 0,00	

(Tabla 3.7: Flujo de fondos de IVA)

### Balance

Para la elaboración del balance se tomaron dos años (2019 y 2020) para el set-up del parque

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

solar y 25 años para la operación de este (2021 a 2045). Todos los números están en pesos argentinos nominales.

Debido a que en este negocio no hay bienes de cambio, el Activo Corriente se compone de solo la caja y los créditos por ventas. Los bienes de uso, las amortizaciones acumuladas y el crédito fiscal IVA forman parte del Activo No Corriente.

En el pasivo solamente hay saldos de Largo Plazo, desagregados por tipo de amortización. Es importante aclarar que, en ambos casos, hay una revalorización de la deuda porque se tienen que actualizar por tipo de cambio (ambas se pactaron en dólares). Para el préstamo de tipo Alemán, también se debe tomar en cuenta la reducción en el saldo adeudado debido a que la cuota anual incluye el pago de intereses y una amortización de la deuda fija.

Para el patrimonio neto, solamente se considera el capital invertido y los retornos no asignados. Este último acumula las utilidades netas a lo largo de los años.

**Es importante destacar que no hay ningún asiento que se ajusta por inflación y siguiendo el principio de partida doble, en todos los años, los activos totales son iguales a la suma del pasivo y del patrimonio neto.**

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Activo</b>						
Caja	\$5.597.258.333,33	\$567.379.635,99	\$1.835.950.885,22	\$4.734.634.727,88	\$4.894.339.152,37	\$5.222.456.772,24
Créditos x Ventas	\$0,00	\$0,00	\$320.214.643,55	\$350.691.546,21	\$366.735.552,72	\$383.070.493,88
Bienes de Uso	\$3.208.783.195,59	\$21.971.688.017,29	\$21.971.688.017,29	\$21.971.688.017,29	\$21.971.688.017,29	\$21.976.408.388,51
Amortización Acum.	\$0,00	(\$90.189.098,78)	(\$1.258.844.964,53)	(\$2.427.500.830,28)	(\$3.596.156.696,02)	(\$4.764.096.308,33)
Crédito Fiscal IVA	\$651.458.471,07	\$4.591.668.483,63	\$2.902.714.567,44	\$0,00	\$0,00	\$0,00
<b>Total Activo</b>	<b>\$9.457.500.000,00</b>	<b>\$27.040.547.038,13</b>	<b>\$25.771.723.148,98</b>	<b>\$24.629.513.461,10</b>	<b>\$23.636.606.026,35</b>	<b>\$22.817.839.346,30</b>
<b>Pasivo</b>						
Pago proveedores		\$0,00	\$1.332.086,36	\$1.565.653,45	\$1.760.710,68	\$1.890.705,85
Bullet	\$1.137.500.000,00	\$1.368.700.182,27	\$1.566.618.794,43	\$1.715.724.056,96	\$1.794.217.788,09	\$1.874.134.888,53
Aleman correc caja		\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Aleman	\$0,00	\$17.793.102.369,52	\$19.008.308.039,04	\$19.330.491.041,80	\$18.659.864.996,16	\$17.866.752.603,97
<b>Total Pasivo</b>	<b>\$1.137.500.000,00</b>	<b>\$19.161.802.551,79</b>	<b>\$20.576.258.919,82</b>	<b>\$21.047.780.752,22</b>	<b>\$20.455.843.494,94</b>	<b>\$19.742.778.198,34</b>
<b>Patrimonio Neto</b>						
Capital	\$8.320.000.000,00	\$8.320.000.000,00	\$8.320.000.000,00	\$8.320.000.000,00	\$8.320.000.000,00	\$8.320.000.000,00
RNA	\$0,00	(\$441.255.513,67)	(\$3.124.535.770,84)	(\$4.738.267.291,12)	(\$5.139.237.468,59)	(\$5.244.938.852,04)
<b>Total PN</b>	<b>\$8.320.000.000,00</b>	<b>\$7.878.744.486,33</b>	<b>\$5.195.464.229,16</b>	<b>\$3.581.732.708,88</b>	<b>\$3.180.762.531,41</b>	<b>\$3.075.061.147,96</b>
<b>Total Pasivo + PN</b>	<b>\$9.457.500.000,00</b>	<b>\$27.040.547.038,13</b>	<b>\$25.771.723.148,98</b>	<b>\$24.629.513.461,10</b>	<b>\$23.636.606.026,35</b>	<b>\$22.817.839.346,30</b>

(Tabla 3.8: Balance)

## Rentabilidad

### WACC

Una vez tenida la estructura de capital, mediante el método de CAPM se calculó el WACC. Para ello se tomaron los siguientes parámetros:

- Se utiliza un “taxrate” de 25% ya que este se verá modificado a partir del año 2020.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

- Se usa una tasa libre de riesgo de 3.88% el cual es el retorno de bonos del banco americano a un período de 20 años.
- Para el riesgo país se calculó el promedio de ellos últimos 5 años ya que no se debe castigar el análisis del proyecto con la inestabilidad política actual (la cual los datos históricos muestran que es cíclica y con picos de corta duración). Por ello se utiliza un valor de 5.998%
- De las fuentes de betas provistas por la cátedra se obtienen los valores de beta “unlevered” (0.32) y riesgo mercado (9%).

Con todos estos datos se calcula el beta “levered” y el  $K_e$  (del Equity), que representa el costo del capital propio o la tasa de retorno esperada del capital para un proyecto de energía. Teniendo la tasa del  $K_e$  y las tasas de los préstamos se puede calcular el WACC con la siguiente fórmula:

$$WACC = K_{bullet} \times (1 - taxrate) \times \frac{D_{bullet}}{D + E} + K_{aleman} \times (1 - taxrate) \times \frac{D_{aleman}}{D + E} + K_{equity} \times \frac{E}{D + E}$$

El valor del WACC se ve afectado por la suma de deuda en cada momento entonces a medida que se paga el préstamo alemán el WACC comienza a acercarse al valor del  $K_e$  y cuando vence el préstamo “bullet” ocurre el mismo efecto, pero de forma más abrupta.

Tanto el pago de los préstamos (amortización) como lo que queda por pagar (deuda), así como el cálculo del WACC para cada año se adjuntan en una tabla en los anexos donde se puede ver su evolución.

### “Free Cash Flow to the Firm” (FCFF)

Una vez obtenido el WACC para cada año se procede a hacer el cálculo del FCFF el cual es necesario para cálculo del VAN y la TIR del flujo de activos. Para el cálculo del FCFF se parte del ingreso por las ventas y se le resta los gastos fijos y variables, así como el pago de impuesto a las ganancias (al cual se le debe restar el tax shield, dicho de otra forma, este pago de ganancias se debe calcular a partir de la utilidad operativa luego de haber restado las amortizaciones), las inversiones en bienes de uso, los deltas generados en el capital de trabajo (los cuales surgen de los créditos de ventas ya que se cobra la venta de energía 30 días posteriores a su venta, la caja mínima necesaria estimada y las deudas de pago a empleados y la empresa de seguridad) y el flujo de fondos del IVA. Con esta cuenta llegamos al flujo de fondos sin interés de los activos. Estos valores los pasamos a dólares según el tipo de cambio proyectado para cada año y trayendo los flujos a valor presente con la WACC obtenemos el valor del VAN el cuál U\$D 24.673.898,14. Estos flujos de fondos devuelven una TIR (tasa interna de retorno) de 10.18%. Esto significa que el proyecto en sí, sin considerar la fuente del capital, produce valor y por tanto es lógico la realización de este. El costo del capital es menor a la tasa de retorno del proyecto y por tanto se obtiene un valor positivo.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

### “Free Cash Flow to Equity” (FCFE)

Para el cálculo del FCFE lo que se hace es hacer el cálculo de los flujos de fondos de los préstamos (entrada de efectivo, pago de intereses descontando el impuesto a las ganancias y pago de las amortizaciones de los préstamos). Restando cada FCFF menos el flujo del préstamo para cada año se obtiene el FCFE. Con este flujo de fondos se puede calcular su VAN y la TOR (la tasa de retorno del capital propio). El VAN es USD -9.808.778,12 y la TOR 11%. Este resultado significa que el proyecto no logra cubrir las expectativas de los accionistas. Esto se puede deber a que la exigencia vista en  $K_e$  es muy grande. Desglosando los términos vemos que el riesgo país (si bien no se tomó el valor máximo sino el promedio) es muy grande y le exige al proyecto un retorno muy grande. El otro factor muy importante es la cantidad de préstamo requerida para este proyecto. Si bien genera un apalancamiento positivo el cual reduce la tasa de la WACC pero en este caso el porcentaje D/E está generando un incremento (prácticamente duplicando) en el beta levered. Esto provoca un aumento de más de 2% en la tasa de  $k_e$ , esto se debe a la prioridad de pagos, siendo que los bancos poseen más prioridad que los accionistas, los accionistas exigen un retorno mayor. Estas son las dos principales razones que hacen crecer tanto el  $k_e$  y por tanto generan un VAN del FCFE negativo.

Bajo este análisis no se está teniendo en cuenta lo que vendría a ser el flujo de fondos de las multas que pueden recibir las empresas definidas como grandes usuarios al no cumplir con el porcentaje mínimo de energía renovable. Por otro lado, tanto el gobierno nacional como el provincial al haber declarado la generación de energía de fuente renovable como interés nacional y provincial respectivamente pueden ver en este proyecto beneficios políticos no contemplados. Por último, existen muchas ONG a lo largo del mundo, así como organizaciones constituidas por varios países que promueven la instauración de plantas de generación de energía de origen renovable. Todos estos son beneficios no económicos que existen en el proyecto que no fueron analizados, pero valen la pena ser mencionados.

### Efecto Palanca

Como último análisis de la estructura de financiamiento se calcula el coeficiente de “Leverage” que sigue la siguiente fórmula:

$$I = \frac{TOR}{TIR}$$

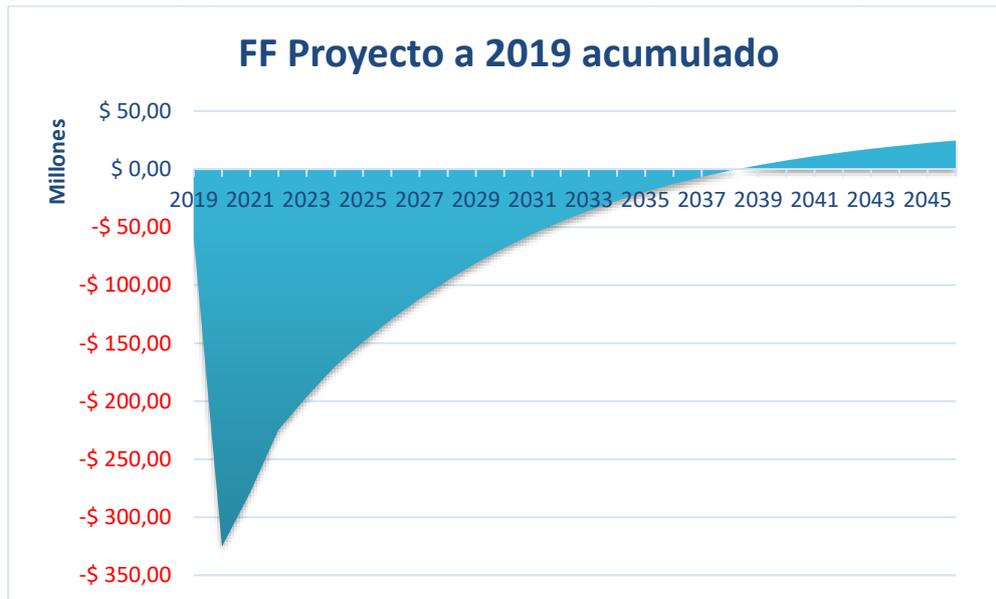
El valor de dicho índice es 1,12. Esto nos indica que el apalancamiento financiero tiene un efecto positivo en el proyecto ya que las tasas de los préstamos son menores a la TIR y por tanto el flujo de fondos de los accionistas se ve beneficiado por la tasa de los préstamos (si

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

bien la exigencia de los accionistas sea mayor a la del proyecto, el retorno se ve incrementado por las tasas de los préstamos).

### Período de repago

Con el FCFF descontado con la WACC correspondiente se puede hacer el cálculo del período de repago, esto es identificar el período en el cual, a valor presente del dinero, se cubren los costos de inversión y se comienza a generar el beneficio del proyecto. Para este proyecto el período de repago da en el año 2039 donde los flujos acumulados pasan a ser positivos.



(Gráfica3.8: Período de repago)

## IV. CAPÍTULO ESTUDIO DE RIESGOS

### Introducción

El riesgo se define como los potenciales cambios en el rendimiento de un proyecto ocasionados por los movimientos de las variables subyacentes del mismo.

Naturalmente, cualquier variación puede tener un impacto positivo o negativo en la rentabilidad. Es por este motivo que es imprescindible identificar y dimensionar dichas variabilidades para luego evaluar su impacto en el negocio y, de ser necesario, para delimitar un plan de contención y evitar exponer el proyecto a riesgos innecesarios.

El indicador más importante de cualquier proyecto es su valor actual neto (VAN), por lo tanto, es de suma utilidad identificar aquellas variables significativas y el impacto que tienen sobre él. En esta entrega se realizará una simulación de Montecarlo donde cada una de estas variables críticas impactará el VAN en función a su distribución de probabilidad. Puntualmente, se utilizará la herramienta de Crystal Ball, un Add-In de Excel que desarrolló Oracle.

A partir de este ensayo, se podrán identificar aquellas variables que, por su comportamiento estocástico, más impactarían el VAN del negocio.

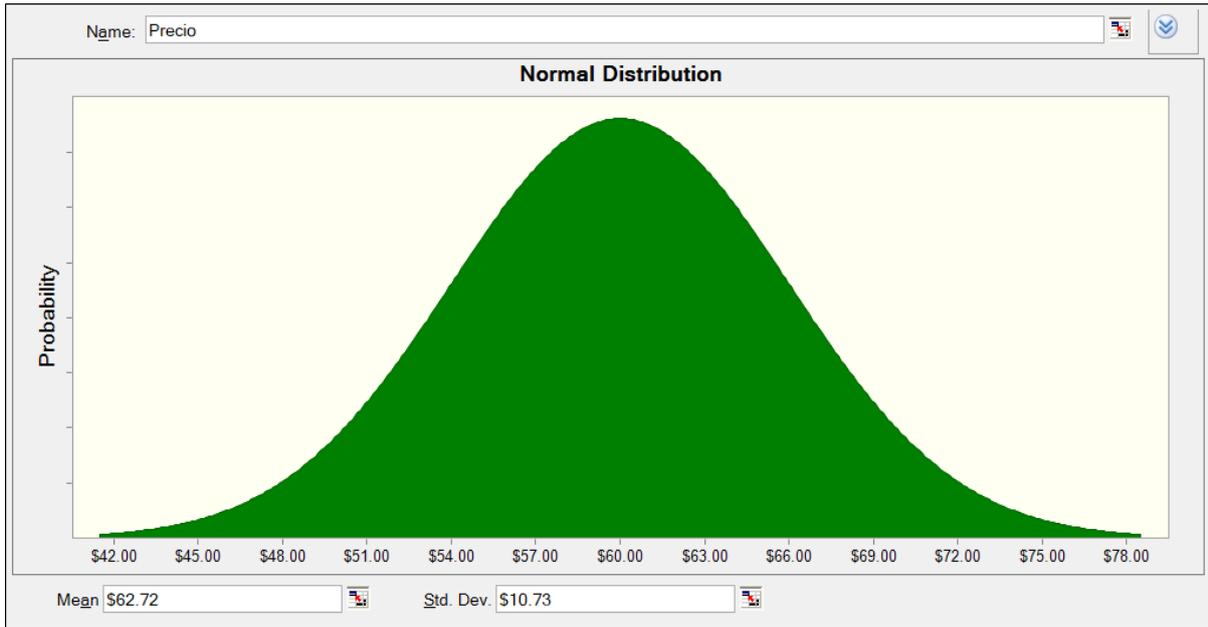
Las variables a analizar son:

- Precio
- Inflación Argentina
- Tipo de Cambio
  
- Degradación de los paneles solares
- Rendimiento de Planta por Irradiancia
- Rendimiento de Planta por Temperatura
- WACC

### Análisis de Variables de Riesgo

#### Precio

Esta variable es de suma importancia dado que determina los flujos entrantes (por venta de MWh). En este caso, se utilizará la misma distribución del Mean Reversion obtenida en la sección de Mercado. Cabe aclarar que se trata del precio Monómico histórico y que no necesariamente coincide con los valores actuales en cualquier momento de la vida del proyecto. Sin embargo, nos permite, en una primera instancia, determinarlos precios mínimos donde el VAN del proyecto, condicionado por el comportamiento estocástico de las otras variables, es consistentemente negativo.



(Figura 4.1. Distribución de la variable Precio USD)

### Inflación Argentina

Argentina es uno de los países con mayor inflación a nivel mundial y esto incide directamente en el día a día de los proyectos de inversión. En este proyecto, la inflación aumenta los costos fijos y diluye la amortización contable de las inversiones.

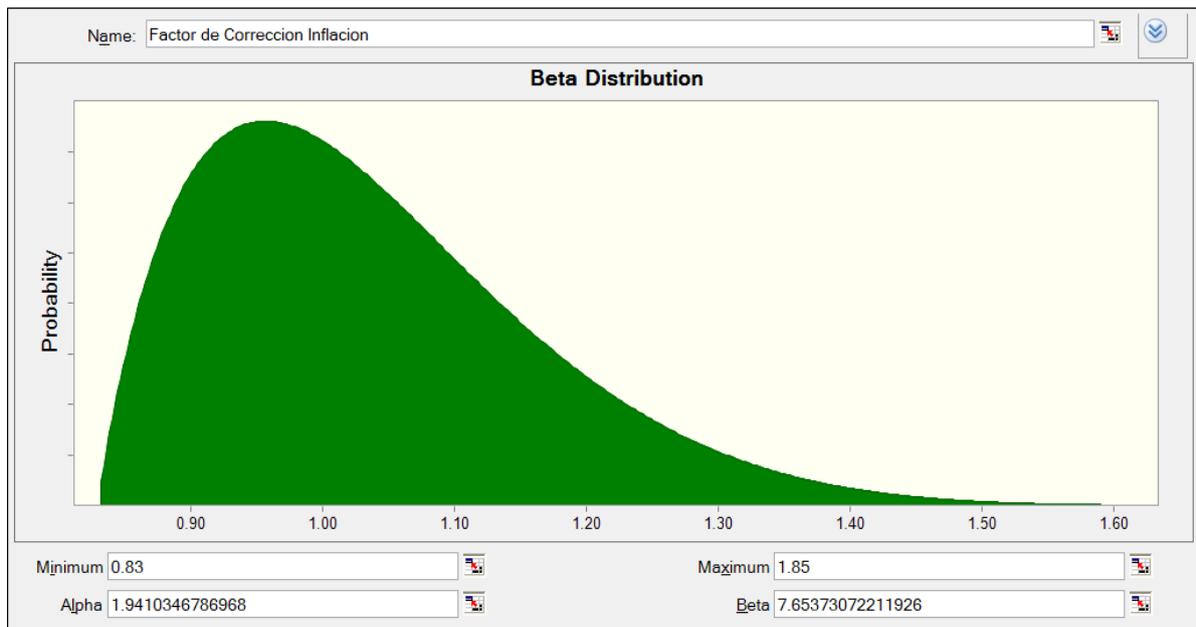
En la entrega anterior, se utilizó como base un pronóstico de la inflación anual argentina para los años 2019 a 2024 publicada por Focus Economics (a Marzo 2019). Sin embargo, estos pronósticos diferían significativamente de aquellos elaborados por otras consultoras económicas para los años 2019 y 2020. Es por este motivo que se elaboró un factor de ajuste inflacionario, en base 1, que refleje aquellas variaciones para todos los años entre 2019 y 2024. Además, esto también afecta indirectamente a la inflación del resto de la vida del proyecto ya que se calculó mediante una extrapolación exponencial estimada a partir de la inflación del año 2024.

Por lo tanto, para la simulación de Montecarlo, la expresión matemática de la inflación, tomando  $I_{Arg}$  como la inflación del país y  $F_{Arg}$  como el factor de ajuste es la siguiente:

$$InfArg = (1 + i_{Arg}) \times F_{Arg}$$

En la figura 4.2 se presenta la distribución que mejor se ajustó a los datos.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

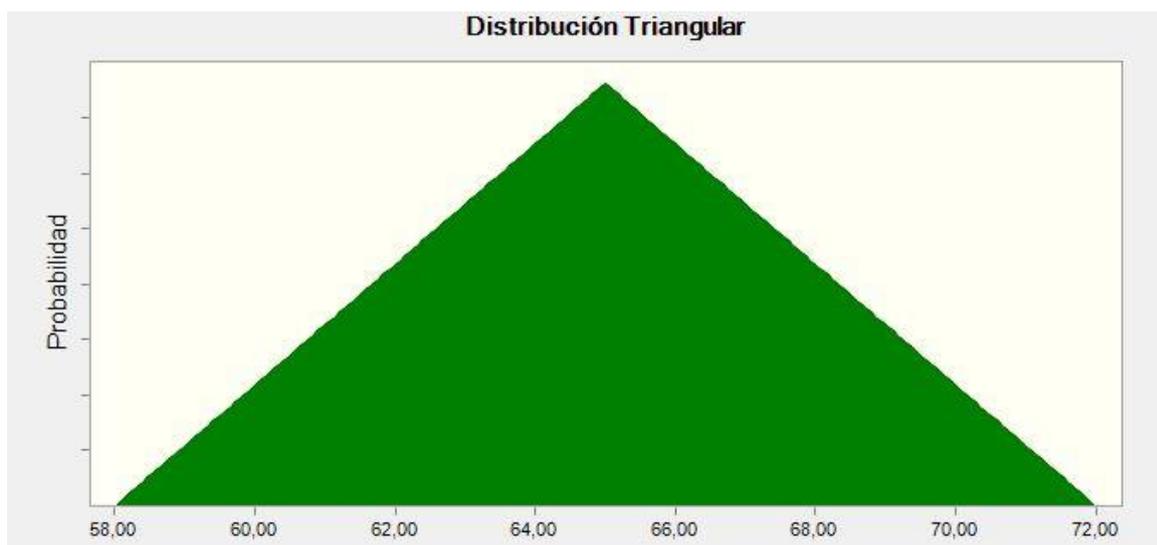


(Figura 4.2. Distribución de la variable Inflación Argentina)

### Tipo de Cambio

La volatilidad del tipo de cambio es un factor crítico para considerar debido a su impacto directo en los ingresos del proyecto. Esto se debe a que el precio por MWh, la inversión inicial y parte de los costos de estructura se fijan en dólares.

Se sensibilizará el tipo de cambio para el primer año en un intervalo de 58 a 72 Pesos por dólar con media en 65 (valor que se utilizó para la etapa económico-financiera) siguiendo una distribución triangular. Esto subsecuentemente impactará en los valores de los siguientes años.



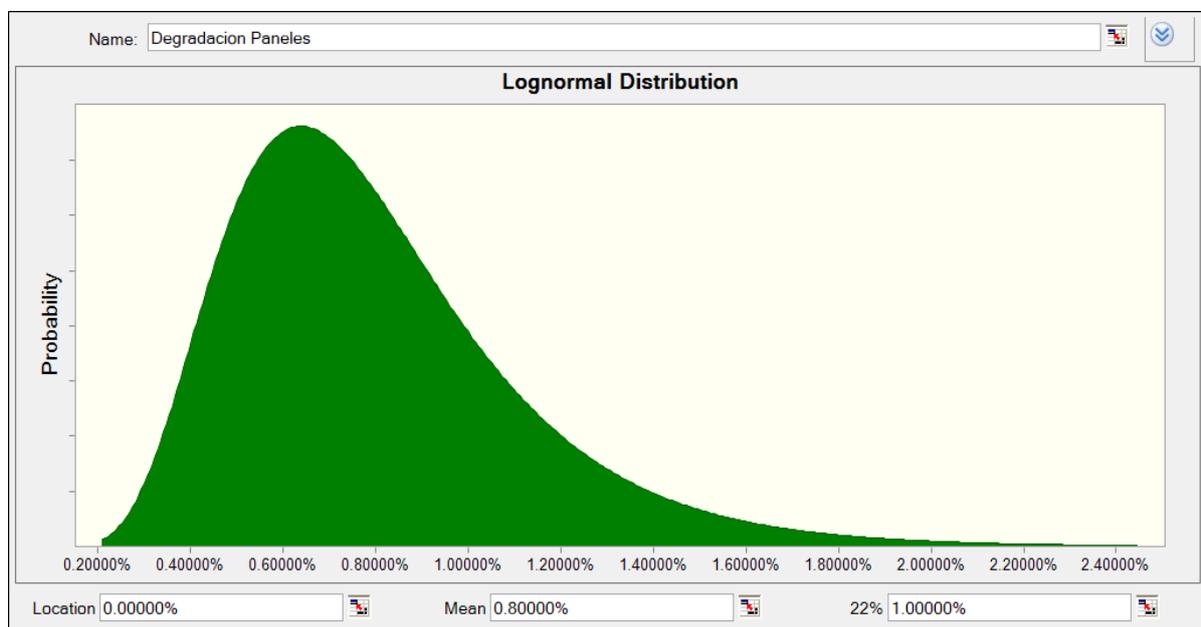
## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

(Figura 4.3. Distribución de la Tipo de Cambio)

### Degradación de los paneles solares

A lo largo de la vida del proyecto, los paneles solares sufren variaciones de temperatura y humedad como también los azotes de climas hostiles como tormentas e inundaciones. Esto conlleva una pérdida en la capacidad bruta del panel para generar electricidad<sup>56</sup>, un metaanálisis de más de 100 papers referenciando un total de 1200 parques solares, donde se registran las degradaciones promedio por panel solar, sin importar el tipo de tecnología utilizada.

Para este ensayo de simulación, se utilizará la misma distribución de probabilidad que se elabora en el estudio.



(Figura 4.4. Distribución de la variable Degradación de los paneles solares)

### Eficiencia por irradiancia

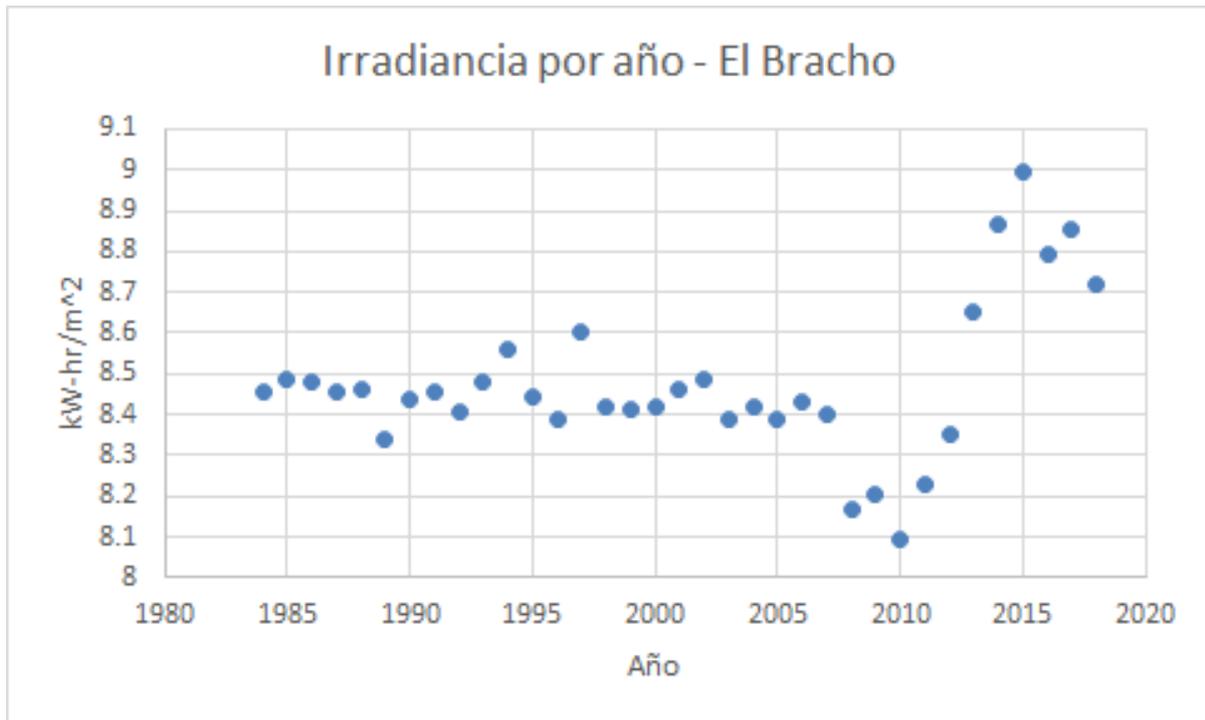
Existe una correlación directa entre la energía producida y la irradiación solar percibida a lo largo de un tiempo. Además, dicha irradiación varía a lo largo de los años en función a una multiplicidad de variables como la nubosidad, la humedad y el polvo<sup>57</sup>.

Utilizando la base de datos de NASA Power, se puede observar la irradiancia en la localidad de el Bracho (coordenadas  $-26.9931^{\circ}$ ,  $-65.1819^{\circ}$ ) desde 1985 en adelante.

<sup>56</sup> (Kurtz & Dick, 2012)

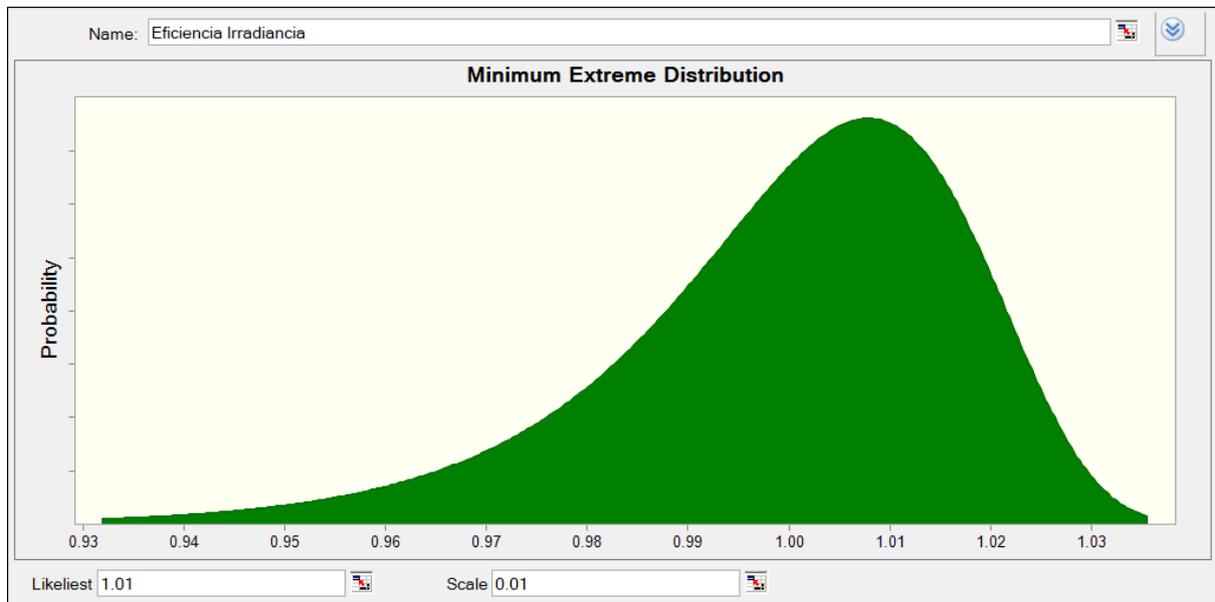
<sup>57</sup> (Jian, Naamandadin, & Mustafa, s.f.)

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica



(Tabla 4.1 Irradiancia por año en El Bracho)

Además, nos permite analizar variabilidad a lo largo del tiempo, esto es muy útil dado que nos permite atribuirle un comportamiento estocástico. Mediante la herramienta de ajuste de distribución del Crystal Ball, se obtuvo la siguiente distribución.

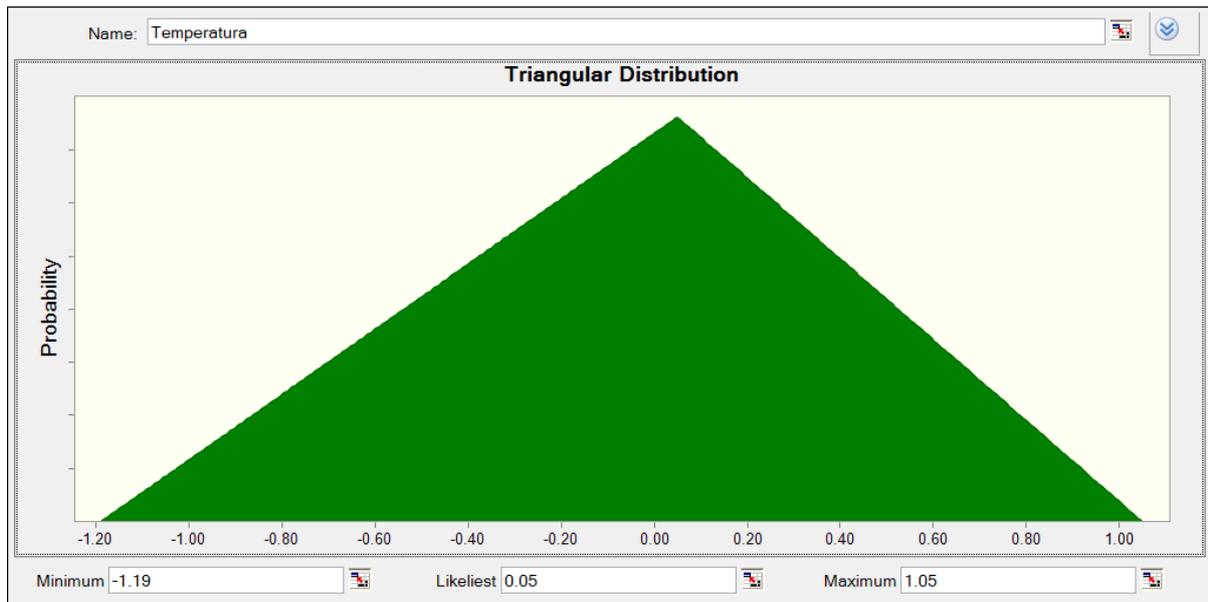


(Figura 4.5. Distribución de la variable Eficiencia por irradiancia)

## Eficiencia por variación de temperatura

Existe una correlación inversa entre el rendimiento de un panel fotovoltaico y la temperatura. En el marco actual, dicha variable no trasciende tanto como la irradiancia, pero esto no quiere decir que no se deba tomar en cuenta, especialmente si se considera que el fenómeno del cambio climático puede jugar un rol fundamental en la performance de un proyecto de este tipo.

Se estima que el rendimiento de un panel baja un 0.5% por grado celsius. Usando la base de datos de Global Climate Monitor<sup>58</sup> en las coordenadas del Bracho, se pudo obtener una distribución sobre el desvío de la temperatura media en términos absolutos. En otras palabras, se planteó una distribución triangular tomando las variaciones sobre la temperatura media anual histórica (17.98 grados Celsius) para el período 1970-2018. Este desvío multiplicado por 0.5% nos permite cuantificar el impacto en la generación eléctrica de proyecto.



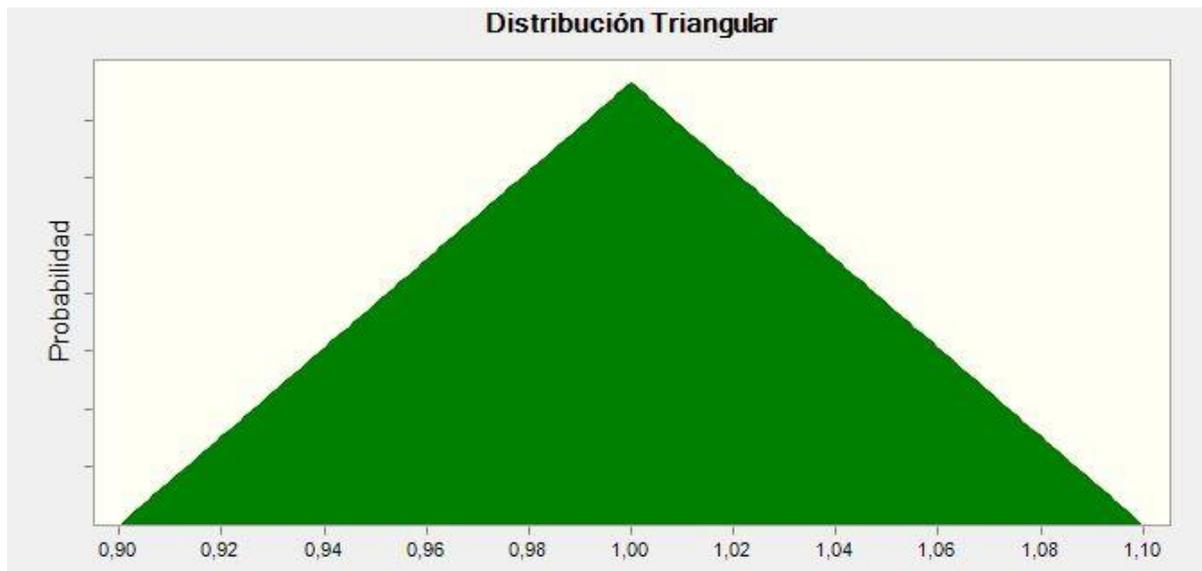
(Figura 4.6. Distribución de la variable Eficiencia por variación de temperatura)

<sup>58</sup> (Kurtz & Dick, 2012)

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

### WACC

La última variable a analizar es el costo de capital por su impacto directo en el flujo de fondos del proyecto. Existen varios elementos que lo pueden modificar, por ejemplo, el riesgo país, la tasa libre de riesgos o el costo de los préstamos. Sin embargo, para simplificar la simulación, se sensibilizará la variable multiplicándola por un factor de ajuste con intervalo de 0.9 a 1.1 siguiendo una distribución triangular centrada en 1.



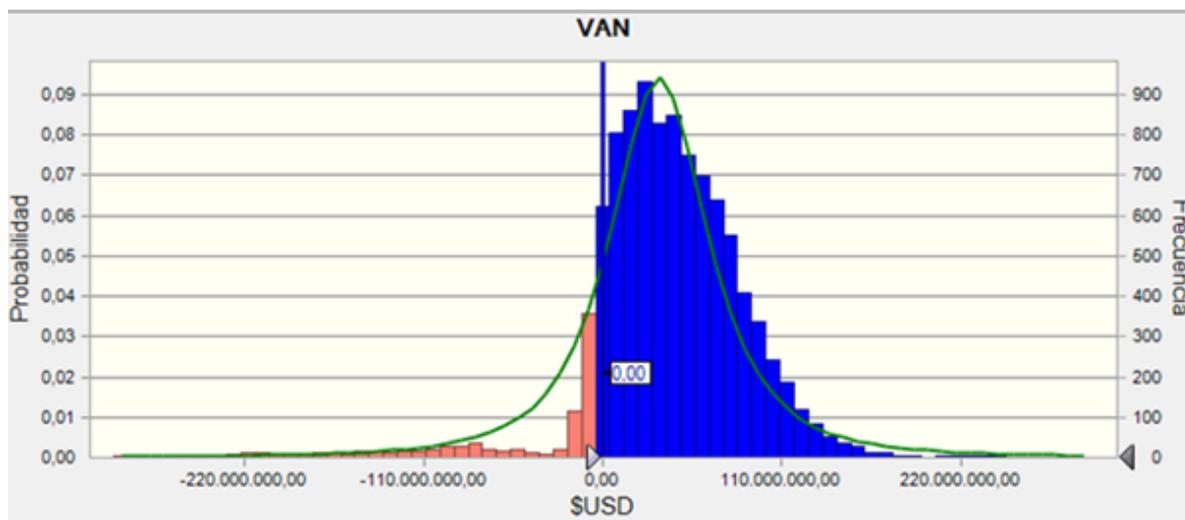
(Figura 4.7. Distribución de la Factor de WACC)

### Simulación de Montecarlo

Una vez dimensionadas las variables a analizar, se procede con la experimentación para determinar aquellas significativas en cuanto a su impacto sobre el VAN del proyecto.

El resultado de la simulación se puede observar en la figura 4.8. Mediante un ajuste con una distribución de Student T, se concluye que hay un 18% de probabilidad de obtener valores negativos.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica



(Figura 4.8. Distribución variable de respuesta VAN)

Consideramos que estos valores no son los más favorables para el proyecto, en consecuencia, se analizará como mitigar el riesgo a través de la variable de entrada con mayor efecto, que, según la figura 4.9, es el precio. Era esperable que esto ocurra debido a la gran variabilidad que tiene este factor frente a los demás.

En segundo lugar, se encuentra la WACC por su impacto directo sobre el VAN.

En tercer lugar, se encuentra la Eficiencia por la Irradiancia, que afecta directamente la cantidad de energía producida, y posteriormente inyectada a la red.

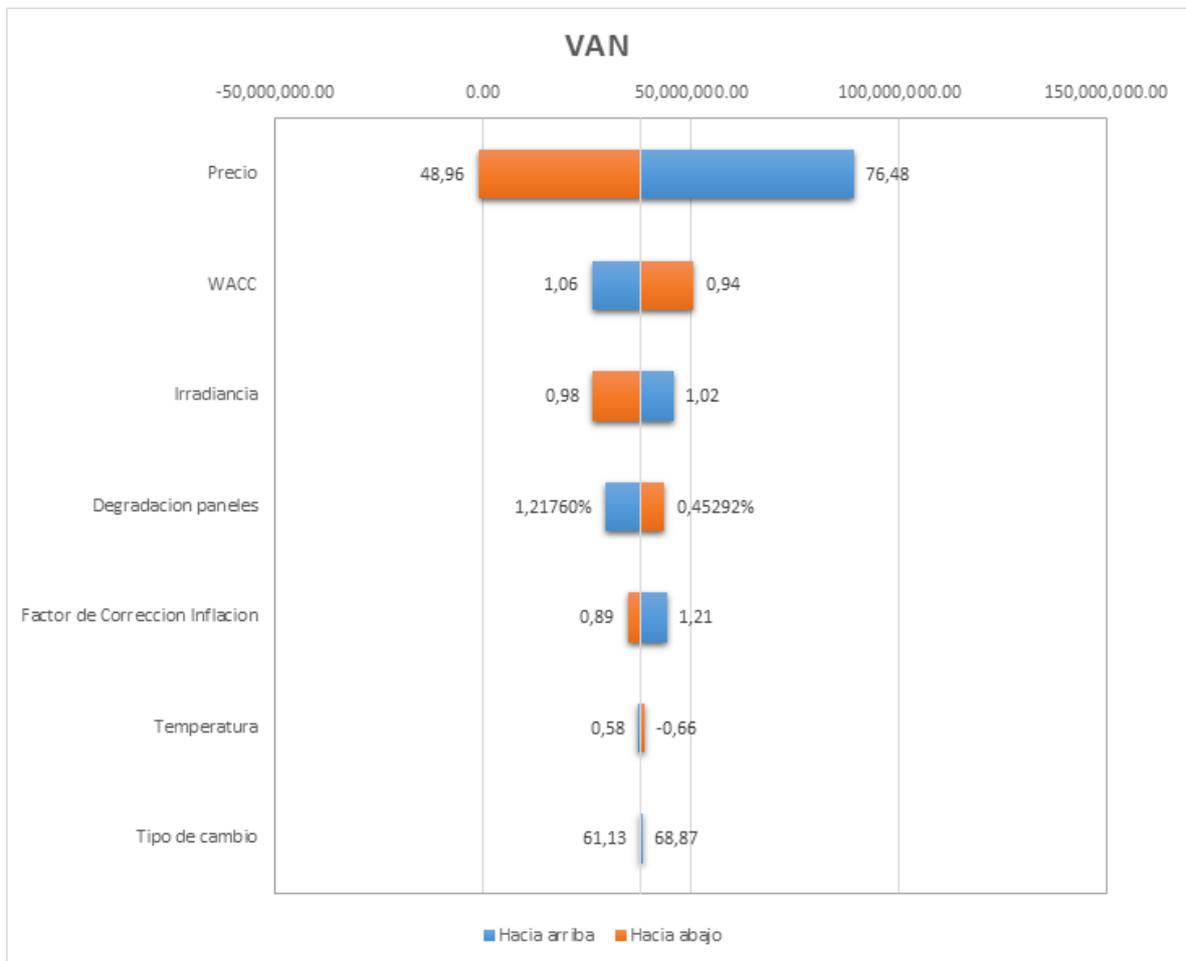
En cuarto lugar, se tiene la degradación de los paneles que es otra variable que va degenerando la cantidad producida por los paneles cada año. Tiene sentido que estas cuatro variables se encuentren en los primeros lugares debido a que afectan de manera directa a los ingresos y la cantidad producida.

En quinto lugar, se tiene el factor de inflación.

En sexto lugar, se obtuvo la temperatura, debido a que el STC (Standard Test Conditions) respecto a temperatura es de 25°C, muy similares a los valores que se encuentran en El Bracho a lo largo del año.

En último lugar se encuentra el Tipo de cambio, esto se debe a que la mayoría de los factores críticos como la inversión inicial, el precio y los préstamos son en dólares.

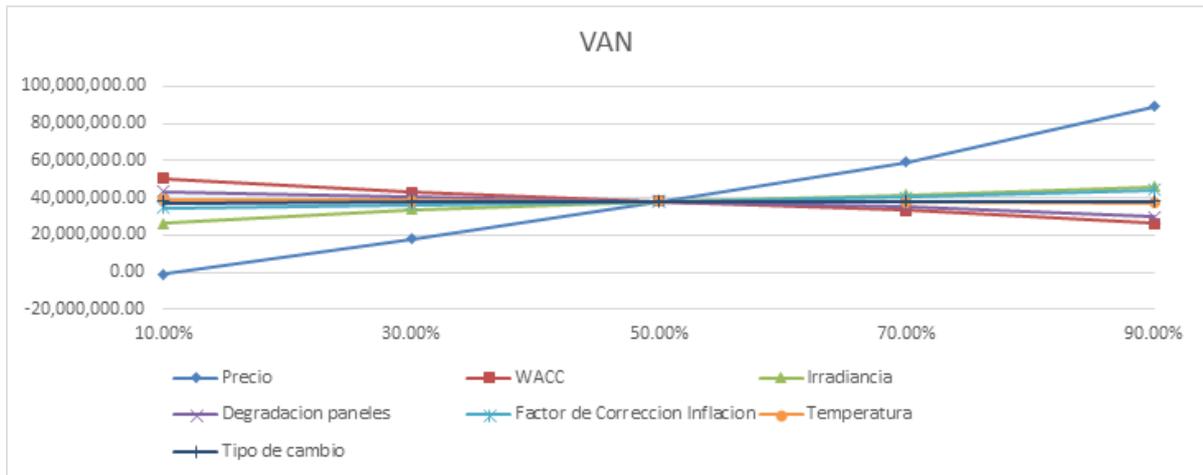
## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica



(Figura 4.9. Análisis variables con mayor riesgo)

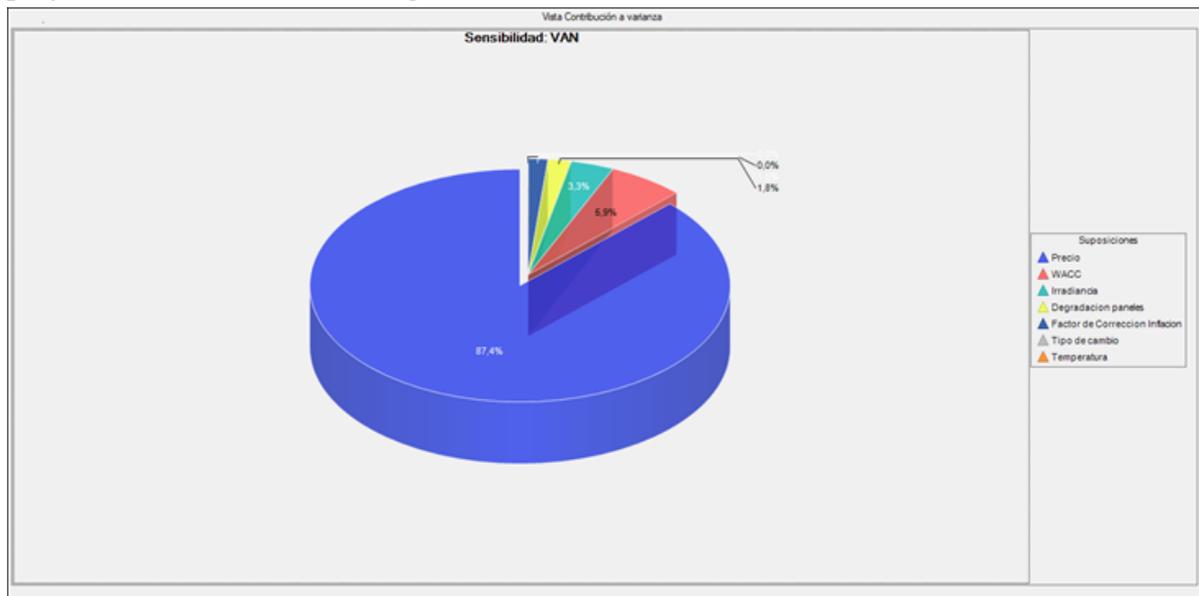
En la figura 4.9, se puede observar desde otra perspectiva lo que se expuso anteriormente. La variable con más pendiente es el precio, seguido por el WACC, la Eficiencia Irradiancia, y la Degradación de paneles (considerando la pendiente en módulo), pero indirectamente proporcional al VAN, ya que la misma provoca que se genere menos energía cada año. Lo mismo con los factores de inflación que afectan los costos.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica



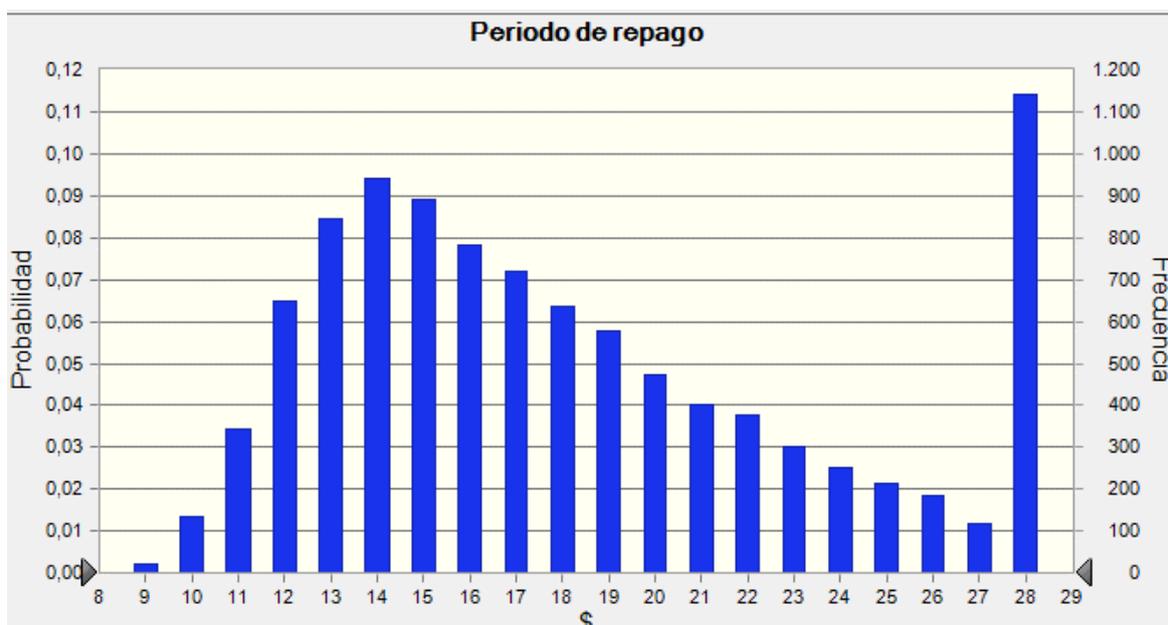
(Figura 4.10. Gráfico de araña)

En la gráfica de sensibilidad se puede ver que el precio incide en casi un 90% sobre la variable de salida VAN, siendo por lejos la variable más significativa y eje del análisis posterior. Por otro lado, observando la gráfica de Periodo de repago (Figura 4.11), hay una particularidad en el año 28, y esto sucede debido a que se acumulan los valores al final del proyecto cuando el VAN da negativo.



(Figura 4.11. Gráfico de torta de las variables)

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

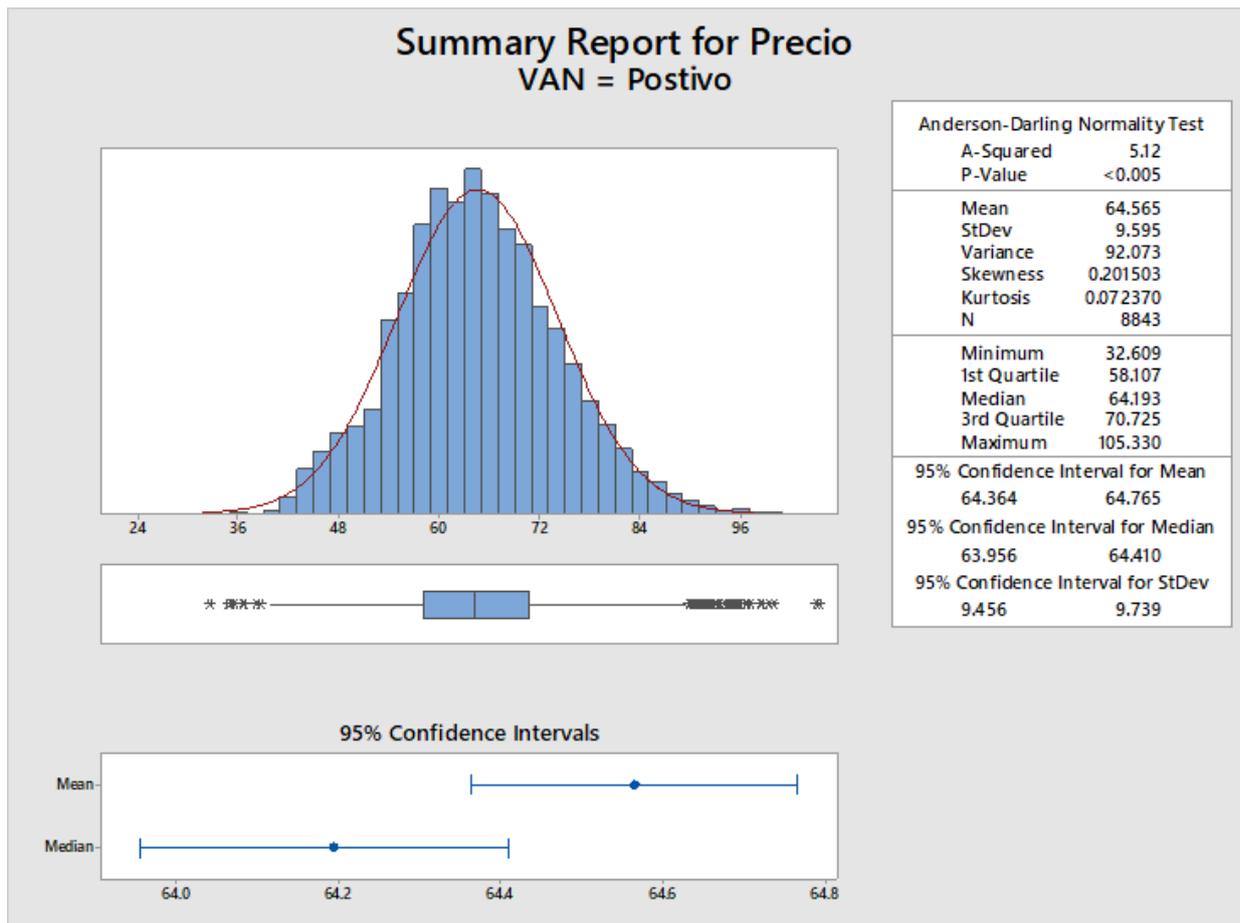


(Figura 4.12. Distribución variable Período de repago)

Se concluye, a partir de los resultados expuestos, que es imprescindible para el proyecto controlar la variable precio al cubrirse casi 90% de las variaciones. Por lo tanto, se pondrán todos los esfuerzos en la misma y se dejarán de lados los otros factores que aportan en un orden de magnitud menos que la principal.

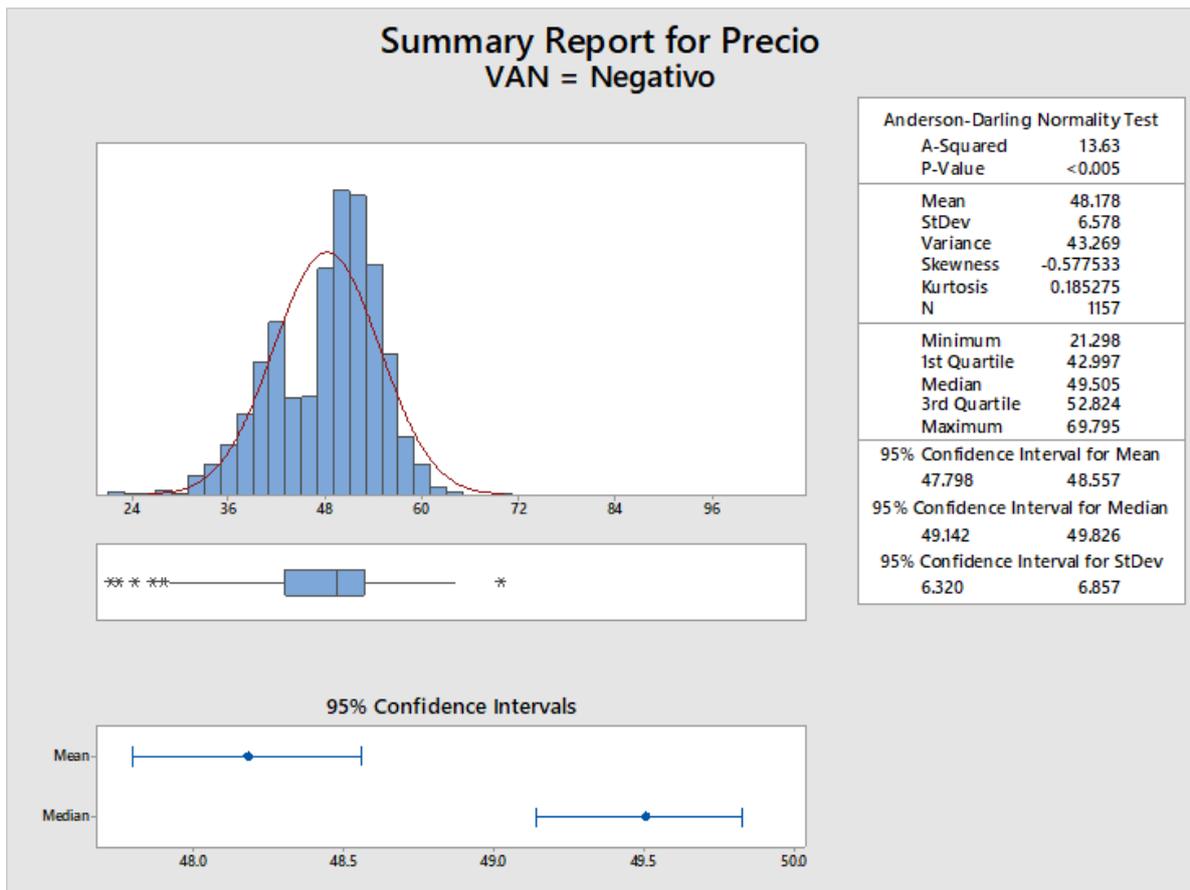
Como exploración adicional se extrajeron las distribuciones del precio para los casos donde el VAN era negativo o positivo, dando como resultado una media de 48,2 y un desvío de 6.58, y 64,6 de media y 9.59 de desvío respectivamente. También se plantearon los intervalos de confianza para cada conjunto de datos, para entender donde se encontraría la media con un nivel de confianza del 90%.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica



(Figura 4.13 Resumen de reporte de valores de precio que generaban un VAN positivo)

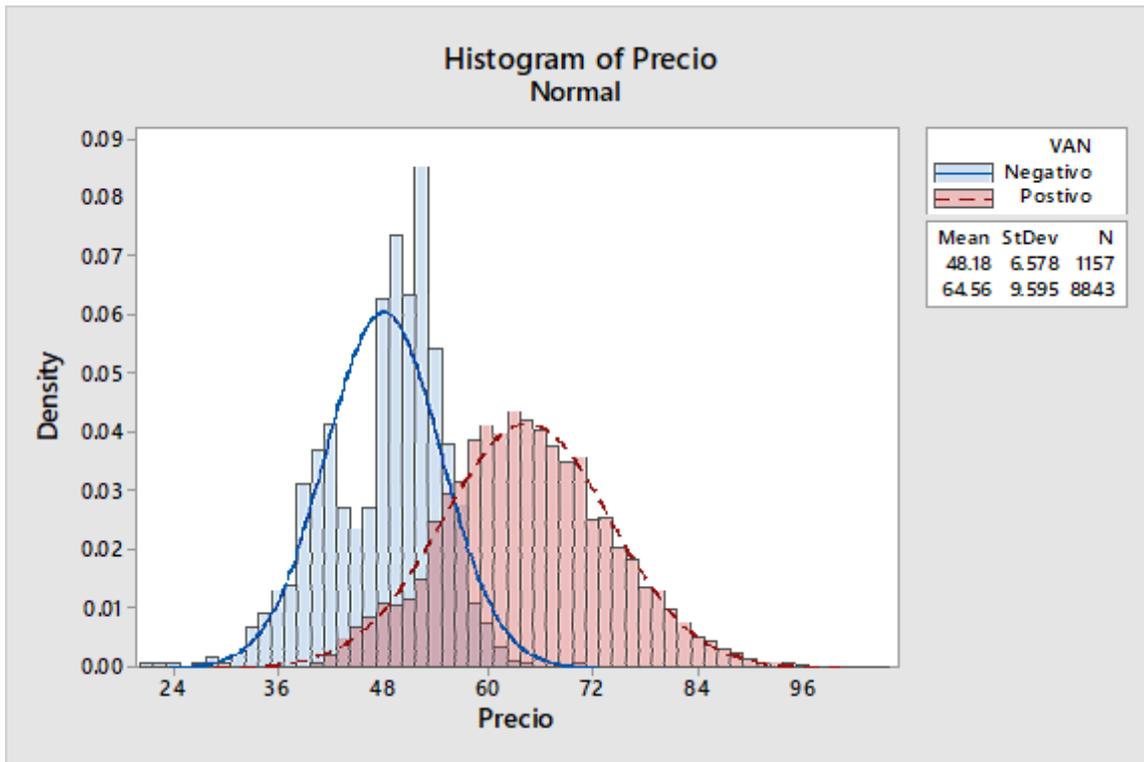
## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica



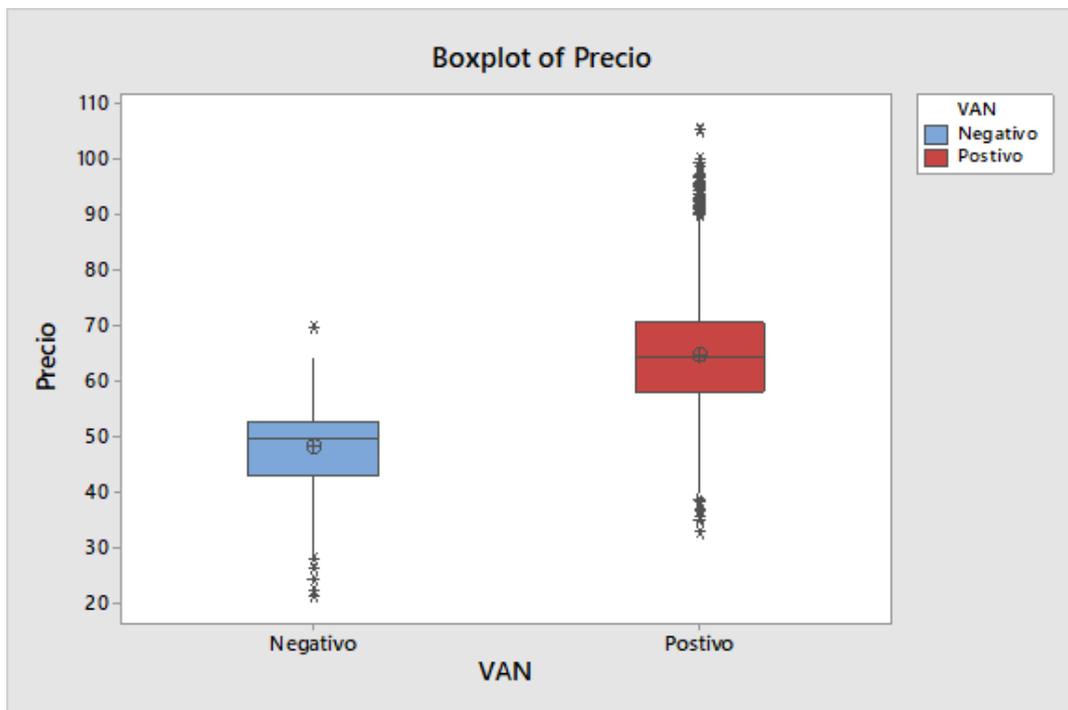
(Figura 4.14. Resumen de reporte de valores de precio que generaban un VAN negativo)

Asimismo, se dispusieron ambas distribuciones en un histograma y gráfico de cajas por grupos para visualizar las diferencias entre ambos de manera gráfica. Donde expone claramente una diferencia de cómo se distribuyen los conjuntos de datos en los ejes de abscisas. Resulta interesante observar que existe un importante solapamiento entre ambas distribuciones. Esto se debe a que no todo el rendimiento del proyecto se puede determinar a partir del precio y, por lo tanto, que las demás variables juegan un rol pequeño en el mismo.

# Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica



(Figura 4.15. Histograma de la variable Precio)



(Figura 4.16. Gráfico de cajas de la variable Precio)

### Administración del Riesgo

#### Mitigación del Riesgo en el Precio

A partir de lo expuesto anteriormente, es imprescindible mitigar el riesgo que conlleva el precio por MWh. En el mercado a término, los contratos con los generadores tienen una duración de hasta 20 años<sup>59</sup>, esto significa que gran parte del impacto que tiene el precio sobre el VAN puede mitigarse con un contrato de futuros. Sin embargo, una vez finalizado el plazo del mismo, dado que el acuerdo no abarca toda la vida útil del proyecto, se debe buscar un nuevo contrato de abastecimiento con los grandes usuarios a un precio menor. Esto se debe a que los costos de instalación por MW de un parque solar seguirán descendiendo y, a su vez, permite a los futuros generadores a ofertar precios más bajos por MWh<sup>60</sup>.

En este caso, se procederá con un contrato a futuro de 15 años a 60 dólares el MWh, usando el mismo valor obtenido en el estudio de mercado, y otro de 10 años a 46.2 dólares el MWh<sup>61</sup>. Es importante aclarar que el precio del segundo acuerdo se determinó usando un estudio realizado por AGORA Energiewende donde presentaron los costos futuros de las instalaciones fotovoltaicas. Se tomó un escenario intermedio donde los costos de instalación en 15 años bajarían un 23% y se asume que el precio bajará en una proporción similar.

#### Resultados simulación precio

Realizando una nueva corrida con la solución propuesta se observa una clara mejoría en la gráfica de frecuencia (Figura 4.17). Sin embargo, todavía hay un 7.5% de los valores de respuesta que dan negativos. También hay una mejoría sustancial en el período de Repago reflejado en la baja significativa de instancias donde no se recupera la inversión inicial (reflejado en el año 28). La contrapartida de la mitigación del riesgo del precio se puede observar en el aumento del período de repago más probable, de 14 a 18. Además, se reduce el intervalo de repago sacrificando una posibilidad de recupero antes de los 15 años.

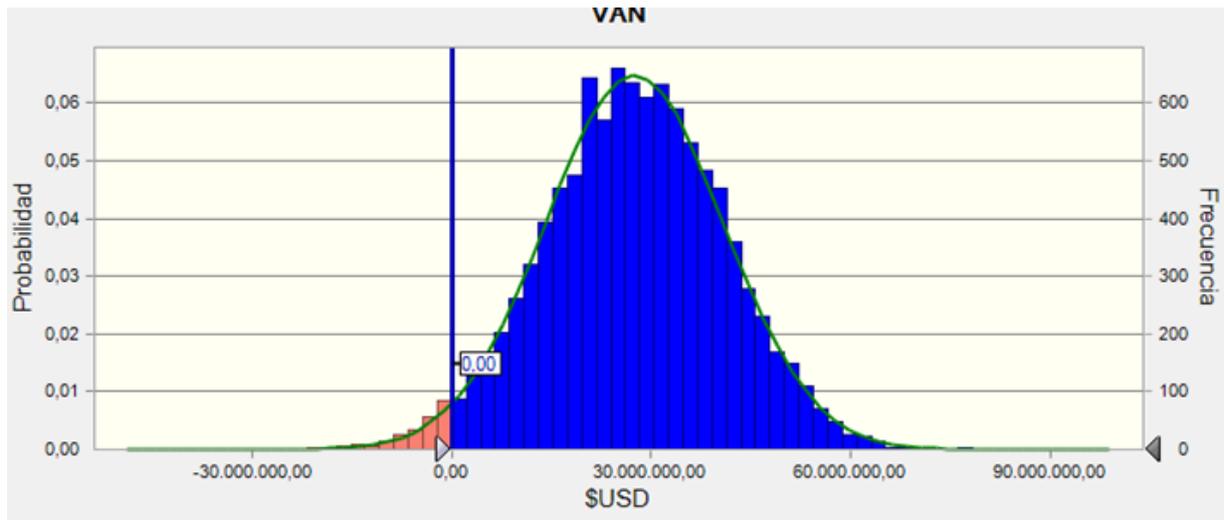
---

<sup>59</sup> (Ensink, 2019)

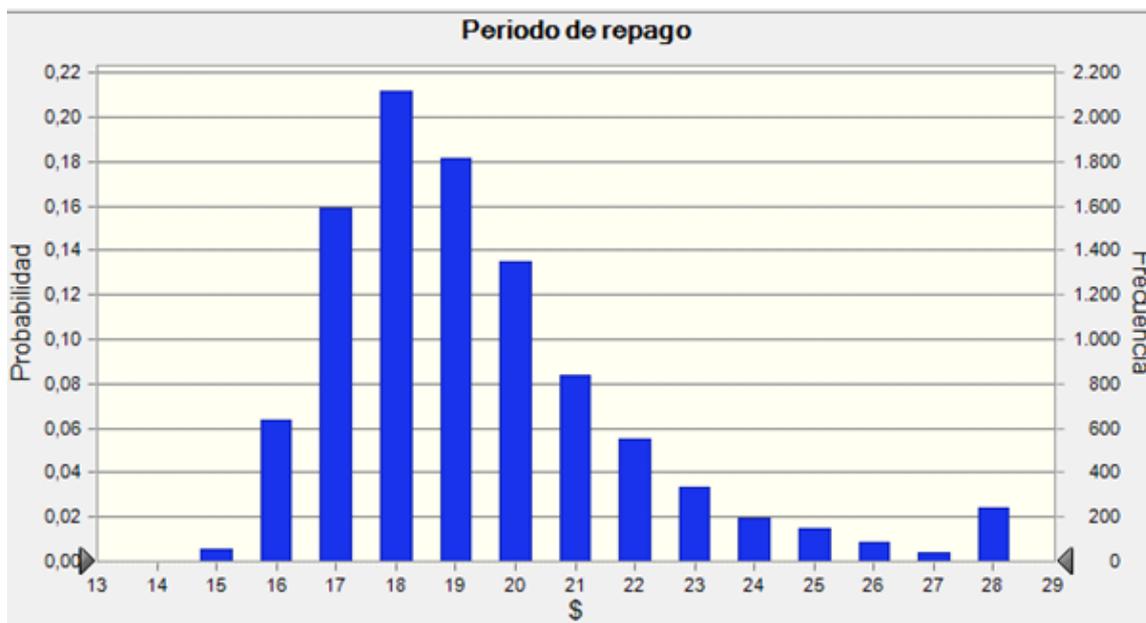
<sup>60</sup> (Bolinger & Seel, 2016)

<sup>61</sup> (Agora, 2015)

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica



(Figura 4.17. Distribución variable de respuesta VAN)



(Figura 4.18. Distribución variable de respuesta Periodo de repago)

### Riesgo de las demás variables

A pesar de que las dos medidas de mitigación explicadas anteriormente cubren al proyecto de un VAN negativo, es interesante exponer algunas posibles medidas para cubrir al mismo de las variaciones generadas por las variables restantes.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

### Degradación

Es común en la industria que los productores ofrezcan algún tipo de garantía contra este fenómeno, asegurando un performance mínimo que oscila entre el 80% y 94% de potencia bruta a los 25 años de operación.

Empresa	Performance
SunPower	94%
LG	90.8%
Panasonic	90.76%
Silfab	88.4%
REC Solar	86%
Solaria	86%
Axitec	85%
Hanwha Q CELLS	85%
LONGi Solar	84.8%
Recom Solar	83.6%
JinkoSolar	83.1%
Canadian Solar	83%

*(Tabla 4.4. Performance Bruta declarada de empresas de paneles solares<sup>62</sup>)*

En la actualidad no existen aseguradoras independientes que actúen como garantes a cambio de una cuota.

### Variabilidad por Temperatura e Irradiancia

El mercado de derivados financieros del clima surgió en 1990 a partir de una importante demanda del sector del agro, especialmente el de USA<sup>63</sup>.

En los últimos años, hubo intentos para extender este tipo de operaciones al sector de energías renovables cuya performance queda sujeta a la variabilidad del clima. A diferencia de un seguro, el propósito de los derivados financieros es proteger al proyecto de eventos de alta probabilidad y de menor costo, efectivamente transfiriendo estos riesgos al vendedor de la opción a cambio de una prima<sup>64</sup>.

---

<sup>62</sup> (Solarsage, 2019)

<sup>63</sup> (Saavedra García & Utrilla Armendáriz, 2009)

<sup>64</sup> (Cui & Anatoliy, 2015)

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

El mecanismo más aplicable para un generador solar es a través de la compra de contratos vinculados al índice CDD (CoolingDegree Day) dado que se correlaciona directamente con la cantidad de días en un período donde la temperatura se encuentra por encima de un valor preestablecido. Son opciones muy dependientes de la ubicación geográfica y, naturalmente, ayudan a la mitigación directa de cualquier riesgo proveniente de las variaciones de la temperatura.

También existen contratos vinculados al Índice HDD (HeatingDegree Day) que protegen al tenedor del contrato de temperaturas por debajo de un valor preestablecido. Hay modelos sofisticados que usan estas herramientas como mitigadores de riesgo climático generalizado, incluyendo la irradiancia, debido a que presenta una alta correlación con la variable principal. En otras palabras, permiten una cobertura cruzada sobre otras variables que no son el sujeto de la opción.

### Opciones Reales

Al realizar el estudio de opciones reales, para exponer el proyecto a posibles escenarios que orienten el camino óptimo a recorrer que garanticen la mayor rentabilidad; permite el desarrollo del planeamiento de alternativas con el objetivo de asegurar tanto el funcionamiento del mismo, como su rentabilidad.

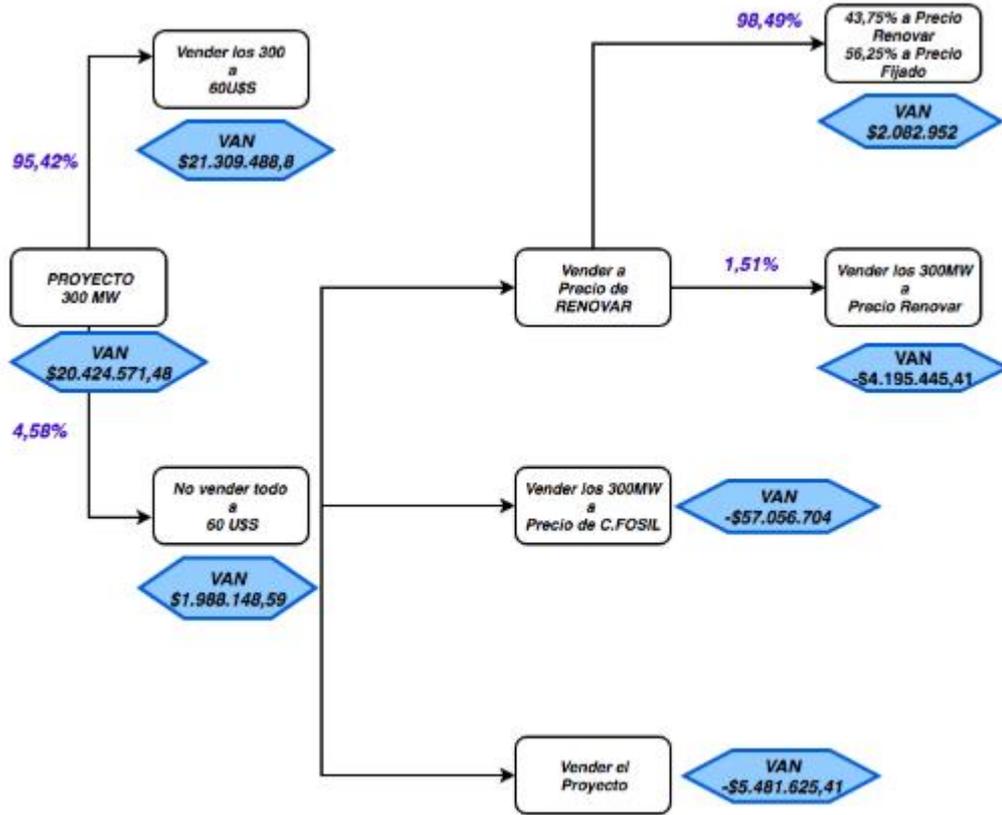
Previa presentación formal de los escenarios planteados en el presente trabajo, cabe mencionar el hecho de que se han asumido ciertos parámetros de partida. En primer lugar, se considera que la cantidad de energía a producir ha sido colocada (contrato mediante) con anterioridad al comienzo de construcción del parque solar, incluso previo al desembolso de cualquier tipo de inversión. Por otra parte, otra de las hipótesis consideradas, es que el precio al que se cierra el contrato es el que se definió previamente en el capítulo de ingeniería.

Fijada las condiciones iniciales, se plantea un posible escenario en donde los contratos cerrados con una o más empresas por algún factor externo, como puede ser el económico, legal, político, social, converjan al cese de la relación contractual con las empresas anteriormente mencionadas, lo que indefectiblemente se traduce en una disminución en los ingresos percibidos, por ende una pérdida de rentabilidad.

Frente a esta situación los caminos a tratar serían el de colocar los MW caídos a un precio menor que lo planificado, o bien, según sea la cantidad de Mega Watts caídos sumado a el precio menor para la venta, la alternativa sería vender los activos y concluir la generación.

Sin embargo, en los párrafos subsiguientes, se explicará con mayor detalle las diferentes alternativas y escenarios contemplados.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica



(Figura 4.19. Árbol lógico correspondiente a las opciones reales)

Como ya se explicó anteriormente, en este tipo de industrias, los contratos de compraventa de energía se celebran previo a la instalación de una Central generadora. En estos acuerdos, se establece y fija entre otras cosas un precio acorde a las situaciones del mercado y del país con el que ambas partes estén de acuerdo.

Sin embargo, y tal como se plantea en el árbol lógico de la opción real analizada, puede suceder que por motivos que exceden a la empresa, y luego de finalizada la construcción de la planta fotovoltaica que se analiza en el proyecto, no se pueda concretar la venta de toda la energía al precio que se preveía (60US\$) y por lo tanto haya que analizar otras alternativas. Un ejemplo puede ser que a medida que aumenta la oferta de la planta hay que buscar una mayor cantidad de grandes usuarios por MWh ya que, para minimizar la cantidad de contratos, se comienza con aquellos con mayor consumo.

Entre los diferentes escenarios que podrían darse, y a partir de lo cual habría que tomar una decisión sobre los pasos a seguir, es que una o varias de las empresas con las que se firmó contrato no puedan cumplir con el mismo debido a que una fuerte crisis económica afectó su estado financiero y las llevó a la quiebra. Ante estos casos, existen seguros de caución que, a cambio de una prima, sirven como recurso para mitigar el riesgo de aquellas con mayor probabilidad de incumplimiento.

Otra opción que podría darse es que algún cambio de políticas de Gobierno afecte la situación del país, y por lo tanto también la del mercado de consumo energético en Argentina,

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

provocando la variación o descensos de los precios a los que los consumidores están dispuestos o pueden comprar.

Como es sabido, una opción real, es la posibilidad que tienen algunos proyectos para introducir en el futuro modificaciones en las inversiones productivas incrementando así el valor de este. En la práctica, los directivos suelen referirse a estas opciones como intangibles.

La flexibilidad de la gerencia para adaptar sus acciones dependiendo del contexto futuro introduce una asimetría en la distribución de probabilidades de VAN que aumenta el verdadero valor de la oportunidad de inversión al mejorar su potencial de suba y limitar el potencial de baja en relación a las expectativas iniciales.

El enfoque de opciones en la evaluación de proyectos surge de considerar que hay una serie de opciones involucradas en las decisiones de inversiones tales como:

- Modificar precios
- Abandonar el proyecto

A partir de esta breve introducción, a continuación, se detallarán y explicarán los diferentes criterios utilizados para la construcción y realización de esta alternativa, para la mitigación de riesgo dentro del presente proyecto.

Haciendo referencia a la situación detallada previamente de no poder vender toda la energía al precio previsto, los pasos que se llevaron a cabo para lograr dar con dicha probabilidad de ocurrencia comentados a continuación.

Se comenzó analizando dentro de la cartera de grandes usuarios o consumidores, los cuales eran en función de la ley que fija un % de consumo mínimo de energía renovable, los consumos de estas empresas. Con esa información junto con la cantidad de energía generada disponible en el sector, se determinó la cantidad promedio de contratos y la cantidad de energía por la que se llevan a cabo los mismos.

Se celebran anualmente alrededor de 12 contratos de 48 MW, tanto en el mercado de consumidores y competidores.

Dicho eso, se calculó el número de contratos que deberían firmarse para poder vender los 300 MW, totalizando una cantidad aproximada de 6 contratos. Cabe destacar que el hecho de que se diversifiquen los clientes o la cantidad de contratos, ayuda al hecho de mitigar los riesgos ya que disminuye las pérdidas ocasionadas por la cantidad de energía que no pudiera ser vendida al precio fijado (60 U\$S).

La distribución utilizada en este caso, y considerando el hecho de que necesariamente debía ser una asociada a variables discretas, es la de Poisson.

En teoría de probabilidad y estadística, la antes mencionada es una distribución de probabilidad discreta que expresa, a partir de una frecuencia de ocurrencia media, la probabilidad de que ocurra un determinado número de eventos durante cierto período de tiempo.

A partir de los datos mencionados y calculados previamente, junto con la utilización de una distribución Poisson de parámetros ( $\lambda = 12$  y  $X = 6$ ) donde lambda representa la cantidad de

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

contratos promedio que se cierran anualmente en el mercado objetivo que es el GUH (grandes consumidores) y  $X$  es la cantidad de contratos de 48 MW que deberían firmarse para vender los 300 MW, se llegó a que la probabilidad de firmar esa cantidad de contratos o más es:

$$P(X > 5) = P(X \geq 6) = 95,42\%.$$

El siguiente paso por analizar, siguiendo el árbol lógico de la figura 4.20, es el abanico de alternativas y posibilidades con las que cuenta la gerencia a la hora de hacer frente a una realidad diferente de la que habían previsto al comienzo.

Las opciones propuestas y desarrolladas son las siguientes:

1. Alternativa de vender parte de la energía a 60U\$\$ (Precio Fijado) y parte a 44U\$\$ (Precio Renovar).
2. Vender toda la energía, es decir los 300 MW generados, a precio de combustible fósil
3. Considerar la alternativa de vender todo el proyecto

Comenzando por la primera de las tres alternativas propuestas, lo que se hizo fue determinar el porcentaje máximo de energía que podría venderse al precio de licitación de las rondas renovar, tal que el proyecto siga siendo rentable. Dicho en otras palabras, lo que se hizo fue determinar el porcentaje que minimiza el Valor Actual Neto del proyecto sin volverlo negativo: VAN = \$ 2.082.952,40 dólares. Cabe destacar que, en esta oportunidad, así como también en las ocasiones venideras en las que se mencione o calcule el VAN, se estará siempre haciendo mención al del proyecto y no al del Equity.

Por otra parte, además, debido a que la cantidad de energía que se puede o no vender a 60U\$\$, está asociada a una probabilidad que excede a la compañía, se analiza también que pasaría si ese porcentaje máximo antes mencionado es excedido. Siendo:

$$Val\ min = 169MW = 0.5625 * 300$$

(cantidad mínima a vender al precio fijado), entonces cualquier otra combinación o acomodo de números en los cuales la cantidad vendida al precio fijado sea menor al Val. Mínimo, se contempla la alternativa de vender la totalidad de la energía renovada al Precio de Renovar. A partir del análisis de esta situación, se calculó un VAN= - \$ 4.195.445,41.

Vale aclarar, además, que en esta oportunidad no solo el VAN de la alternativa da negativo, sino que al modificar los números respecto del cálculo original para la obtención de este se generan baches negativos de capital. Y los mismos no logran ser salvados con los préstamos, lo cual se justifica a partir del hecho de que, al solicitar el valor de préstamos necesarios para salvar dichos baches, se generarían tasas de interés mayores a las del proyecto con lo cual se estaría ingresando en una situación de Default por muchos años.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Para determinar la probabilidad asociada a cada una de las alternativas antes mencionadas, nuevamente se hizo uso del mismo tipo de distribución, con el mismo valor del parámetro Lambda y con una modificación en X ( $\lambda = 12$  y  $X = 4$ ). A partir de esto, se llegó a que:

$$P(X > 3) = P(X \geq 4) = 0,9849 = 98,49\%$$

Este es el porcentaje asociado a que la cantidad de energía que se puede vender a 60U\$ sea mayor o igual a 169 MW. Por lo tanto, la probabilidad asociada a la ocurrencia del otro evento es:

$$P(X > 3) = 0,0151 = 1,51 \%$$

En lo que respecta a la segunda opción considerada, se analizó la situación de que toda la energía generada en el proyecto se venda al precio de venta de las energías convencionales o combustibles fósiles, que según la investigación realizada es de aproximadamente 30U\$. Sin embargo, tal y como sucedió cuando se contempló el vender la energía al precio de renovar, se generarían baches negativos no plausibles de ser salvados por préstamos sin caer en un Default por un largo periodo de tiempo.

El VAN calculado según esta opción es -\$57.056.704,19.

Finalmente, haciendo hincapié en la tercera propuesta planteada, la de considerar la opción de Salida, para el cálculo del VAN se supuso que se puede vender los activos del CAPEX al valor de libros de dicho momento, suposición que también fue realizada en la entrega económica para el fin del proyecto, y que los préstamos pueden ser cancelados libremente pagando el valor de deuda remanente en todo momento. Dicho esto, y considerando que el análisis de salida se supone que se realiza en el año 2020 cuando se termina la inversión y comienzan los períodos de venta de energía, la pérdida de valor está dada por la pérdida de valor en los activos (es decir las amortizaciones de los bienes adquiridos en el 2019) y el pago de intereses que se realizó en el 2020 (es el pago de intereses del préstamo bullet). Dichos valores se expresan en dólares y luego son traídos a valor presente dividiendo por el WACC del 2020. Esto nos da un valor de la opción de salida -\$5.481.625,41 dólares.

### Bibliografía

Afip. (s.f.). *Biblioteca electronica*. Obtenido de

[http://biblioteca.afip.gob.ar/dcp/DEC\\_C\\_000873\\_1997\\_09\\_01](http://biblioteca.afip.gob.ar/dcp/DEC_C_000873_1997_09_01)

Agora. (Febrero de 2015). *Current and Future Cost of Photovoltaics*. Obtenido de

[https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende\\_Current\\_and\\_Future\\_Cost\\_of\\_PV\\_Feb2015\\_web.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf)

Aldar. (s.f.). *Energía solar*. Obtenido de <https://www.aldar.com.ar/energia-solar.php>

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

- Alibaba.com.* (s.f.). Obtenido de <https://spanish.alibaba.com/product-detail/thermal-cycling-humidity-freeze-testing-machine-environment-chamber--60777700613.html>
- Bolinger, M., & Seel, J. (Junio de 2016). *Maximizing MWh: A statistical analysis of the performance of utility-scale photovoltaic projects in the United States.* Obtenido de [https://www.researchgate.net/publication/311252653\\_Maximizing\\_MWh\\_A\\_statistical\\_analysis\\_of\\_the\\_performance\\_of\\_utility-scale\\_photovoltaic\\_projects\\_in\\_the\\_United\\_States](https://www.researchgate.net/publication/311252653_Maximizing_MWh_A_statistical_analysis_of_the_performance_of_utility-scale_photovoltaic_projects_in_the_United_States)
- Bowers, R., & Dubin, k. (25 de Abril de 2019). *New wind and solar power projects tend to come online at the end of the year.* Obtenido de U.S Energy information administration: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=39232>
- British Petroleum. (2019). *BP Statistical Review of World Energy.*
- CALCULATIONSOLAR BLOG. (11 de Abril de 2013). *CALCULO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA DE LA RED.* Obtenido de <http://calculationsolar.com/blog/?cat=3>
- CAMMESA. (2018). *Informe Anual 2018.* Obtenido de <http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Informe%20Anual%202018.pdf>
- CAMMESA. (s.f.). *CAMMESA.* Obtenido de <https://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>
- Cancino, C. (2014). *Componentes de una ISFV.* Obtenido de <https://slideplayer.es/slide/1610408/>
- Cui, K., & Anatoliy, S. (Febrero de 2015). *Applications of Weather Derivatives in Energy Market.* Obtenido de [https://www.researchgate.net/publication/272167667\\_Applications\\_of\\_Weather\\_Derivatives\\_in\\_Energy\\_Market](https://www.researchgate.net/publication/272167667_Applications_of_Weather_Derivatives_in_Energy_Market)
- DIRECCION NACIONAL DE INVESTIGACIONES Y ANALISIS FISCAL. (30 de Septiembre de 2018). *Tributos Vigentes en la República Argentina .* Obtenido de [https://www.economia.gob.ar/sip/dniaf/tributos\\_vigentes.pdf](https://www.economia.gob.ar/sip/dniaf/tributos_vigentes.pdf)
- Ensink, M. G. (2019). *Con inversiones por más de US\$6500 millones, el desarrollo de energía eólica se afianza como política de Estado.* Obtenido de La Nación: <https://www.lanacion.com.ar/economia/con-inversiones-mas-us6500-millones-desarrollo-energia-nid2284619>

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

- Erazo Vinueza, C. (s.f.). *Aplicación de energía solar fotovoltaica para vivienda unifamiliar de bajo consumo energético*. Obtenido de Monografias.com: Aplicación de energía solar fotovoltaica para vivienda unifamiliar de bajo consumo energético
- Fenés, G. (16 de Enero de 2018). *Energía Estratégica*. Obtenido de Parque Solar Cauchari: reajustan costos, plazos de construcción y planificación técnica: <http://www.energiaestrategica.com/parque-solar-cauchari-proceso-planificacion-reajustan-costos-plazos-obra-potencia-instalada/>
- Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC). (Octubre de 2019). *Índice de Precios al Consumidor*.
- International Renewable Energy agency. (2017). *Renewable Power Generation Cost 2017*.
- Jensen, S., Zamora, A., & Rimancus, P. (4 de Enero de 2019). *Evolución de la Matriz Eléctrica Argentina*. Obtenido de Estructplan: <https://estrucplan.com.ar/evolucion-de-la-matriz-electrica-argentina/>
- Jian, C., Naamandadin, N., & Mustafa, W. A. (s.f.). *Relationship between Solar Irradiance and Power Generated by Photovoltaic Panel: Case Study at UniCITI Alam Campus, Padang Besar*. Obtenido de [https://www.researchgate.net/publication/330465847\\_Relationship\\_between\\_Solar\\_Irradiance\\_and\\_Power\\_Generated\\_by\\_Photovoltaic\\_Panel\\_Case\\_Study\\_at\\_UniCITI\\_Alam\\_Campus\\_Padang\\_Besar\\_Malaysia](https://www.researchgate.net/publication/330465847_Relationship_between_Solar_Irradiance_and_Power_Generated_by_Photovoltaic_Panel_Case_Study_at_UniCITI_Alam_Campus_Padang_Besar_Malaysia)
- Kurtz, S., & Dick, j. (2012). *Photovoltaic Degradation Rates*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>
- Leloux, J. (Septiembre de 2005). *ResearchGate*. Obtenido de [https://www.researchgate.net/figure/Figura-16-Irradiancia-y-horas-solares-pico-insolacion-durante-un-dia-soleado\\_fig11\\_277957423](https://www.researchgate.net/figure/Figura-16-Irradiancia-y-horas-solares-pico-insolacion-durante-un-dia-soleado_fig11_277957423)
- Ministerio de Energía y Minería. (s.f.). *Precios adjudicados del Programa RenovAr*. Obtenido de <https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar>
- Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. (16 de Enero de 1992). *InfoLEG*. Obtenido de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=464>
- Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. (23 de Septiembre de 1998). *Ley 25019*. Obtenido de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/50000-54999/53790/texact.htm>

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

- Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. (6 de Diciembre de 2006). *Ley 26190*. Obtenido de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=123565>
- Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. (15 de Octubre de 2015). *InfoLeg*. Obtenido de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm>
- Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. (11 de Julio de 2019). *SAIJ*. Obtenido de <http://www.saij.gob.ar/476-nacional-modificacion-decreto-531-2016-sobre-energia-electrica-dn20190000476-2019-07-10/123456789-0abc-674-0000-9102soterced?&o=1&f=Total%7CFecha%7CEstado%20de%20Vigencia%5B5%2C1%5D%7C Tema%5B5%2C1%5D%7COrganismo%5B5%2C1%5D%7CAut>
- NASA. (s.f.). Obtenido de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- Nextracker*. (s.f.). Obtenido de <https://www.nextracker.com/product-services/solar-storage/nx-horizon/>
- Nova Miron. (s.f.). Obtenido de Transformadores de Distribución: [http://www.novamiron.com.ar/producto\\_distribucion.php](http://www.novamiron.com.ar/producto_distribucion.php)
- Phono Solar*. (s.f.). Obtenido de <http://www.phonosolar.com/international/Index.html>
- Plescher, H. (s.f.). *Statista*. Obtenido de Israel: Inflation rate from 1984 to 2024: <https://www.statista.com/statistics/375241/inflation-rate-in-israel/>
- Rava Bursatil. (s.f.). *RIESGO PAIS JP Morgan EMBI+*. Obtenido de <https://www.rava.com/empresas/perfil.php?e=RIESGO%20PAIS>
- Redacción Econojournal. (s.f.). *Genneia obtiene un proyect finance de Us\$131 millones para dos proyectos eólicos*. Obtenido de <https://econojournal.com.ar/2019/07/genneia-obtiene-un-project-finance-por-us-131-millones-para-dos-proyectos-eolicos/>
- Saavedra García, M. L., & Utrilla Armendáriz, J. O. (Diciembre de 2009). *Evolución y análisis del mercado de derivados en México*. Obtenido de [http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0187-57952009000300012](http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0187-57952009000300012)
- SADI. (s.f.). Obtenido de <https://aplic.cammesa.com/geosadi>
- Singh, N. (25 de Abril de 2019). *MATER: ya se cerraron contratos entre privados por un total de 103.586,6 MWh*. Obtenido de Energía Estratégica: <https://www.energiaestrategica.com/mater-ya-se-cerraron-contratos-entre-privados-por-un-total-de-103-5866-mwh/>

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Solarsage. (2019). *What are the most efficient solar panels on the market?* Obtenido de <https://news.energysage.com/what-are-the-most-efficient-solar-panels-on-the-market/>

Top Cable. (s.f.). Obtenido de Cables para instalaciones fotovoltaicas: <https://www.topcable.com/blog-electric-cable/>

Tucumán. (2019). *Ley Tarifaria 2019*.

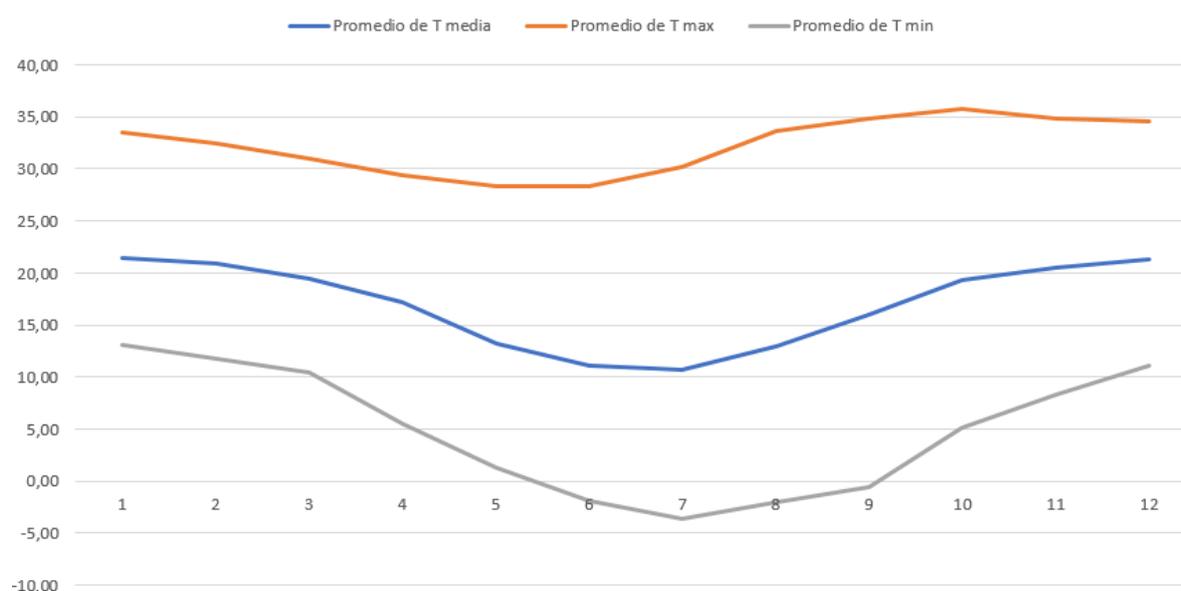
### Anexo

#### Herramientas

##### Variaciones de temperatura

Se obtuvo a partir de la página de Meteored los valores de temperatura media, máxima y mínima mes a mes desde 1998 a 2018 en la ciudad de Salta. La elección de la ciudad de Salta se debe a que se encuentra muy cerca de los nodos San Juancito y Cobos, estos son dos de los tres nodos que poseen una disponibilidad de 300 MW para inyectar energía y por tanto son dos de nuestras opciones de locación de la planta. Se eligieron las temperaturas de esos años ya que son las más próximas a hoy día y se eligió veinte años para atrás para tener suficiente información para hacer predicciones futuras.

Primero se hace un análisis del promedio de las temperaturas máximas medias y mínimas, mes a mes, en forma de serie de tiempo de todos los años de los que se tiene información.

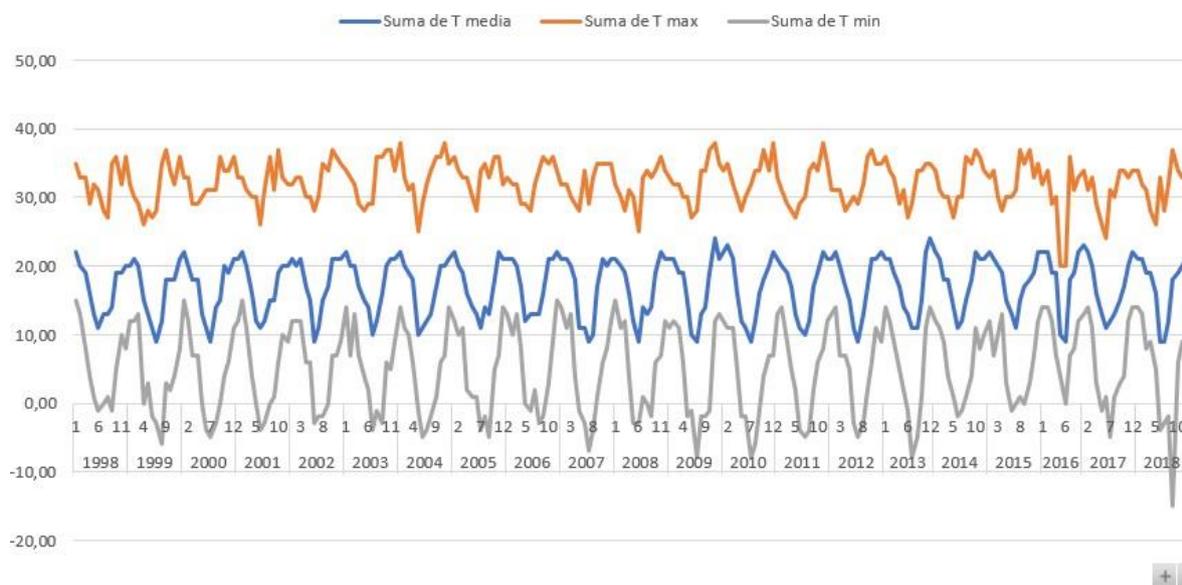


(Gráfico 1.33. Curvas de Temperatura)

A partir de este gráfico se puede ver, como se presumía, temperaturas más

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

grandes en los meses del verano del hemisferio sur. Las temperaturas medias máximas se dan en los meses de enero, febrero, noviembre y diciembre con temperaturas de 22 grados aproximadamente.



(Gráfico 1.34. Curvas de Temperatura comparadas)

El gráfico que se agregó a continuación muestra todas las temperaturas de todos los meses de todos los años de los que se posee información junta. Una tendencia de las temperaturas medias para ver si existe algún crecimiento o decrecimiento de las temperaturas en esa zona.

$$Y = 0,0026 * x + 16,729(14)$$

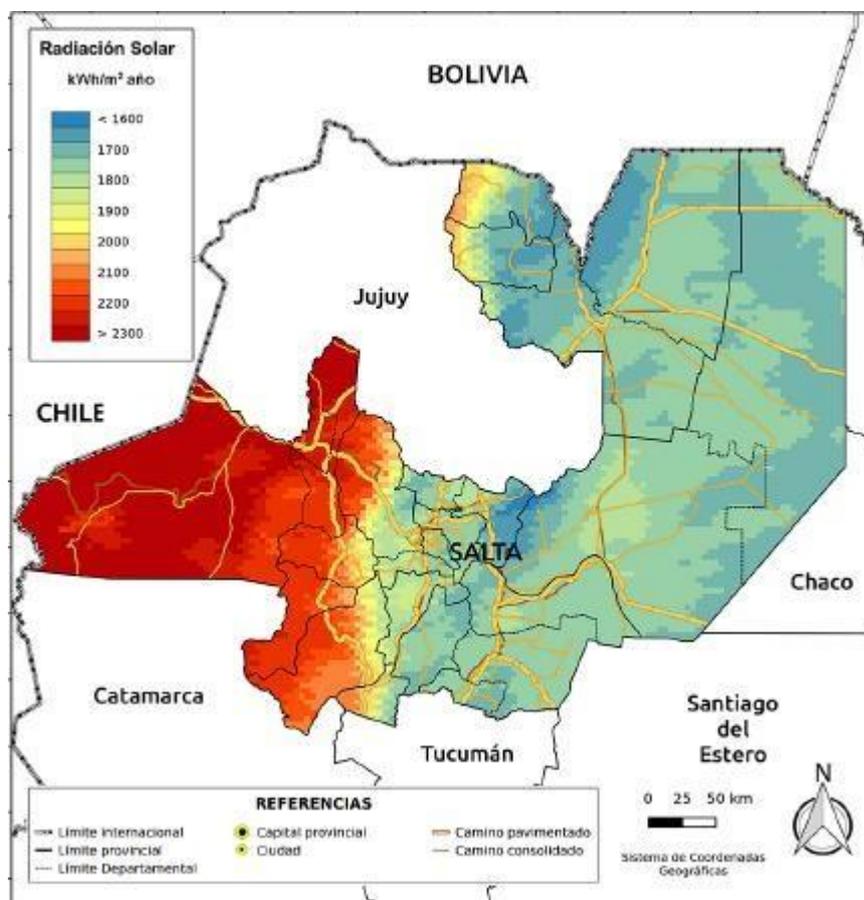
Siendo Y la variable temperatura y X la variable temporal. Se puede ver que, si bien el coeficiente que multiplica a la variable temporal es chico, este no deja de ser positivo lo cual nos está indicando que a lo largo de los años la temperatura fue en aumento. Conocer estos crecimientos y estacionalidades es importante ya que a la hora de firmar el contrato de MATER, como se mencionó previamente, se debe definir un valor máximo y mínimo de potencia y energía que se generará mes a mes y la temperatura al igual que la radiación solar tienen un gran impacto en la energía que se puede generar mes a mes.

### Radiación

La radiación es otro de los factores clave que determinan la energía que podrá entregar nuestra planta. Para ello se vuelve a analizar la ciudad de Salta por las razones mencionadas en el análisis de temperatura. Se adjunta un gráfico de radiación solar extraído del sistema de información de Solar de Salta (SiSol). En él se puede ver la radiación solar acumulada en el año 2017 y como es su distribución a lo largo de la provincia salteña. Se ve que al oeste de la

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

provincia hay una acumulación mayor que a la derecha lo cual da un indicio de que sería mejor dicha zona al oeste. Esto no siempre es así ya que demasiada radiación puede provocar un calentamiento excesivo de los paneles reduciendo su vida útil y su rendimiento.



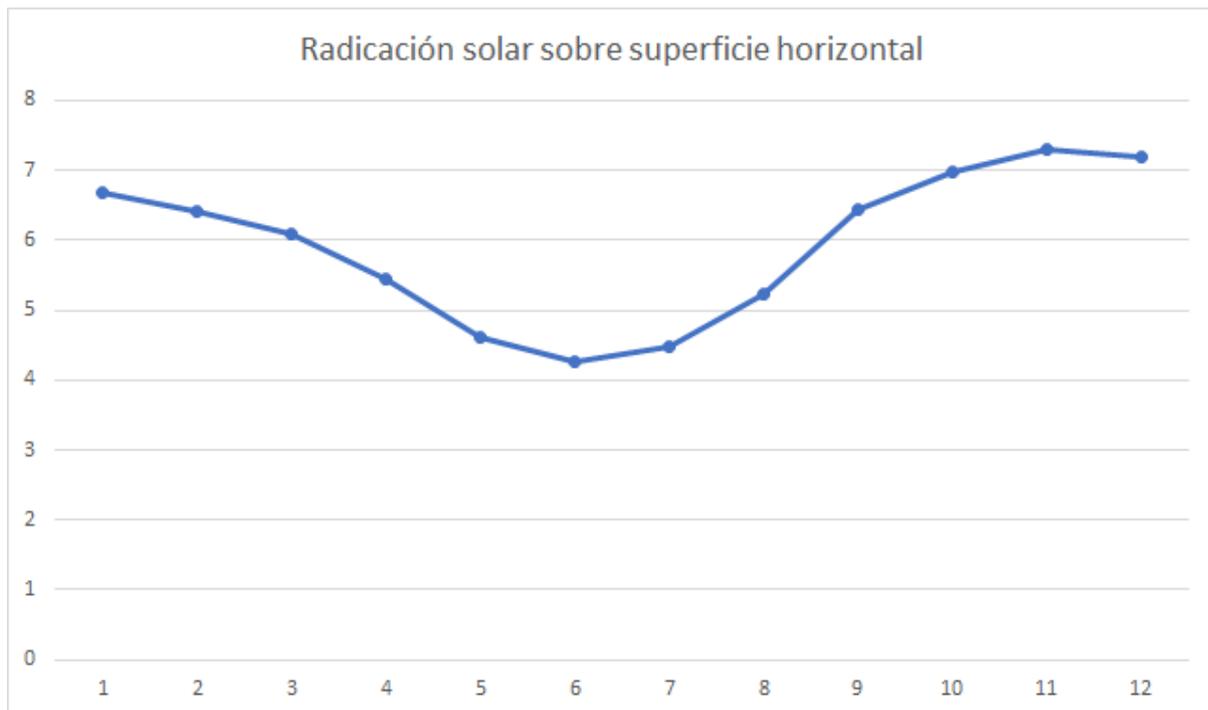
(Gráfico 1.35. Radiación Solar en el norte argentino)

Desde el Power Data Access Viewer de la NASA se extrajo la variable “All Sky Insolation Incident on a Horizontal Surface (kW-hr/m<sup>2</sup>/day)”. Su definición es:

“The monthly average amount of the total solar radiation incident on a horizontal surface at the surface of the earth for a given month, averaged for that month over the 22-year period (Jul 1983 - Jun 2005). Each monthly averaged value is evaluated as the numerical average of 3-hourly values for the given month.”

Si se grafican los datos obtenidos de la página de la NASA se obtiene el siguiente resultado.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica



(Gráfico 1.36. Radiación solar sobre superficie horizontal)

Como dice la definición es un promedio de la radiación solar total que impacta una superficie horizontal. Este es dato es de vital importancia ya que simula la radiación que se vería sobre las celdas fotovoltaicas a lo largo del año. A través de la página mencionada se puede simular también distintas inclinaciones en la superficie para encontrar la inclinación óptima, respecto del ecuador, donde se maximiza la radiancia.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Cobertura del cielo (días sin sol)



(Gráfico 1.37. Promedio de días sin sol)

Una tercera variable de interés es la cantidad promedio de días sin Sol que hay en el mes en la ciudad de Salta. Al tratarse de celdas fotovoltaicas es necesaria la luz solar para poder producir por tanto tener la información promedio de días sin Sol visible ayudará a poder estimar con mayor precisión la energía generada por mes.

### Proceso Licitatorio

En el momento de presentar el proyecto al programa RenovAr, deben presentarse dos sobres. El primero, sobre A, debe listar:

- 1) Una carta de presentación con:
  - Nombre o Razón social.
  - Componente Nacional declarado.
  - Provincia donde se llevará a cabo el proyecto
  - Potencia Ofertada
- 2) Potencia Mínima de adjudicación parcial.
- 3) Requisito Legal: Acreditación de identidad (persona humana) o Acta constitutiva

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

(persona jurídica)

4) Requisito Técnico:

- Memoria Descriptiva del Proyecto (Propuesta técnica)
- Reporte de Producción de Energía para los primeros 20 años del proyecto.
- Disponibilidad del Inmueble y habilitación de uso de suelo.
- Solicitud de beneficios fiscales del Régimen de Fomento de Energías Renovables y su cuantificación.

5) Declaraciones juradas y otros documentos.

En el sobre B deberá contener la Propuesta Económica del Proyecto. En este caso, lo más importante es el precio ofertado por Megawatt Hora (MWh)

Calificación de Ofertas:

En primer lugar, CAMMESA (junto con el INTI, de ser necesario) verificará la viabilidad técnica del proyecto. Luego, la Autoridad de Aplicación identificará los bienes y servicios a los que se les puede aplicar el beneficio de devolución temprana de IVA, delimitará los bienes de origen nacional y los bienes de origen importado para estimar el monto final de los beneficios fiscales que dicho proyecto podrá percibir.

Todos los proyectos se listan en función al precio Ofertado por Mega Watt. Existen mecanismo de desempate para proyectos con precios similares, por ejemplo, seleccionando el proyecto que solicitó (y se le adjudicó) el menor beneficio fiscal. En el caso de la energía solar, los precios ofertados también compiten con los precios presentados por proyectos eólicos.

Todos los proyectos deberán presentar un seguro de abastecimiento (Garantía de Cumplimiento de Contrato). En el Pliego 3, se deberá asegurar 50000 USD por MW ofertado y 250000 USD por MW de potencia contratado.

Por lo general, el proceso licitatorio demora un año desde su presentación hasta la adjudicación.

# Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

## CARACTERÍSTICAS GENERALES

**400 MW Ofrecidos**  
**CONEXIÓN EN REDES DE MEDIA TENSIÓN**  
**13,2kV / 33kV / 66kV**

### TECNOLOGÍAS

**Solar Fotovoltaica y Eólica 350 MW**  
 Compiten juntas con cupos por regiones y provincias.

Cupo diferenciado y sin regiones:

**PAH 10 MW**

**Biomasa 25 MW**

**Biogás 10 MW**

**Biogás de Relleno Sanitario 5 MW**

**POTENCIA POR PROYECTO**  
**Máx. 10 MW - Min. 0,5 MW**

### REQUISITO GEOGRÁFICO

No permite ampliaciones de centrales existentes



**REGIONALIZACIÓN PARA EÓLICA Y SOLAR**  
 Cupo máximo 20 MW por Provincia, excepto Bs.As. 50 MW.

**Región 1**  
 Neuquén, Salta, Catamarca, La Rioja  
**40 MW**

**Región 2** Formosa, Chaco, Tucumán, Santiago del Estero  
**60 MW**

**Región 3** Misiones, Corrientes, Entre Ríos, Santa Fe  
**60 MW**

**Región 4** San Juan, Mendoza  
**30 MW**

**Región 5** Chubut, Santa Cruz  
**30 MW**

**Región 6** Córdoba, San Luis, La Pampa, Neuquén, Río Negro  
**70 MW**

**Región 7** Buenos Aires  
**60 MW**

(Gráfico 1.38. Características generales de la Energía Argentina)

### FORMULARIO DE PROPUESTA ECONOMICA

Nombre del Proyecto	0
Tecnología	SOLAR FOTOVOLTAICA

	Nombre	CUIT/CUIL	Carácter
Oferte	Nombre 1	CUIT 1	0
	Nombre 2	CUIT 2	0
	Nombre 3	CUIT 3	0
	0	0	0
	0	0	0
	0	0	0
	0	0	0
	0	0	0
Distribuidora	0	0	0
Desplazamiento de generación forzada	0	0	0
Provincia	0	0	0
Localidad	0	0	0

Potencia Ofertada:	0	MW
Pot. Mínima de Adjudicación Parcial	0	MW

CND (%)

Beneficios Fiscales por MW (sin considerar certificado fiscal por CND)

	(en nro)	(en letras)
Precio Ofertado: US\$/MWh (sin IVA) (1)		

(1) No se completa en la versión digital. Imprimir y completar a mano en la versión impresa.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

### REQUERIMIENTOS AL PROYECTO PARA CADA TECNOLOGÍA

	Eólica	Solar Fotovoltaica	Biomasa	Biogás	Biogás de Relleno Sanitario	PAH
Potencia Mínima	0,5 MW	0,5 MW	0,5 MW	0,5 MW	0,5 MW	0,5 MW
Potencia Máxima	10 MW	10 MW	10 MW	10 MW	10 MW	10 MW
Plazo de Ejecución Máximo desde la Fecha de Suscripción del Contrato de Abastecimiento (Días Corridos)	730	730	1095	1095	1095	1095

(Tabla 1.38. Formulario de propuesta económica)

### Beneficios Fiscales por Rubro

Tecnología	Valor de Referencia para Inversiones (en US\$/MW)	Cupo Máximo de Beneficios Fiscales (en US\$/MW)
Eólica	1.400.000	630.000
Solar Fotovoltaica	850.000	382.500
Biomasa	2.500.000	1.125.000
Biogás	4.500.000	2.025.000
Biogás de Relleno Sanitario	1.300.000	585.000
PAH	2.800.000	1.260.000

(Tabla 1.39. Beneficios Fiscales por rubro)

### Definiciones

A continuación, se presentan una serie de definiciones de ciertas partes o elementos del mercado eléctrico que ofrece el Ministerio de Energía:

**Mercado Spot:** Donde los precios varían en forma horaria de acuerdo a variación de la demanda y a la disponibilidad de los equipos que haya en cada momento. El ingreso de máquinas para abastecer la demanda se hace con un orden prioritario de costos, es decir, entran en servicio primero las más económicas hasta cubrir la potencia más la reserva y las que no son requeridas quedan sin operar. En este mercado existe un reconocimiento para la energía en función de los costos de los combustibles y otro para la potencia que representa los costos fijos.

**Mercado Estacional:** Se definen dos períodos semestrales en el año, con fechas de comienzo el

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

1° de Mayo y el 1° de Noviembre relacionados con las épocas de hidraulicidad. En cada período

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

estacional se define un precio estabilizado de energía, en función de lo que se espera costará durante esos seis meses.

Los distribuidores compran a ese precio y las diferencias con respecto a los precios reales que se produjeron en el Mercado Spot, se cargan al período siguiente.

**Mercado a Término:** Se establece entre un generador y un distribuidor o gran usuario con la firma de un contrato. Se determinan las condiciones de entrega de energía y de pago, como así también los plazos de vigencia y los resarcimientos de una de las partes por incumplimiento de la otra. Los precios se pactan libremente.

**CAMMESA:** Para lograr una Administración del Mercado Eléctrico Mayorista idónea, se constituyó una Empresa con las reglas del derecho privado, es decir se conformó una Sociedad Anónima.

Esta empresa (como hemos mencionado anteriormente) es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A (CAMMESA), que tomó a su cargo la responsabilidad del mercado a partir del 1° de agosto de 1992.

Esta situación favorece la instalación de un parque solar fotovoltaico, por la razón de poder realizar un contrato a precio fijo durante un periodo de 20 años, para el recupero de la inversión, y generar rentabilidad, para luego poder vender en el mercado spot si así lo decidiera.

La recepción del servicio está representada por los clientes que, de acuerdo a su potencia contratada pueden comprar en forma directa al MEM o a las compañías distribuidoras.

En la producción de energía, la generación térmica funciona en libre competencia, es decir los precios menores desplazan a los más altos.

La generación hidroeléctrica y nuclear están sometidas a lo que establecen los contratos de concesión. La producción está abierta a todos los que deseen efectuar inversiones de riesgo y se considera de interés público.

El transporte es una actividad definida como "servicio público". Tiene la obligación de brindar libre acceso a sus redes, para que pueda transitar la energía de generadores a distribuidores y a grandes y medianos usuarios. No puede intervenir en la compra ni en la venta de energía eléctrica. Está relevada de la obligación de expandir la red, pero puede participar en las nuevas construcciones.

Los recursos para la explotación y la expansión del equipamiento de transporte provienen de quienes utilizan el servicio: generadores, distribuidores y grandes usuarios.

La Distribución ha sido definida como "servicio público", y debe cumplir con las obligaciones que le impone un contrato de concesión.

Debe abastecer a toda la demanda de su área de concesión en condiciones de calidad y precio establecidos. El distribuidor debe asegurarse el abastecimiento de energía, su confiabilidad y su calidad para asegurar también estas condiciones a sus propios clientes.

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

### FODA (Tabla completa)

		Oportunidades					Amenazas					
		Irradiancia a nivel mundial	Disponibilidad de nodos	Conciencia RSE	Reducción de CO2	Nuevas tecnologías	Bajas barreras de ingreso	Gran cantidad de m2	Inestabilidad políticas	Clima / cambio climático	Problemas de importación	Inestabilidad económica
Fortalezas	Poseción de la tierra	X										
	Cercanía del nodo	X										
	Bajo costo de mantenimiento					X						
	Bajo costo de operación											
	Fuente de energía ilimitada			X	X							
	Mucha información disponible			X	X							
Debilidades	Baja contaminación			X	X							
	Integración de la cadena de creación del parque											
	Ventana de producción (día)						X		X			
	Precios de venta alto						X				X	
	Difícil acceso a terrenos											
	Bajo factor de carga						X		X			
Desgaste anual de celdas								X				
Alta inversión inicial											X	

(Tabla 1.40. FODA completo)

	ORIGEN	TECNOLOGÍA	NOMBRE DEL PROYECTO	POTENCIA ADJUDICADA (MW)	PROVINCIA
1	Renovar Ronda 1	Biogás	C.T. Río Cuarto I	2	Córdoba
2	Renovar Ronda 1	Biogás	C.T. Yanquetruz	1,2	San Luis
3	Renovar Ronda 1	Biogás	C.T. San Verde Pedro	1,42	Santa Fe
4	Renovar Ronda 1	Biomasa	C.T. Pindó Energía Eco-	2	Misiones
5	Renovar Ronda 1	Hidroeléctrica	P.A.H. Escondido Río	7	Río Negro
6	GENREN	Biogás Sanitario	C.T. San Norte Martín	5	Buenos Aires
7	GENREN	Biogás	C.T. San Norte Miguel	10	Buenos Aires
8	GENREN	Biomasa	C.T. Tabacal	32	Salta
9	GENREN	Biomasa	C.T. Ing. Barbara	8	Tucumán

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

1 0	GENREN	Eólica	P.E. Loma Blanca IV	51	Chubut
1 1	GENREN	Eólica	P.E. Rawson I	48,6	Chubut

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

12	GENRE N	Eólica	P.E. Rawson II	28,8	Chubut
13	GENRE N	Hidroeléctrica	P.A.H. Luján de Cuyo	1	Mendoza
14	GENRE N	Hidroeléctrica	P.A.H. La Lujanita	1,7	Mendoza
15	GENRE N	Solar FV	P.S. Chimbera I	2	San Juan
16	GENRE N	Solar FV	P.S. Cañada Honda I	2	San Juan
17	GENRE N	Solar FV	P.S. Cañada Honda II	3	San Juan
18	Resolució n S.E.  N° 108/201 1	Eólica	P.E. Necochea	0,25	Buenos Aires
19	Resolució n S.E.  N° 108/201 1	Eólica	P.E. Diadema	6,3	Chubut
20	Resolució n S.E.  N° 108/201 1	Eólica	P.E. Tordillo	3	Chubut
21	Resolució n S.E.  N° 108/201 1	Eólica	P.E. Arauco	25,2	La Rioja

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

22	Resolución S.E.  N.º 108/2011	Eólica	P.E. Arauco II	25,2	La Rioja
23	Resolución S.E.  N.º 108/2011	Eólica	P.E. El Jume	8	Santiago del Estero
24	Resolución S.E.  N.º 108/2011	Hidroeléctrica	P.A.H.  Sa lto Andersen	7,9	La Pampa
25	Resolución S.E.  N.º 108/2011	Solar FV	P.S. San Juan I	1,2	San Juan
26	Resolución 137/2011	Hidroeléctrica	P.A.H. Nihuil IV	30	Mendoza
27	Anterior a Ley 26.190	Biomasa	C.T.A. P. Apto. Piray	38	Misiones
28	Anterior a Ley 26.190	Biomasa	C.T. La Providencia Arcor	11	Tucumán

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

29	Anterior a Ley 26.190	Biomasa	C.T. Nidera	7	Buenos Aires
30	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Cassafousth	16,2	Córdoba
31	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Cruz del Eje	1,1	Córdoba
32	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Fitz Simon	10,5	Córdoba
33	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Los Molinos II	4,5	Córdoba
34	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. La Vinia	16	Córdoba
35	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Piedras Moras	6,3	Córdoba
36	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. San Roque	24	Córdoba
37	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Las Maderas	30,6	Jujuy
38	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Río Reyes	7	Jujuy
39	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Carrizal	17	Mendoza
40	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Los Coroneles	6,6	Mendoza
41	Anterior a Ley	Hidroeléctrica	P.A.H. El Tigre	14	Mendoza

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

	26.190				
42	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. San Martín	6,5	Mendoza
43	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Cespedes	5,2	Río Negro
44	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Cipolletti	5,4	Río Negro
45	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Juli an Romero	6,2	Río Negro
46	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. El Tunal	11	Salta

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

47	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Cuesta del Viento	10,6	San Juan
48	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Salto de La Loma	0,55	San Juan
49	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Sa n Guillermo	0,1	San Juan
50	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. APELP	10	La Pampa
51	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Los Quiroga	2	Santiago del Estero
52	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Río Hondo	17,44	Santiago del Estero
53	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Cadillal	12,6	Tucumán
54	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Escaba	24	Tucumán
55	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Pueblo Viejo	15	Tucumán
56	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. F. Ameghino	46,8	Chubut
57	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Benjamín Reolin	33	Córdoba
58	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Quebrada Ullum	45	San Juan
59	Anterior a Ley	Hidroeléctrica	P.A.H. Ullum	42	San Juan

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

	26.190				
60	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Empresa de Energía de Río Negro S.A.	2	Río Negro
61	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Cacheuta VI	9	Mendoza
62	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. La Calera	4,4	Córdoba
63	Anterior a Ley 26.190	Hidroeléctrica	P.A.H. Semino	1,7	Santa Fe
64	Mater	Eólica	P.E. Rawson III	24	Chubut

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

65	Renovar Ronda 2	Biomasa	C.T. Prodem an Bioenergía	9	Córdoba
66	Renovar Ronda 1	Eólica	P.E. Corti	100	Buenos Aires
67	Renovar Ronda 1.5	Solar FV	P.S. Caldenes del Oeste	24,75	San Luis
68	Renovar Ronda 1	Eólica	P.E. La Castellana	99	Buenos Aires
69	Renovar Ronda 1.5	Solar FV	P.S. La Cumbre	22	San Luis
70	Renovar Ronda 1.5	Solar FV	P.S. Las Lomitas	1,7	San Juan
71	Renovar Ronda 1.5	Eólico	P.E. Achiras	48	Córdoba
72	Renovar Ronda 1	Biogás	C.T. Río Cuarto II	1,2	Córdoba
73	Renovar Ronda 2	Biomasa	C.T. Ticino	3	Córdoba
74	Mater	Solar FV	P.S. Chepes	2	La Rioja
75	Resolución MEyM N.º 202/2016	Eólica	P.E. Puerto Madryn I	70	Chubut

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

76	Renovar Ronda 1	Eólica	P.E. Garayalde	24,15	Chubut
77	Renovar Ronda 1.5	Solar FV	P.S. Saujil	22,5	Catamarca
78	Renovar Ronda 1	Eólica	P.E. Chubut Norte I	28,35	Chubut
79	Renovar Ronda 1.5	Solar FV	P.S. Ullum I	25	San Juan
80	Renovar Ronda 1.5	Solar FV	P.S. Ullum II	25	San Juan
81	Renovar Ronda 1	Eólica	P.E. Villalonga	50	Buenos Aires
82	Renovar Ronda 1.5	Solar FV	P.S. Ullum III	32	San Juan

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

83	Mater	Eólica	P.E. Manantiales Behr	99	Chubut
84	Renovar Ronda 2	Biogás	C.T. Ampliación Bioeléctrica Dos	1,2	Córdoba
85	Mater	Eólica	P.E. Aluar Etapa I	50,4	Chubut
86	Mater	Eólica	P.E. Villalonga II	3,45	Buenos Aires
87	Mater	Solar FV	P.S. Parque de los Llanos	12	La Rioja
88	Mater	Solar FV	P.S. La Cumbre II	4	San Luis
89	Renovar Ronda 1.5	Eólica	P.E. el Bicentenario I D	100	Santa Cruz
90	Renovar Ronda 1.5	Solar FV	P.S. Iglesia	80	San Juan
91	Renovar Ronda 2	Biogás de Relleno Sanitario	C.T. Ensenada	5	Buenos Aires
92	Renovar Ronda 1.5	Eólica	P.E. La Banderita	36,75	La Pampa
93	Renovar Ronda 1.5	Solar FV	P.S. Tinogasta	15	Catamarca
94	Renovar Ronda 2	Solar FV	P.S. Tinogasta II	6,96	Catamarca
95	Renovar Ronda 1.5	Solar FV	P.S. Nonogasta	35	La Rioja
96	Renovar	Biogás	C.T. Avellaneda	6	Santa Fe

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

	Ronda 2				
97	Mater	Eólica	P.E. D el Bicentenario II	21,6	Santa Cruz
98	Mater	Eólica	P.E. Pampa Energía	50,4	Buenos Aires
99	Mater	Eólica	P.E. De la Bahía	28	Buenos Aires
100	Mater	Eólica	P.E. De la Bahía-A	20,51	Buenos Aires

*(Tabla 1.41. División usuarios energía renovables)*

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Empresas	Suma de MW	MW renovables
ALUAR SA	920,21	184,04
ACINDAR PTA. V. CONSTITUCION	408,84	81,77
SIDERCA S.A. - Pta. Campana	279,78	55,96
PBBPOLISUR SA (EX POLIBB2Z)	139,84	27,97
YPF REFINERIA LA PLATA	138,85	27,77
YPF S.A.-YAC.VIZCACHER.EX ASTRA	117,18	23,44
YPF LAS HERAS	101,80	20,36
CEMENTOS AVELLANEDA-Olavarria	92,34	18,47
YPF YAC.PUESTO HERNANDEZ	90,71	18,14
TRANSCLOR S.A. - Planta Pilar	87,02	17,40
YPF REFINERIA L. DE CUYO	84,56	16,91
LOMA NEGRA - Planta L`Amali	81,91	16,38
Planta Bragado	75,88	15,18
PAPEL PRENSA SA San Pedro	69,54	13,91
LOMA NEGRA - PTA. OLAVARRIA	67,42	13,48
VICENTIN S.A. - San Lorenzo SF	64,02	12,80
YPF S.A.	61,47	12,29
LDC ARGENTINA SA EX(L.DREYFUS)	60,04	12,01
PROFERTIL S.A.- Pta. B.Blanca	58,55	11,71
GLOBE METALES	58,50	11,70
PRAXAIR ARG. SRL PTA. CAMPANA	53,52	10,70
RENOVA S.A.	50,63	10,13
SIPAR PTA 2	46,33	9,27
ATANOR- Planta Rio III (Cba.)	45,00	9,00
LOMA NEGRA - PTA CATAMARCA	44,92	8,98
MASISA ENTRE RIOS	43,13	8,63
OROPLATA S.A.	41,34	8,27
AYSA - Planta San Martin	36,03	7,21
UGOFE S.A. (EX TMROCA-TEMPERLE)	35,90	7,18
YPF YACIM. MENDOZA 33 KV	34,84	6,97
LDC ARGENTINA - Planta Timbu es	33,51	6,70
PETROQUIMICA CUYO S.A.	31,51	6,30
AIR LIQUIDE - V.Constitucion	30,22	6,04
CARGILL S.A. - L.G.S. Martin	29,92	5,98
FATE S.A. - San Fernando	29,90	5,98
Petrolera Entre Lomas S.A.	29,76	5,95
PETROQUIMICA RIO III-Córdoba	29,74	5,95
TIPOITI SA	28,63	5,73
PRODUCT. DE MAIZ EX-IND.D. MAIZ	28,40	5,68
MASTELLONE (GRAL.RODRIGUEZ)	27,38	5,48
J. MINETTI CAPDEVILLE EX-CORCCA	26,88	5,38
CAPEX Y PETROMINERA	26,51	5,30
JUAN MINETTI PTA.PUESTO VIEJO	26,38	5,28
MC CAIN ARGENTINA SA-BALCARCE	26,34	5,27
J. MINETTI SA - Pta. MALAGUEÑO	26,09	5,22

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

YPF YACIM. MENDOZA 66 KV	25,09	5,02
DAK AMERICAS ARG. - EX EACHZA1Z	24,70	4,94
SIDERAR PTA. IND. ENSENADA	24,51	4,90
PAPELERA TUCUMAN	24,36	4,87
AXION-Pta. Campana exESSOCA1Z	23,97	4,79
PETROQUIMICA CUYO - L. Cuyo	23,45	4,69
AYSA - Planta Manuel Belgrano	23,20	4,64
INGREDION ARGENTINA S.A.	23,02	4,60
YPF EL TREBOL	22,96	4,59
BUNGE ARGENTINA - Ramallo	22,58	4,52
GRUPO LINDE ARG. S.A. (EX AGA)	22,37	4,47
PAPELERA SAMSENG S.A. - Pilar	21,29	4,26
MINERA SANTA CRUZ SA - S. José	21,18	4,24
VIDRERIA ARGENTINA	20,87	4,17
ALTO PARANA-PTO.ESPERANZA	20,63	4,13
FORD ARG. PLANTA GRAL.PACHECO	20,57	4,11
YPF PETROQUIM. LA PLATA S.A.	20,41	4,08
TOYOTA Pta. Zarate	20,38	4,08
PETR. C. RIVADAVIA - P. TRUNC.	20,31	4,06
BRIDGESTONE FIRESTON-LLAVALLOL	19,71	3,94
INDUPA PTA. CVM	19,31	3,86
TAVEX ARG. - EX SANTISTA TEXT.	19,27	3,85
CARGILL S.A. - PUNTA ALVEAR	19,23	3,85
MINERA ALUMBRERA LTDA.	19,19	3,84
CIA. MEGA SA - Pta. B. Blanca	19,06	3,81
CERV. QUILMES - Zarate	18,95	3,79
NIDERA Pta. Pto.Gral. S. Martin	18,94	3,79
TECPETROL S.A.	18,53	3,71
CARGILL PTA BAHIA BLANCA	18,48	3,70
NOBLE TIMBUES	17,77	3,55
DANONE S.A.-EX LACT.LONGCHAMPS	17,71	3,54
LARTEX SRL (EX RITEX SA)	17,17	3,43
JBS ARG. SA - EX SWIFT ARMOUR	17,02	3,40
YPF EL TORDILLO	16,19	3,24
INDUPA Pta. PVC	15,43	3,09
YPF KM 5	15,33	3,07
VOLKSWAGEN ARG. - G. PACHECO	15,32	3,06
AIR LIQUIDE - Pta. Bahía Blanca	14,49	2,90
CEMENTOS AVELLANEDA San Luis	14,33	2,87
AYSA - Est Elevadora Matanza	14,31	2,86
RIGOLLEAU S.A. - Berazategui	14,16	2,83
CERRO NEGRO P.I. OLAVARRIA	13,90	2,78
AEROP ARG 2000 EX FAA EZEIZA	13,82	2,76
PALADINI SA - Va. Gob. Galvez	13,78	2,76
INTERPACK S.A Papel. del Sur	13,53	2,71
PIRELLI NEUMATICOS SAIC	13,09	2,62
REFRES NOW S.A.	13,05	2,61

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

SIPAR PTA. PEREZ	13,03	2,61
ARCOR SA DIV. MISKY	13,01	2,60
RAYEN CURA - R. de la Cruz	12,87	2,57
LOMA NEGRA - Pta. Zapala	12,83	2,57
BUNGE CAMPANA EX PASA	12,77	2,55
SINOPEC Arg. Piedras Coloradas	12,72	2,54
AYSA - Est Elevadora Lanús	12,72	2,54
MINAS ARGENTINAS - Gualcamayo	12,61	2,52
MERCEDES-BENZ ARG.- EX DAIMLER	12,54	2,51
RAYEN CURA - Planta 2	12,45	2,49
EMBOTELLADORA DEL ATLANTICO S.	12,45	2,49
OWEN ILLINOIS ARGENTINA S.A.	12,43	2,49
PGI ARGENTINA S.A. EX DOMINION	12,36	2,47
ALPLA AVELLANEDA S.A. - Pilar	12,33	2,47
AYSA - Est Elevadora Wilde	12,29	2,46
UNILEVER ARG. PTA. TORTUGUITAS	12,25	2,45
MOL.CAÑUELAS -PTA.CAÑUELAS	12,13	2,43
MOLINOS RIO PLATA - Luchetti	12,12	2,42
AIR LIQUIDE - Ensenada	12,02	2,40
YPF YACIM. SENAL PICADA	12,01	2,40
SAF ARGENTINA S.A. - G. Catán	11,95	2,39
ZUCAMOR SA PLANTA LA GAVIOTA	11,77	2,35
MASTELLONE -Pta. Los Naranjos	11,75	2,35
INDURA ARGENTINA - Garín	11,57	2,31
AYSA - Est Elevadora V. Devoto	11,56	2,31
J. MINETTI YOCSINA EX-CORCYOXY	11,51	2,30
AYSA - Esta Elevadora Caballito	11,48	2,30
HIPODR.ARG.PALERMO BS.AS.	11,44	2,29
HILADO SA -TEXT. NORESTE MC	11,30	2,26
CERVECERIA Y MALTERIA QUILMES	11,24	2,25
NESTLE ARG. - Santo Tome	11,01	2,20
ARCOR SA Colonia Caroya	10,97	2,19
CELULOSA CAMPANA-PTA. LIMA	10,90	2,18
IND. CERAMICAS LOURDES S.A.	10,76	2,15
J. MINETTI CAMPANA EX-CORCCA1Z	10,73	2,15
SIDERAR CANNING EX-COMECAKY	10,59	2,12
UNIONPEL SA PTA.1 EX-PTUC02OY	10,46	2,09
GASES DE ENSENADA	10,26	2,05
CATTORINI HNOS.-QUILMES	10,25	2,05
BUNGE ARGENTINA PTA.S. JERONIMO	10,23	2,05
CERAMICA ALBERDI - J. C. Paz	10,22	2,04
COTO CICSA - Est. Echeverria	10,15	2,03
ARCOR SA San Pedro	10,10	2,02
CARGILL SACI PTA. QUEQUEN	9,98	2,00
BAGLEY ARG. - Salto	9,98	2,00
ACINDAR PTA. TABLADA	9,96	1,99
KIMBERLY CLARK ARGENTINA	9,77	1,95

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

YPF YACIM. MEDANITO	9,61	1,92
SOYCHU - Planta Gualeguay 2	9,54	1,91
ANDINA EMPAQUES ARG.S.A.	9,50	1,90
Data Center Pacheco	9,47	1,89
CIA. MEGA SA - Pta. L. Lata	9,33	1,87
TECOTEX SACIFI Y A GUMA	9,31	1,86
LATER-CER S.A. - Pilar	9,26	1,85
PALMAR S.A. - Pta. Córdoba	8,96	1,79
COCA COLA FEMSA POMPEYA	8,95	1,79
MOLINO CANUELAS - PILAR	8,91	1,78
AIR LIQUIDE - Llavallol	8,87	1,77
SMURFIT KAPPA DE ARG. - BERNAL	8,83	1,77
AIR LIQUIDE - P3 SIDERAR	8,71	1,74
Diaser S.A. - Planta Bioetanol	8,65	1,73
IBM ARG.S.R.L.-MARTINEZ	8,55	1,71
ILVA S.A. - Pilar (Bs. As)	8,34	1,67
COMPANIA BERNAL S. A	8,27	1,65
CNIA INDUSTRIAL CERVECERA S.A.	8,19	1,64
AYSA - Pta. Elevadora Quilmes	8,15	1,63
ALTO PARANA - EX-FAPLAC S.A.	8,04	1,61
PRESIDENT PETROLEUM S.A.	7,96	1,59
KRAFT FOODS ARG.- G. PACHECO	7,92	1,58
PEUGEOT PALOMAR EX SEVEL	7,87	1,57
CERAM.S. LORENZO S.JUAN EX SCOP	7,86	1,57
DANISCO ARG. - EX GENENCOR	7,85	1,57
WADE - PLANTA 2	7,73	1,55
AYSA - Est Elevadora Paitovi	7,65	1,53
FV S.A. - Villa Rosa	7,44	1,49
INTERENERGY ARGENTINA	7,24	1,45
REXAM ARGENTINA S.A. EX-LATASA	7,16	1,43
CHEVRON ARGENTINA - RIO NEGRO	7,09	1,42
MOLINOS RIO PLATA - STA CLARA	6,99	1,40
KIMBERLY CLARK EX-KCK TISSUE	6,97	1,39
BAGLEY ARG.S.A. EX GALLET.ARCOR	6,86	1,37
TERMINAL 6	6,75	1,35
IND.MET.SUDAMERICANA-MERLO	6,68	1,34
MONDELEZ ARGENTINA	6,64	1,33
TORERO S.A. - Brandsen	6,63	1,33
FUNDICION SAN CAYETANO S.A.	6,61	1,32
ATANOR - Pilar	6,57	1,31
CURTIEMBRE ARLEI - LAS TOSCAS	6,53	1,31
PILKINGTON AUTOM. (EX LUCISLOY)	6,47	1,29
MASSALIN PARTICULARES MERLO	6,45	1,29
PROCTER Y GAMBLE EX TOPSMEDY	6,42	1,28
MOLINOS FLORENCIA SA	6,41	1,28
COTEMINAS SA EX-GRAFA S. ESTERO	6,39	1,28
HILADo S.A. - Tuc 1	6,36	1,27

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

AKZO NOBEL CHEMICALS ARGENTINA	6,33	1,27
CABOT ARGENTINA S.A.I.C.	6,31	1,26
AMERICAN PLAST Pta. Malv. Arg.	6,28	1,26
PANAMERICAN MALL - DOT BAIRE	6,22	1,24
ALTO PALERMO S.A. Sh. Abasto	6,19	1,24
AYSA - Planta Tres de Febrero	6,17	1,23
METALSA(EL TALAR)EX DANAPAOY	6,15	1,23
AYSA - Planta Morón	6,13	1,23
YPF S.A.-EB I.Rico - PRINGLES	6,12	1,22
SADESA LOMAS DE ZA EX-MEINERS	6,08	1,22
LOMA NEGRA S.A.- Pta. San Juan	5,98	1,20
CASINO DE ROSARIO S.A.	5,94	1,19
KORDSA ARG. S.A. (EX DUPONT)	5,93	1,19
CERV y MALT. QUILMES - Tucuman	5,93	1,19
SOFTBOND S.A. PILAR-B.AIRES	5,88	1,18
AYSA - Est Elevadora Saavedra	5,82	1,16
ARCOR SA DIV. RECREO	5,78	1,16
HILADO SA -EX TEXT. NORESTE LR	5,77	1,15
CARLOS A. MAZZIERI - Colon 2	5,72	1,14
SIDERAR PTA. FLORENCIO VARELA	5,70	1,14
MOLINO CHACABUCO S.A.- B.Mitre	5,69	1,14
SYPHON S.A. - Pilar	5,65	1,13
FIPLASTO S.A. - Ramallo	5,60	1,12
SEALED AIR EX CRYOVAC EX GRACE	5,52	1,10
CITROMAX S.A.C.I.	5,52	1,10
LOMA NEGRA - Pta. Ramallo	5,48	1,10
OFFAL EXP S.A. - Burzaco	5,37	1,07
UNILEVER - Pilar Aderezos	5,35	1,07
SADEPAN LAT. - C. del Uruguay	5,35	1,07
CERV. QUILMES (EX-BAESA ENV)	5,33	1,07
MOL.CAÑUELAS (EX ADELIA MARIA)	5,30	1,06
SADESA ESPERANZA (EX-MEINERS)	5,27	1,05
AEROP ARG 2000 - Aeroparque	5,27	1,05
TOTAL AUSTRAL-Yac. San Roque	5,26	1,05
UNIONPEL SA PTA.2 EX-PTUC03OY	5,10	1,02
PETROQUIMICA C.RIVADAVIA	5,01	1,00
QUILMES EX CUYOyNORTE-MENDOZA	4,98	1,00
AMCOR PET PACK.ARG.(LUBEPIOY)	4,94	0,99
PRYSMIAN ENER.CABLES EX-PIRECA	4,93	0,99
CLOROX ARG PTA ALDO BONZI SJUS	4,92	0,98
REFINRIA BAHIA BLANCA	4,87	0,97
MOLINO CANUELAS - CHACABUCO	4,85	0,97
AYSA - Est Elevadora Floresta	4,82	0,96
FRONERI ARGENTINA S.A.	4,75	0,95
PRITTY - Cordoba	4,70	0,94
CERAM. SAN LORENZO - Azul	4,69	0,94
LA CAMPAGNOLA - V. KRAUSE	4,66	0,93

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

TIGRE ARGENTINA S.A. - Pilar	4,63	0,93
TERM. DE FERT. ARGENTINOS S.A.	4,62	0,92
OPPFILM ARGENTINA S.A. - Pilar	4,62	0,92
PAPELERA BERAZATEGUI S.A.	4,57	0,91
FORESTADORA TAPEBICUA-VIRASORO	4,57	0,91
COLORTEX SA	4,50	0,90
PAPELERA E.RIOS PTA.PARANA	4,48	0,90
SKF ARGENTINA S.A.	4,48	0,90
ENOD S.A. - Moron	4,47	0,89
ARCOR S.A. - EX ESTIRENOS SA	4,44	0,89
WADE - PLANTA 1	4,37	0,87
ALTO AVELLANED SHOP EXDUMSAVCY	4,32	0,86
CHANARES HERRADOS - ANCHORIS	4,32	0,86
MOLINOS RIO PLATA - Matarazzo	4,21	0,84
HONDA MOTOR ARGENTINA	4,20	0,84
ABRIL CLUB DE CAMPO	4,16	0,83
COTO CICSA-Gonz. Catan	4,13	0,83
HILADO S.A. - Tuc 2	3,99	0,80
YPF S.A.Pta bombeo El Sosneado	3,93	0,79
ARTE GRAFICO EDIT. ARG. SA	3,92	0,78
ALTO PALERMO SA(EX-APSA y SHO)	3,92	0,78
TEXAMERI SA	3,90	0,78
YPF Sede Puerto Madero	3,89	0,78
TETRA-PAK S.A.	3,88	0,78
YPF S.A. - EB Las Flores	3,78	0,76
PATAGONIA BIOENERGIA - Rosario	3,75	0,75
CENCOSUD Hipermercado Palermo	3,75	0,75
Casino Puerto Buenos Aires	3,73	0,75
ATANOR Pta. San Nicolas	3,70	0,74
MARFRIG ARGENT. SA EX QUICVMDY	3,70	0,74
Molinos Rio de la Plata - CDU	3,68	0,74
Celulosa Alto Valle SAIC	3,65	0,73
YPF S.A. - EB Chillar - AZUL	3,64	0,73
ALTO PARANA-EX FAPLAC	3,63	0,73
PAPELERA DON TORCUATO S.A.	3,61	0,72
ENVASES DEL PLATA - Palomar	3,60	0,72
FRIAR S.A.- Nelson(ex FINXNESY	3,51	0,70
QUILMES EX CERV DEL R. PARANA	3,47	0,69
SEIN Y CIA.-PTA.RANELAGH	3,47	0,69
YPF REFINERÍA - SAN LORENZO	3,43	0,69
CENCOSUD JUMBO PANAM.2 YAPEYU	3,42	0,68
DEMA SA - S. Justo Pta 2 Ombu	3,41	0,68
COTO CICSA - Temperley	3,38	0,68
LIBERTAD S.A.-Rodr. del Busto	3,37	0,67
YPF S.A. - EB Cachari - AZUL	3,37	0,67
CENCOSUD - Rosario	3,34	0,67
UNILEVER - Gualeguaychu	3,34	0,67

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

BIMBO SA - Pta. Pilar	3,32	0,66
AXIS LOGISTICA S.A. - Garin	3,17	0,63
CENCOSUD HIP.UNICENTER VARSOVI	3,16	0,63
AYSA - Planta Norte	3,14	0,63
CENCOSUD S.A. HIP.MORON	3,12	0,62
COTO S.A. - Lanus	3,09	0,62
MOLINO CANUELAS - SAN JUSTO	3,04	0,61
UNILEVER ARG. - V.G. Galvez	2,99	0,60
MOLINO CANUELAS - 3 ARROYOS	2,98	0,60
FERVA SACI	2,96	0,59
YPF YACIMIENTO RIO NEUQUEN	2,94	0,59
JBS ARGENTINA S.A.	2,92	0,58
TROY RESOURCES ARGENTINA LTD.	2,90	0,58
PROCTER & GAMBLE ARGENTINA	2,88	0,58
MOLINOS CAÑUELAS PTA PIGUE	2,85	0,57
ACEROS ZAPLA S.A.	2,84	0,57
VALOT SA	2,83	0,57
ACEROS CUYANOS S.A.- L.DE CUYO	2,83	0,57
AYSA - Est Elevadora Centro	2,82	0,56
SPICER EJES EX-EATON	2,81	0,56
SOCOTHERM EX SOCORIL-ESCOBAR	2,79	0,56
COTO CICSA - Ciudadela	2,77	0,55
CENCOSUD S.A. Shopping Pilar	2,74	0,55
POLIMETAL S.A.	2,73	0,55
COTO CICSA - Est. Abasto	2,72	0,54
GALERIAS PACIFICO S.A.	2,68	0,54
NOBLEZA PICCARDO - Pilar 2	2,63	0,53
COTO CICSA SPINETTO ALSIN 2400	2,63	0,53
LIBERTAD S.A.- Chaco	2,55	0,51
ETERNIT ARG. S.A. - San Justo	2,55	0,51
PASEO ALCORTA EX NEW SHOPPING	2,52	0,50
LOMA NEGRA - Pta. Lomaser	2,49	0,50
UNILEVER - Pilar Asepticos	2,47	0,49
AVEX S.A.	2,47	0,49
PETROLERA ACONCAGUA	2,41	0,48
CENCOSUD - Neuquén	2,41	0,48
TANONI S.A. - Planta BOMBAL	2,35	0,47
YPF S.A. - Edif. Sede Central	2,31	0,46
COTO CICSA AVELLANEDA	2,30	0,46
DOW QUIMICA - Pta. San Lorenzo	2,27	0,45
CENCOSUD LLAVALLOL	2,26	0,45
CENCOSUD SAN MARTIN	2,20	0,44
YPF S.A. - Edif. Torre Blanca	2,19	0,44
ASOC.COOP.ARG. - San Lorenzo	2,17	0,43
LIBERTAD S.A. - San Juan	2,15	0,43
WAL MART EX AUCHAN -SARANDI	2,12	0,42
SIAT S.A. - Va. Constitucion	2,12	0,42

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

GATE GOURMET EX-BSAS CATERING	2,09	0,42
FRIC-ROT S.A. - Rosario	2,06	0,41
CENCOSUD HIPHIPHIHHHIP.UNICENT. IIIIIR	2,04	0,41
ECO DE LOS ANDES - ex QUILMROY	2,02	0,40
ALTO PALERMO S.A. - Alto NOA	2,01	0,40
MOLINO CANUELAS - ROSARIO	2,01	0,40
LIBERTAD S.A. - Hip. Salta	2,00	0,40
ECO DE LOS ANDES -ex QUILTUMY	1,96	0,39
INESA ARGENTINA S.A. (PILAR)	1,96	0,39
PRODUCTOS DE AGUA SA Pilar	1,93	0,39
AKZO NOBEL ARG.-EX ALBA	1,93	0,39
SOTYL SA	1,92	0,38
MOLINO CANUELAS - REALICO	1,89	0,38
AYSA - Planta Boca-Barracas	1,89	0,38
CENCOSUD - Godoy Cruz	1,87	0,37
WAL MART EX AUCHAN -TABLADA	1,86	0,37
TERM.RIO DE LA PLATA SA-Av.Inm	1,84	0,37
VILUCO SOCIEDAD ANONIMA	1,82	0,36
COTO CICSA POMPEYA ROCA 1345	1,82	0,36
BS.AS. CONTAINER SERV.- PNuevo	1,82	0,36
COTO CICSA - Est. Segurola	1,81	0,36
LA CAMPAGNOLA - V. MERCEDES	1,81	0,36
PAMPA - ED. MAIPU 1	1,79	0,36
ALTO PALERMO S.A. P.BULLRICH	1,76	0,35
LIBERTAD - Hip. Tucuman I	1,74	0,35
SOCOTHERM EX-SOCORIL-V.ALSINA	1,68	0,34
CENCOSUD S.A. HIP.QUILMES	1,67	0,33
MOLINOS BRUNING - San Jorge	1,59	0,32
DEMA S.A. - San Justo	1,57	0,31
LIBERTAD S.A. - Hip. Mendoza	1,49	0,30
LIBERTAD S.A.- HIPERM. ROSARIO	1,46	0,29
CAPSA - Yac. Diadema Argentina	1,43	0,29
ASOC.COOP.ARG. - Quequén	1,41	0,28
ARTE GRAFICA EDIT.Pta.Tacuari	1,41	0,28
LIBERTAD S.A.- JACINTO RIOS	1,35	0,27
CERV. Y MALT. QUILMES-Cordoba	1,26	0,25
CENCOSUD Escobar	1,24	0,25
CENCOSUD-Jumbo Parque Brown	1,22	0,24
Oldelval	1,13	0,23
WAL MART EX AUCHAN -QUILMES	1,05	0,21
EMPR. RECOLETA-Bs. As. Design	1,02	0,20
CARRARO ARG EX- AGCO EX-DEUTZ	0,97	0,19
LIBERTAD S.A.- S Estero	0,92	0,18
YPF PICO TRUNCADO	0,88	0,18
ALPARGATAS CALZADOS - F Varela	0,83	0,17
MAFISSA	0,81	0,16

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

TERM.RIO DE LA PLATA SA-P.Nvo.	0,81	0,16
CERV. Y MALT. QUILMES CORRIENT	0,78	0,16
AYSA - Est Elevadora V.Adelina	0,75	0,15
CERV y M. QUILMES-Manantiales	0,75	0,15
YPF Rio TUNUYAN	0,73	0,15
LANXESS SA EX-BAYER PTA.ZARATE	0,69	0,14
GEMINELLI S.A.	0,65	0,13
CLAPP ARGENTINA S.A.	0,63	0,13
TRANSCOLOR EX CLOROX	0,55	0,11
YPF - Yacimiento El Porton 2	0,47	0,09
ELECTROMETALURGICA ANDINA S.A.	0,43	0,09
CARLOS MAZZIERI -Colon	0,41	0,08
PEUGEOT - EX MA	0,41	0,08
PROCTER & GAMBLE - Planta IAMS	0,37	0,07
BOLSARPIL S.A. - Colon (BsAs)	0,32	0,06
NIDERA Pta. Valentin Alsina	0,24	0,05
AR ZINC SA - EX SULFACID	0,22	0,04
ALTO PARANA-PTO.BOSSETI	0,19	0,04
ACINDAR ROSARIO EX-NAVARRO	0,19	0,04
UNIVERSIDAD NAC DE HURLINGHAM	0,16	0,03
QUALITY INVEST SA	0,14	0,03
ROUSSELOT ARG. (EX SKW BIOSY)	0,14	0,03
ARTES GRAFICAS RIOPLATENSE SA	0,12	0,02
AGFA GEVAERT ARGENTINA SA	0,11	0,02
ELECTRO ALEACIONES EX AC.ZAPLA	0,11	0,02
HILADO SA	0,06	0,01
NUEVAS CRISTALERIAS AVELLANEDA	0,04	0,01
BOPP ARGENTINA	0,04	0,01
QUITRAL S.A. - TRELEW	0,02	0,00
SINOPEC Arg. - Ex. OXI-MIZZ	0,00	0,00
PAN AMERICAN PIEDRA CLAVADA	0,00	0,00
PAMPA SAN LORENZO	0,00	0,00
YPF CANIADON SECO	0,00	0,00
YPF S.A-YAC.EL PORTON EX ASTRA	0,00	0,00
<b>Total general</b>	<b>6370,89</b>	<b>1274,18</b>

*(Tabla 1.41. GUH)<sup>65</sup>*

---

<sup>65</sup> (CAMMESA, s.f.)

# Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

715.395	1%	2029	1%	2030	2%	2031	1%	2032	2%	2033	1%	2034	1%	2035	1%	2036	1%	2037	1%	2038	2%	
Ado																						
P (\$)	\$ 0,00		\$ 0,00		\$ 5.063,61		\$ 6.603,21		\$ 6.809,74		\$ 7.122,13		\$ 7.483,55		\$ 8.103,57		\$ 8.820,57		\$ 9.347,61		\$ 9.247,61	
Q (MMWh)	\$ 0,00		\$ 0,00		\$ 715.395,00		\$ 708.111,88		\$ 701.269,89		\$ 694.355,34		\$ 687.480,53		\$ 680.673,80		\$ 673.934,45		\$ 667.261,83			
Ingresos (\$)	\$ 0,00		\$ 0,00		\$ 4.051.715.444,57		\$ 4.511.983.133,07		\$ 4.796.500.765,66		\$ 5.004.159.477,29		\$ 5.179.039.454,00		\$ 5.667.156.723,14		\$ 5.950,531.101,70		\$ 6.207.303.544,24			
Costos																						
Variables																						
Logística																						
2%	\$ 0,00		\$ 0,00		\$ 81.014.309,97		\$ 90.227.704,66		\$ 96.930.055,11		\$ 101.683.189,55		\$ 107.440.799,10		\$ 113.211.544,46		\$ 119.011.082,07		\$ 124.746.070,96			
Ingresos	\$ 0,00		\$ 0,00		\$ 141.810.040,70		\$ 157.998.486,66		\$ 167.877.326,90		\$ 177.945.581,71		\$ 188.036.330,92		\$ 198.175.483,31		\$ 208.269.336,69		\$ 218.305.624,19			
3,50%																						
Total CV	\$ 0,00		\$ 0,00		\$ 222.844.349,67		\$ 248.126.193,82		\$ 269.807.542,11		\$ 279.628.771,25		\$ 296.537.170,01		\$ 311.418.619,77		\$ 327.280.420,70		\$ 343.051.695,15			
715.316	1%	2029	1%	2030	2%	2031	1%	2032	2%	2033	1%	2034	1%	2035	1%	2036	1%	2037	1%	2038	2%	
Ado																						
P (\$)	\$ 9.871,29		\$ 10.396,36		\$ 10.921,37		\$ 11.463,71		\$ 11.997,66		\$ 12.531,23		\$ 13.063,19		\$ 13.593,12		\$ 14.119,46		\$ 14.641,50		\$ 14.641,50	
Q (MMWh)	\$ 660.655,28		\$ 661.141,14		\$ 647.637,76		\$ 641.225,51		\$ 634.876,24		\$ 628.590,83		\$ 622.367,16		\$ 616.205,11		\$ 609.104,07		\$ 602.000,43			
Ingresos (\$)	\$ 6.521.521,140		\$ 6.802.819,843		\$ 7.079.624,843		\$ 7.360.845,554		\$ 7.641.703,566		\$ 7.872.018,352		\$ 8.100.227.640,99		\$ 8.326.150,821		\$ 8.549.337.630,40		\$ 8.844.395.224,87			
Costos																						
Variables																						
Logística																						
2%	\$ 134.410.461,27		\$ 134.617.381,17		\$ 141.581.026,00		\$ 147.616.696,70		\$ 153.214.681,24		\$ 157.548.167,07		\$ 162.604.520,82		\$ 167.520.056,42		\$ 172.296.752,17		\$ 176.887.904,10			
Ingresos	\$ 228.253.287,98		\$ 238.092.927,89		\$ 247.768.844,41		\$ 257.279.208,73		\$ 266.596.104,84		\$ 275.686.642,17		\$ 284.557.967,43		\$ 293.165.781,74		\$ 301.502.156,65		\$ 309.553.822,52			
3,50%																						
Total CV	\$ 358.683.794,25		\$ 374.190.315,26		\$ 389.347.906,21		\$ 404.295.899,48		\$ 418.938.736,17		\$ 433.238.029,44		\$ 447.162.520,25		\$ 460.688.296,17		\$ 473.798.569,02		\$ 486.441.766,82			
715.395	1%	2039	1%	2040	2%	2041	1%	2042	2%	2043	1%	2044	1%	2045	1%	2046	2%	2047	1%	2048	2%	
Ado																						
P (\$)	\$ 15.158,42		\$ 15.669,44		\$ 16.173,85		\$ 16.671,00		\$ 17.160,31		\$ 17.641,26		\$ 18.114,04		\$ 18.578,50		\$ 19.034,50		\$ 19.482,65		\$ 19.922,85	
Q (MMWh)	\$ 598.082,61		\$ 592.161,00		\$ 586.298,02		\$ 580.493,09		\$ 574.745,63		\$ 569.055,08		\$ 563.420,87		\$ 557.842,45							
Ingresos (\$)	\$ 9.065.986.889,53		\$ 9.278.830.242,21		\$ 9.482.695.070,55		\$ 9.677.400.965,94		\$ 9.862.814.689,09		\$ 10.038.947.381,28		\$ 10.205.830.189,21		\$ 10.364.395.224,87							
Costos																						
Variables																						
Logística																						
2%	\$ 181.319.737,79		\$ 185.576.604,94		\$ 189.653.901,41		\$ 193.548.019,32		\$ 197.266.293,78		\$ 200.776.947,63		\$ 204.116.603,78		\$ 207.304.056,62		\$ 210.363.562,19		\$ 213.304.624,19			
Ingresos	\$ 317.309.541,13		\$ 324.759.058,48		\$ 331.894.327,47		\$ 338.709.033,81		\$ 345.198.514,12		\$ 351.389.658,34		\$ 357.204.056,62		\$ 362.763.562,19		\$ 368.000,000,00		\$ 373.040,000,00			
3,50%																						
Total CV	\$ 498.629.278,92		\$ 510.335.663,32		\$ 521.548.228,88		\$ 532.257.053,13		\$ 542.464.807,90		\$ 552.136.605,97		\$ 561.320.660,41		\$ 570.070,000,00		\$ 578.330,000,00		\$ 586.130,000,00			

(Tablas 3.8: Ventas y costo de ventas)

# Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
<b>Gasto en Pesos</b>																	
Administración	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 34.236.631,35	\$ 40.229.658,39	\$ 45.252.923,87	\$ 48.593.994,00	\$ 52.023.388,25	\$ 55.529.130,44	\$ 59.102.262,01	\$ 62.733.703,34	\$ 66.414.337,46	\$ 70.148.981,10	\$ 73.986.981,10	\$ 77.941.225,56	\$ 81.999.253,18	\$ 86.142.776,84	\$ 89.033.831,74
Sueldo	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 11.650.775,65	\$ 13.693.555,75	\$ 15.399.569,99	\$ 16.536.586,84	\$ 17.703.559,02	\$ 18.896.563,09	\$ 20.112.469,76	\$ 21.348.279,25	\$ 22.600.799,04	\$ 23.843.739,67	\$ 25.048.739,67	\$ 26.198.115,06	\$ 27.271.190,86	\$ 28.268.116,96	\$ 29.298.212,94
Cargas patronales	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 1.548.810,00	\$ 1.788.810,00	\$ 2.000.000,00	\$ 2.188.810,00	\$ 2.355.555,56	\$ 2.500.000,00	\$ 2.625.000,00	\$ 2.730.000,00	\$ 2.815.000,00	\$ 2.880.000,00	\$ 2.925.000,00	\$ 2.950.000,00	\$ 2.960.000,00	\$ 2.955.000,00	\$ 2.940.000,00
<b>Pesos</b>	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 14.199.485,65	\$ 16.571.225,75	\$ 18.392.523,87	\$ 19.721.976,84	\$ 20.959.118,11	\$ 22.105.221,13	\$ 23.164.739,76	\$ 24.136.558,51	\$ 25.020.796,46	\$ 25.828.720,77	\$ 26.558.720,77	\$ 27.213.120,56	\$ 27.789.326,92	\$ 28.283.816,84	\$ 28.714.044,68
Vigilancia	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 14.199.485,65	\$ 16.571.225,75	\$ 18.392.523,87	\$ 19.721.976,84	\$ 20.959.118,11	\$ 22.105.221,13	\$ 23.164.739,76	\$ 24.136.558,51	\$ 25.020.796,46	\$ 25.828.720,77	\$ 26.558.720,77	\$ 27.213.120,56	\$ 27.789.326,92	\$ 28.283.816,84	\$ 28.714.044,68
Cargo	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 14.199.485,65	\$ 16.571.225,75	\$ 18.392.523,87	\$ 19.721.976,84	\$ 20.959.118,11	\$ 22.105.221,13	\$ 23.164.739,76	\$ 24.136.558,51	\$ 25.020.796,46	\$ 25.828.720,77	\$ 26.558.720,77	\$ 27.213.120,56	\$ 27.789.326,92	\$ 28.283.816,84	\$ 28.714.044,68
<b>Pesos</b>	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 14.199.485,65	\$ 16.571.225,75	\$ 18.392.523,87	\$ 19.721.976,84	\$ 20.959.118,11	\$ 22.105.221,13	\$ 23.164.739,76	\$ 24.136.558,51	\$ 25.020.796,46	\$ 25.828.720,77	\$ 26.558.720,77	\$ 27.213.120,56	\$ 27.789.326,92	\$ 28.283.816,84	\$ 28.714.044,68
Limpieza	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 28.590.526,13	\$ 33.533.048,66	\$ 37.710.769,89	\$ 40.494.996,67	\$ 43.352.823,54	\$ 46.274.275,37	\$ 49.145.166,20	\$ 51.996.061,03	\$ 54.816.955,76	\$ 57.608.850,49	\$ 60.392.735,22	\$ 63.054.610,00	\$ 65.785.464,73	\$ 68.597.309,46	\$ 71.470.154,19
<b>Pesos</b>	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 28.590.526,13	\$ 33.533.048,66	\$ 37.710.769,89	\$ 40.494.996,67	\$ 43.352.823,54	\$ 46.274.275,37	\$ 49.145.166,20	\$ 51.996.061,03	\$ 54.816.955,76	\$ 57.608.850,49	\$ 60.392.735,22	\$ 63.054.610,00	\$ 65.785.464,73	\$ 68.597.309,46	\$ 71.470.154,19
Mantenimiento	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 7.417.936,79	\$ 8.718.592,65	\$ 9.804.800,17	\$ 10.528.699,13	\$ 11.271.294,12	\$ 12.031.311,60	\$ 12.794.869,58	\$ 13.557.927,06	\$ 14.318.542,54	\$ 15.076.869,02	\$ 15.838.896,50	\$ 16.594.644,98	\$ 17.345.157,46	\$ 18.081.469,94	\$ 18.809.622,42
<b>Pesos</b>	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 7.417.936,79	\$ 8.718.592,65	\$ 9.804.800,17	\$ 10.528.699,13	\$ 11.271.294,12	\$ 12.031.311,60	\$ 12.794.869,58	\$ 13.557.927,06	\$ 14.318.542,54	\$ 15.076.869,02	\$ 15.838.896,50	\$ 16.594.644,98	\$ 17.345.157,46	\$ 18.081.469,94	\$ 18.809.622,42
Legales	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 6.847.326,27	\$ 8.047.931,68	\$ 9.050.584,77	\$ 9.718.799,20	\$ 10.404.677,65	\$ 11.105.826,09	\$ 11.827.121,52	\$ 12.572.657,95	\$ 13.342.505,38	\$ 14.136.867,81	\$ 14.960.844,24	\$ 15.814.638,67	\$ 16.698.450,00	\$ 17.612.387,43	\$ 18.556.559,86
<b>Pesos</b>	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 6.847.326,27	\$ 8.047.931,68	\$ 9.050.584,77	\$ 9.718.799,20	\$ 10.404.677,65	\$ 11.105.826,09	\$ 11.827.121,52	\$ 12.572.657,95	\$ 13.342.505,38	\$ 14.136.867,81	\$ 14.960.844,24	\$ 15.814.638,67	\$ 16.698.450,00	\$ 17.612.387,43	\$ 18.556.559,86
Seguro	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 25.425.057,58	\$ 23.987.709,44	\$ 22.550.361,29	\$ 21.113.872,66	\$ 19.683.376,15	\$ 18.253.550,89	\$ 16.833.285,63	\$ 15.453.020,47	\$ 14.122.766,30	\$ 12.842.561,13	\$ 11.612.456,96	\$ 10.432.401,79	\$ 9.302.456,62	\$ 8.222.571,45	\$ 7.192.696,28
<b>Pesos</b>	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 25.425.057,58	\$ 23.987.709,44	\$ 22.550.361,29	\$ 21.113.872,66	\$ 19.683.376,15	\$ 18.253.550,89	\$ 16.833.285,63	\$ 15.453.020,47	\$ 14.122.766,30	\$ 12.842.561,13	\$ 11.612.456,96	\$ 10.432.401,79	\$ 9.302.456,62	\$ 8.222.571,45	\$ 7.192.696,28
Internet + Tel	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 91.297,68	\$ 107.305,76	\$ 120.674,46	\$ 129.583,99	\$ 138.729,04	\$ 148.077,68	\$ 157.626,32	\$ 167.375,06	\$ 177.323,80	\$ 187.472,54	\$ 197.821,28	\$ 208.370,02	\$ 219.118,76	\$ 230.067,50	\$ 241.216,24
<b>Pesos</b>	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 91.297,68	\$ 107.305,76	\$ 120.674,46	\$ 129.583,99	\$ 138.729,04	\$ 148.077,68	\$ 157.626,32	\$ 167.375,06	\$ 177.323,80	\$ 187.472,54	\$ 197.821,28	\$ 208.370,02	\$ 219.118,76	\$ 230.067,50	\$ 241.216,24
Electricidad	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 22.824,42	\$ 26.824,42	\$ 30.168,62	\$ 32.994,00	\$ 34.682,26	\$ 37.019,42	\$ 39.007,68	\$ 40.655,94	\$ 42.068,20	\$ 43.246,46	\$ 44.194,72	\$ 44.923,00	\$ 45.441,26	\$ 45.759,52	\$ 45.877,78
<b>Pesos</b>	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 22.824,42	\$ 26.824,42	\$ 30.168,62	\$ 32.994,00	\$ 34.682,26	\$ 37.019,42	\$ 39.007,68	\$ 40.655,94	\$ 42.068,20	\$ 43.246,46	\$ 44.194,72	\$ 44.923,00	\$ 45.441,26	\$ 45.759,52	\$ 45.877,78
<b>Total</b>	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 165.577.272,90	\$ 188.714.116,36	\$ 207.799.238,88	\$ 220.039.874,48	\$ 232.648.442,38	\$ 245.569.450,23	\$ 258.900.458,08	\$ 272.631.526,94	\$ 286.742.605,80	\$ 301.723.704,66	\$ 318.084.883,52	\$ 335.727.062,38	\$ 354.470.341,24	\$ 374.422.620,10	\$ 395.654.898,96
<b>Sueldos</b>																	
Administración	\$ 59.102.262,01	\$ 62.733.703,34	\$ 66.414.337,46	\$ 70.148.981,10	\$ 73.986.981,10	\$ 77.941.225,56	\$ 81.999.253,18	\$ 86.142.776,84	\$ 89.033.831,74	\$ 92.112.469,76	\$ 95.348.279,25	\$ 98.786.981,10	\$ 102.486.981,10	\$ 106.400.799,04	\$ 110.579.739,67	\$ 114.999.253,18	\$ 119.786.981,10
<b>Sueldos</b>	\$ 59.102.262,01	\$ 62.733.703,34	\$ 66.414.337,46	\$ 70.148.981,10	\$ 73.986.981,10	\$ 77.941.225,56	\$ 81.999.253,18	\$ 86.142.776,84	\$ 89.033.831,74	\$ 92.112.469,76	\$ 95.348.279,25	\$ 98.786.981,10	\$ 102.486.981,10	\$ 106.400.799,04	\$ 110.579.739,67	\$ 114.999.253,18	\$ 119.786.981,10
Cargas patronales	\$ 20.112.469,76	\$ 21.348.279,25	\$ 22.600.799,04	\$ 23.843.739,67	\$ 25.048.739,67	\$ 26.198.115,06	\$ 27.271.190,86	\$ 28.268.116,96	\$ 29.298.212,94	\$ 30.268.212,94	\$ 31.198.212,94	\$ 32.088.212,94	\$ 32.938.212,94	\$ 33.758.212,94	\$ 34.538.212,94	\$ 35.278.212,94	\$ 35.978.212,94
<b>Pesos</b>	\$ 79.214.731,77	\$ 84.081.982,59	\$ 89.015.136,50	\$ 94.092.720,77	\$ 99.035.720,77	\$ 103.939.341,52	\$ 108.817.466,14	\$ 113.675.990,10	\$ 118.507.054,68	\$ 123.305.682,70	\$ 128.076.492,19	\$ 132.826.993,61	\$ 137.565.203,61	\$ 142.294.014,61	\$ 147.012.465,61	\$ 151.721.195,61	\$ 156.420.195,61
Vigilancia	\$ 88.653.393,01	\$ 94.100.555,01	\$ 99.621.506,20	\$ 110.830.471,65	\$ 116.491.888,33	\$ 122.173.879,76	\$ 127.864.165,26	\$ 133.550.747,61	\$ 139.231.629,56	\$ 144.907.511,51	\$ 150.578.393,46	\$ 156.249.275,41	\$ 161.915.157,36	\$ 167.576.039,31	\$ 173.231.921,26	\$ 178.882.803,21	\$ 184.528.685,16
<b>Pesos</b>	\$ 88.653.393,01	\$ 94.100.555,01	\$ 99.621.506,20	\$ 110.830.471,65	\$ 116.491.888,33	\$ 122.173.879,76	\$ 127.864.165,26	\$ 133.550.747,61	\$ 139.231.629,56	\$ 144.907.511,51	\$ 150.578.393,46	\$ 156.249.275,41	\$ 161.915.157,36	\$ 167.576.039,31	\$ 173.231.921,26	\$ 178.882.803,21	\$ 184.528.685,16
Cargo	\$ 88.653.393,01	\$ 94.100.555,01	\$ 99.621.506,20	\$ 110.830.471,65	\$ 116.491.888,33	\$ 122.173.879,76	\$ 127.864.165,26	\$ 133.550.747,61	\$ 139.231.629,56	\$ 144.907.511,51	\$ 150.578.393,46	\$ 156.249.275,41	\$ 161.915.157,36	\$ 167.576.039,31	\$ 173.231.921,26	\$ 178.882.803,21	\$ 184.528.685,16
<b>Pesos</b>	\$ 88.653.393,01	\$ 94.100.555,01	\$ 99.621.506,20	\$ 110.830.471,65	\$ 116.491.888,33	\$ 122.173.879,76	\$ 127.864.165,26	\$ 133.550.747,61	\$ 139.231.629,56	\$ 144.907.511,51	\$ 150.578.393,46	\$ 156.249.275,41	\$ 161.915.157,36	\$ 167.576.039,31	\$ 173.231.921,26	\$ 178.882.803,21	\$ 184.528.685,16
Limpieza	\$ 49.251.885,01	\$ 52.278.086,11	\$ 55.345.281,22	\$ 61.572.484,25	\$ 64.717.680,96	\$ 67.874.377,65	\$ 71.035.647,37	\$ 74.194.859,78	\$ 77.354.372,19	\$ 80.513.884,60	\$ 83.673.396,41	\$ 86.832.908,22	\$ 90.092.420,03	\$ 93.351.931,84	\$ 96.611.443,65	\$ 99.870.955,46	\$ 103.130.467,27
<b>Pesos</b>	\$ 49.251.885,01	\$ 52.278.086,11	\$ 55.345.281,22	\$ 61.572.484,25	\$ 64.717.680,96	\$ 67.874.377,65	\$ 71.035.647,37	\$ 74.194.859,78	\$ 77.354.372,19	\$ 80.513.884,60	\$ 83.673.396,41	\$ 86.832.908,22	\$ 90.092.420,03	\$ 93.351.931,84	\$ 96.611.443,65	\$ 99.870.955,46	\$ 103.130.467,27
Mantenimiento	\$ 12.805.490,10	\$ 13.592.302,39	\$ 14.389.177,12	\$ 16.008.845,90	\$ 16.826.598,87	\$ 17.647.338,19	\$ 18.469.268,32	\$ 19.290.661,54	\$ 20.112.469,76	\$ 20.934.277,95	\$ 21.756.086,14	\$ 22.577.894,33	\$ 23.400.002,52	\$ 24.222.810,71	\$ 25.045.618,90	\$ 25.868.427,09	\$ 26.691.235,28
<b>Pesos</b>	\$ 12.805.490,10	\$ 13.592.302,39	\$ 14.389.177,12	\$ 16.008.845,90	\$ 16.826.598,87	\$ 17.647.338,19	\$ 18.469.268,32	\$ 19.290.661,54	\$ 20.112.469,76	\$ 20.934.277,95	\$ 21.756.086,14	\$ 22.577.894,33	\$ 23.400.002,52	\$ 24.222.810,71	\$ 25.045.618,90	\$ 25.868.427,09	\$ 26.691.235,28
Legales	\$ 11.820.452,40	\$ 12.546.740,67	\$ 13.282.867,49	\$ 14.018.994,31	\$ 14.755.121,13	\$ 15.491.247,95	\$ 16.227.374,77	\$ 16.963.501,59	\$ 17.699.628,41	\$ 18.435.755,23	\$ 19.171.881,05	\$ 19.907.996,87	\$ 20.644.112,69	\$ 21.380.238,51	\$ 22.116.364,33	\$ 22.852.490,15	\$ 23.588.615,97
<b>Pesos</b>	\$ 11.820.452,40	\$ 12.546.740,67	\$ 13.282.867,49	\$ 14.018.994,31	\$ 14.755.121,13	\$ 15.491.247,95	\$ 16.227.374,77	\$ 16.963.501,59	\$ 17.699.628,41	\$ 18.435.755,23	\$ 19.171.881,05	\$ 19.907.996,87	\$ 20.644.112,69	\$ 21.380.238,51	\$ 22.116.364,33	\$ 22.852.490,15	\$ 23.588.615,97
Seguro	\$ 16.823.224,81	\$ 15.392.786,08	\$ 13.964.293,26	\$ 11.102.956,64	\$ 9.672.288,33	\$ 8.241.620,02	\$ 6.813.127,20	\$ 5.384.634,88	\$ 3.956.142,56	\$ 2.527.650,24	\$ 1.100.157,92	\$ -32.339,40	\$ -175.847,08	\$ -329.354,76	\$ -482.862,44		

# Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Inflacion</b>	\$ 42.10	\$ 23.56	\$ 17.53	\$ 12.46	\$ 7.18	\$ 7.06	\$ 6.74	\$ 6.43	\$ 6.14	\$ 5.87	\$ 5.60	\$ 5.35	\$ 5.11
<b>INFLACION ACUMULADA</b>	142.10%	175.57%	206.38%	232.07%	249.20%	266.79%	284.78%	303.09%	321.71%	340.59%	359.67%	378.91%	398.28%
<b>Tipo de Cambio</b>	\$ 65.00	\$ 80.31	\$ 94.39	\$ 106.15	\$ 113.99	\$ 122.04	\$ 130.26	\$ 138.64	\$ 147.16	\$ 155.79	\$ 164.52	\$ 173.32	\$ 182.18
<b>Eficiencia Paneles</b>	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
<b>IG</b>	25%												
<b>IVA</b>	10%												
<b>IBB</b>													
<b>Plazo de créditos Industry Standard</b>	0.08												
<b>30 dias</b>													
<b>Precio \$/VA USD</b>	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00
<b>Precio en Pesos \$/VA</b>	\$ 3.900.00	\$ 4.818.70	\$ 5.663.61	\$ 6.369.21	\$ 6.839.45	\$ 7.322.13	\$ 7.815.55	\$ 8.318.46	\$ 8.829.57	\$ 9.347.61	\$ 9.871.29	\$ 10.399.36	\$ 10.930.57
<b>Año</b>	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
<b>Inflacion</b>	\$ 4.88	\$ 4.66	\$ 4.45	\$ 4.25	\$ 4.06	\$ 3.87	\$ 3.70	\$ 3.53	\$ 3.37	\$ 3.22	\$ 3.07	\$ 2.94	\$ 2.80
<b>INFLACION ACUMULADA</b>	417.69%	437.14%	456.58%	475.97%	495.27%	514.45%	533.47%	552.31%	570.93%	589.30%	607.42%	625.25%	642.77%
<b>Tipo de Cambio</b>	\$ 191.06	\$ 199.96	\$ 208.85	\$ 217.72	\$ 226.55	\$ 235.32	\$ 244.03	\$ 252.64	\$ 261.16	\$ 269.56	\$ 277.85	\$ 286.01	\$ 294.02
<b>Eficiencia Paneles</b>	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
<b>IG</b>													
<b>IVA</b>													
<b>IBB</b>													
<b>Plazo de créditos industry Standard</b>													
<b>30 dias</b>													
<b>Precio \$/VA USD</b>	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00	\$ 60.00
<b>Precio en Pesos \$/VA</b>	\$ 11.463.73	\$ 11.997.65	\$ 12.531.23	\$ 13.063.39	\$ 13.593.12	\$ 14.119.46	\$ 14.641.50	\$ 15.158.42	\$ 15.669.44	\$ 16.173.85	\$ 16.671.00	\$ 17.160.31	\$ 17.641.26

(Tablas 3.10: Inflación acumulada)



# Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
<b>INGRESOS</b>	\$ 6,207,303,943.24	\$ 6,571,522,513.89	\$ 6,902,969,998.38	\$ 7,079,026,480.24	\$ 7,230,834,581.04	\$ 7,467,024,586.77	\$ 7,877,026,816.52	\$ 8,330,227,480.99				
<b>Comercio Vendedor</b>	\$ 1,047,746,070.96	\$ 1,100,430,450.27	\$ 1,160,047,877.37	\$ 1,181,586,036.80	\$ 1,197,026,630.70	\$ 1,197,380,633.84	\$ 1,197,580,307.07	\$ 1,197,604,932.82				
<b>Logística</b>	\$ 6,112,557,472.28	\$ 6,391,092,063.62	\$ 6,666,221,898.01	\$ 6,897,471,793.44	\$ 7,209,827,841.34	\$ 7,464,693,952.93	\$ 7,729,477,966.45	\$ 7,967,621,088.17				
<b>Costos Variables (Admin + Vigilancia)</b>	\$ 178,182,533.59	\$ 188,616,644.70	\$ 199,204,658.77	\$ 209,861,192.41	\$ 220,588,178.54	\$ 231,380,133.80	\$ 242,181,089.06	\$ 253,082,792.28				
<b>Costo fijos (Costo)</b>	\$ 93,504,024.07	\$ 96,624,300.16	\$ 99,792,647.58	\$ 103,000,031.83	\$ 106,238,427.38	\$ 109,488,097.82	\$ 112,748,822.13	\$ 116,025,710.55				
<b>Proyecto Fondo Nacional</b>	\$ 886,834.44	\$ 886,834.71	\$ 877,152.38	\$ 868,137.01	\$ 859,067.34	\$ 849,502.12	\$ 839,521.11	\$ 829,022.81				
<b>Impuesto</b>	\$ 218,102,624.19	\$ 228,213,373.96	\$ 238,082,227.88	\$ 247,798,846.41	\$ 257,276,208.73	\$ 266,598,104.84	\$ 275,698,042.37	\$ 284,507,967.81				
<b>Impuesto</b>	\$ 1,601,673,578.98	\$ 1,676,698,938.67	\$ 1,728,968,567.28	\$ 1,773,986,192.77	\$ 1,812,869,028.96	\$ 1,845,439,938.66	\$ 1,871,678,313.78	\$ 1,891,586,795.83				
<b>Amortizaciones</b>	\$ 1,244,012,790.40	\$ 1,244,012,790.40	\$ 1,244,012,790.40	\$ 1,244,012,790.40	\$ 1,244,012,790.40	\$ 1,244,012,790.40	\$ 1,244,012,790.40	\$ 1,244,012,790.40				
<b>Depreciaciones</b>	\$ 1,527,724.24	\$ 1,621,592.79	\$ 0.00	\$ 1,832,908.83	\$ 1,832,908.83	\$ 1,832,908.83	\$ 1,832,908.83	\$ 1,832,908.83				
<b>Activos Operativos</b>	\$ 4,376,131,064.35	\$ 4,631,082,237.73	\$ 4,884,354,776.34	\$ 5,130,154,482.34	\$ 5,371,041,361.77	\$ 5,610,594,236.43	\$ 5,849,238,031.06	\$ 6,087,304,004.63				
<b>Utilidad Operativa</b>		\$ 5,703,414.32						\$ 7,246,288.14				
<b>Activos por FX</b>	\$ 151,094,340.87	\$ 152,741,098.90	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00				
<b>Activos</b>	\$ 1,047,587,430.01	\$ 976,628,313.33	\$ 800,902,287.70	\$ 671,394,136.58	\$ 539,078,981.24	\$ 404,894,330.29	\$ 269,759,887.53	\$ 134,518,480.72				
<b>Activos</b>	\$ 1,908,100,407.88	\$ 1,791,604,048.90	\$ 1,608,781,239.13	\$ 1,409,138,238.28	\$ 1,189,292,440.67	\$ 928,028,522.19	\$ 646,191,981.32	\$ 336,817,861.71				
<b>Activos</b>	\$ 240,194,633.09	\$ 253,651,123.90	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00				
<b>Activos</b>	\$ 1,009,158,750.50	\$ 1,522,140,333.01	\$ 2,474,673,320.01	\$ 3,048,626,972.69	\$ 3,651,671,999.82	\$ 4,277,681,333.95	\$ 4,933,586,000.84	\$ 5,607,987,862.00				
<b>Activos</b>	\$ 262,229,624.63	\$ 330,353,095.76	\$ 618,668,115.00	\$ 792,406,729.42	\$ 932,917,989.96	\$ 1,089,430,334.89	\$ 1,231,386,502.21	\$ 1,369,489,415.55				
<b>Activos</b>	\$ 111,947,114.76	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00				
<b>Activos</b>	\$ 988,815,802.64	\$ 1,141,605,387.27	\$ 1,856,004,845.01	\$ 2,287,220,188.27	\$ 2,788,759,989.87	\$ 3,208,261,000.46	\$ 3,700,189,960.63	\$ 4,108,488,246.65				
<b>Activos</b>	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00				



# Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ingresos x Ventas	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 4.051.715.448,57	\$ 4.511.385.333,07	\$ 4.796.500.765,66	\$ 5.084.159.477,29	\$ 5.373.039.454,80	\$ 5.662.156.723,14	\$ 5.950.553.103,70
Variables	\$ 0,00	\$ 0,00	-\$ 81.034.308,97	-\$ 90.227.706,66	-\$ 95.930.015,31	-\$ 101.683.189,55	-\$ 107.460.789,10	-\$ 113.243.134,46	-\$ 119.011.062,07
Erogaciones Fijas	\$ 0,00	\$ 0,00	-\$ 165.512.557,09	-\$ 188.585.078,02	-\$ 207.605.878,00	-\$ 219.782.191,08	-\$ 232.326.436,45	-\$ 245.183.121,77	-\$ 258.315.563,65
IG	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	-\$ 20.711.417,46	-\$ 132.741.393,83
Inversion en BU	-\$ 3.208.783.195,59	-\$ 19.266.416.267,10	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	-\$ 3.516.715,64	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Inversion en KT	\$ 0,00	-\$ 40.517.154,49	-\$ 342.239.652,89	-\$ 41.156.978,03	-\$ 26.636.206,50	-\$ 26.860.359,08	-\$ 26.964.504,14	-\$ 26.977.069,50	-\$ 26.900.536,16
FF IVA	-\$ 651.458.471,07	-\$ 3.009.416.637,53	\$ 1.502.318.715,27	\$ 2.158.556.393,33	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
<b>FF Proyecto sin interés</b>	<b>-\$ 3.860.241.666,67</b>	<b>-\$ 22.316.350.059,12</b>	<b>\$ 4.965.247.644,89</b>	<b>\$ 6.349.971.963,69</b>	<b>\$ 4.466.328.665,84</b>	<b>\$ 4.732.317.021,95</b>	<b>\$ 5.006.287.725,11</b>	<b>\$ 5.256.041.979,95</b>	<b>\$ 5.413.584.547,99</b>

FF Proyecto US\$	-\$ 59.388.333,33	-\$ 277.871.904,35	\$ 52.601.620,98	\$ 59.818.795,18	\$ 39.181.455,38	\$ 38.778.204,39	\$ 38.433.278,43	\$ 37.911.172,92	\$ 36.787.179,95
Wacc		8,72%	8,26%	7,91%	7,74%	7,61%	7,54%	7,54%	7,64%
Fondo a 2019	-\$ 59.388.333,33	-\$ 255.579.970,88	\$ 48.588.644,58	\$ 55.434.209,84	\$ 36.367.750,09	\$ 36.036.166,45	\$ 35.738.624,04	\$ 35.251.471,14	\$ 34.177.607,52

<b>VAN (USD)</b>	<b>\$ 429.148.629,64</b>
<b>TIR</b>	<b>10,05%</b>

FF Prestamos US\$									
Bullet	17,5	-\$ 1,16	-\$ 1,16	-\$ 1,16	-\$ 1,16	-\$ 1,16	-\$ 1,16	-\$ 1,16	-\$ 1,16
Aleman		227,5	-\$ 17,40	-\$ 16,24	-\$ 15,08	-\$ 13,92	-\$ 12,76	-\$ 11,60	-\$ 10,44
<b>FF Prestamos</b>	<b>17500000</b>	<b>226343687,5</b>	<b>-18560062,5</b>	<b>-17399812,5</b>	<b>-16239562,5</b>	<b>-15079312,5</b>	<b>-13919062,5</b>	<b>-12758812,5</b>	<b>-11598562,5</b>

FCFE	-\$ 41.888.333,33	-\$ 51.528.216,85	\$ 34.041.558,48	\$ 42.418.982,68	\$ 22.941.892,88	\$ 23.698.891,89	\$ 24.514.215,93	\$ 25.152.360,42	\$ 25.188.617,45
Wacc		8,72%	8,26%	7,91%	7,74%	7,61%	7,54%	7,54%	7,64%
FF Prestamos a 2019	-\$ 41.888.333,33	-\$ 47.394.428,71	\$ 31.444.528,80	\$ 39.309.765,10	\$ 21.294.385,80	\$ 22.023.124,23	\$ 22.795.462,23	\$ 23.387.767,75	\$ 23.401.812,33

<b>VAN (USD)</b>	<b>\$ 516.633.519,00</b>
<b>TOR</b>	<b>28%</b>

Período de repago	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
FF Proyecto a 2019 acumulado	-\$ 59.388.333,33	-\$ 314.968.304,22	-\$ 266.379.659,64	-\$ 210.945.449,80	-\$ 174.577.699,71	-\$ 138.541.533,26	-\$ 102.802.909,21	-\$ 67.551.438,07	-\$ 33.373.830,55
Año	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Ingresos x Ventas	\$ 6.237.303.548,24	\$ 6.521.522.513,69	\$ 6.802.369.368,38	\$ 7.079.052.840,24	\$ 7.350.834.535,04	\$ 7.617.031.566,77	\$ 7.877.018.353,52	\$ 8.130.227.640,99	\$ 8.376.150.821,25
Variables	-\$ 124.746.070,96	-\$ 130.430.450,27	-\$ 136.047.387,37	-\$ 141.581.056,80	-\$ 147.016.690,70	-\$ 152.340.631,34	-\$ 157.540.367,07	-\$ 162.604.552,82	-\$ 167.523.016,42
Erogaciones Fijas	-\$ 271.686.591,66	-\$ 285.260.942,86	-\$ 298.997.333,70	-\$ 312.861.224,24	-\$ 326.816.606,32	-\$ 340.828.411,62	-\$ 354.864.891,19	-\$ 368.888.502,83	-\$ 382.870.870,21
IG	-\$ 252.289.562,63	-\$ 380.535.095,76	-\$ 618.668.315,00	-\$ 762.406.729,42	-\$ 912.917.989,96	-\$ 1.069.420.333,49	-\$ 1.233.386.520,21	-\$ 1.399.499.415,55	-\$ 1.571.363.959,60
Inversion en BU	\$ 0,00	-\$ 3.755.305,83	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	-\$ 4.492.115,48	\$ 0,00	\$ 0,00
Inversion en KT	-\$ 26.738.060,03	-\$ 26.493.382,33	-\$ 26.170.739,28	-\$ 25.774.772,94	-\$ 25.310.444,88	-\$ 24.782.953,84	-\$ 24.197.658,44	-\$ 23.560.005,76	-\$ 22.875.466,33
FF IVA	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
<b>FF Proyecto sin interés</b>	<b>\$ 5.561.843.262,96</b>	<b>\$ 5.695.047.336,64</b>	<b>\$ 5.722.485.593,03</b>	<b>\$ 5.836.429.056,83</b>	<b>\$ 5.938.772.803,18</b>	<b>\$ 6.029.659.236,48</b>	<b>\$ 6.102.536.801,13</b>	<b>\$ 6.175.675.164,03</b>	<b>\$ 6.231.517.508,68</b>

FF Proyecto US\$	\$ 35.700.097,33	\$ 34.615.810,20	\$ 33.016.367,08	\$ 32.037.267,68	\$ 31.082.940,94	\$ 30.154.190,83	\$ 29.219.167,73	\$ 28.364.795,48	\$ 27.505.900,97
Wacc	7,79%	7,42%	8,65%	9,15%	9,71%	10,32%	10,96%	11,60%	11,60%
Fondo a 2019	\$ 33.119.117,10	\$ 32.224.950,60	\$ 30.387.226,34	\$ 29.352.004,15	\$ 28.331.394,28	\$ 27.332.519,83	\$ 26.332.885,08	\$ 25.416.454,94	\$ 24.646.837,06

<b>VAN (USD)</b>	
<b>TIR</b>	

FF Prestamos US\$									
Bullet	-\$ 1,16	-\$ 1,16	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Aleman	-\$ 9,28	-\$ 8,12	-\$ 6,96	-\$ 5,80	-\$ 4,64	-\$ 3,48	-\$ 2,32	-\$ 1,16	\$ 0,00
<b>FF Prestamos</b>	<b>-10438312,5</b>	<b>-9278062,5</b>	<b>-6961500</b>	<b>-5801250</b>	<b>-4641000</b>	<b>-3480750</b>	<b>-2320500</b>	<b>-1160250</b>	<b>0</b>

FCFE	\$ 25.261.784,83	\$ 25.337.747,70	\$ 26.054.867,08	\$ 26.236.017,68	\$ 26.441.940,94	\$ 26.673.440,83	\$ 26.898.667,73	\$ 27.204.545,48	\$ 27.505.900,97
Wacc	7,79%	7,42%	8,65%	9,15%	9,71%	10,32%	10,96%	11,60%	11,60%
FF Prestamos a 2019	\$ 23.435.454,59	\$ 23.587.709,29	\$ 23.980.080,59	\$ 24.036.996,77	\$ 24.101.228,25	\$ 24.177.480,15	\$ 24.241.605,12	\$ 24.376.805,57	\$ 24.646.837,06

<b>VAN (USD)</b>	
<b>TOR</b>	

Período de repago	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
FF Proyecto a 2019 acumulado	-\$ 254.713,45	\$ 31.970.237,15	\$ 62.357.463,49	\$ 91.709.467,64	\$ 120.040.861,92	\$ 147.373.381,75	\$ 173.706.266,83	\$ 199.122.721,77	\$ 223.769.558,83

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Ingresos x Ventas	\$ 8.614.337.618,49	\$ 8.844.395.214,87	\$ 9.065.986.889,53	\$ 9.278.830.242,21	\$ 9.482.695.070,55	\$ 9.677.400.965,94	\$ 9.862.814.689,09	\$ 10.038.847.381,28	\$ 10.205.830.189,21	\$ 0,00
Variables	-\$ 172.286.752,37	-\$ 176.887.904,30	-\$ 181.319.737,79	-\$ 185.576.604,84	-\$ 189.653.901,41	-\$ 193.548.019,32	-\$ 197.256.293,78	-\$ 200.776.947,63	-\$ 204.116.603,78	\$ 0,00
Erogaciones Fijas	-\$ 397.877.424,11	-\$ 412.417.428,72	-\$ 427.495.978,54	-\$ 442.422.092,99	-\$ 457.176.624,87	-\$ 471.738.922,28	-\$ 486.090.160,97	-\$ 500.216.661,78	-\$ 514.099.832,48	\$ 0,00
IG	-\$ 1.637.516.737,17	-\$ 1.826.082.310,56	-\$ 2.014.472.478,84	-\$ 2.059.412.971,78	-\$ 2.103.193.379,99	-\$ 2.145.554.008,40	-\$ 2.185.772.106,64	-\$ 2.223.830.101,82	-\$ 2.263.123.327,38	\$ 0,00
Inversion en BU	\$ 0,00	\$ 0,00	-\$ 5.151.968,84	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	-\$ 5.721.421,76	\$ 0,00	\$ 5.435.163.798,12
Inversion en KT	-\$ 22.149.475,73	-\$ 21.387.383,11	-\$ 20.594.406,41	-\$ 19.775.594,34	-\$ 18.935.794,65	-\$ 18.079.628,51	-\$ 17.211.470,52	-\$ 16.339.219,09	\$ 88.143.067,90	\$ 850.485.849,10
FF IVA	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
FF Proyecto sin interés	\$ 6.384.507.229,10	\$ 6.407.620.188,18	\$ 6.416.952.319,10	\$ 6.571.642.978,25	\$ 6.713.735.369,63	\$ 6.848.480.387,42	\$ 6.976.484.657,18	\$ 7.091.963.029,20	\$ 7.312.633.493,44	\$ 6.285.649.647,22
FF Proyecto USD	\$ 27.130.679,09	\$ 26.258.046,72	\$ 25.399.557,37	\$ 25.163.542,51	\$ 24.905.892,47	\$ 24.648.119,00	\$ 24.392.858,57	\$ 24.120.603,24	\$ 24.221.980,46	\$ 20.820.253,48
Wacc	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%
Fondo a 2019	\$ 24.310.617,12	\$ 23.528.689,34	\$ 22.759.434,52	\$ 22.547.951,91	\$ 22.317.082,95	\$ 22.086.103,40	\$ 21.857.375,67	\$ 21.613.419,55	\$ 21.704.259,25	\$ 18.656.120,21
<b>VAN (USD)</b>										
<b>TIR</b>										
FF Prestamos USD										
Bullet	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Aleman	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
FF Prestamos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FCFE	\$ 27.130.679,09	\$ 26.258.046,72	\$ 25.399.557,37	\$ 25.163.542,51	\$ 24.905.892,47	\$ 24.648.119,00	\$ 24.392.858,57	\$ 24.120.603,24	\$ 24.221.980,46	\$ 20.820.253,48
Wacc	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	0,00%
FF Prestamos a 2019	\$ 24.310.617,12	\$ 23.528.689,34	\$ 22.759.434,52	\$ 22.547.951,91	\$ 22.317.082,95	\$ 22.086.103,40	\$ 21.857.375,67	\$ 21.613.419,55	\$ 21.704.259,25	\$ 20.820.253,48

*(Tabla 3.12: Flujo de fondos)*

# Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Activo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Activo</b>										
Caja	\$5,471,168.73	\$7,173,769.83	\$8,542,198.73	\$10,146,730.23	\$11,948,436.64	\$13,964,874.96	\$16,200,988.11	\$22,160,881.40	\$28,259,984.93	\$34,806,616.57
Cuentos y Ventas	\$514,460.20	\$966,864.14	\$1,599,421.00	\$2,467,300.00	\$3,614,616.64	\$5,097,518.04	\$6,877,518.04	\$9,000,000.00	\$11,512,500.00	\$14,360,000.00
Inventarios	\$22,487,830.70	\$22,487,830.70	\$22,487,830.70	\$22,487,830.70	\$22,487,830.70	\$22,487,830.70	\$22,487,830.70	\$22,487,830.70	\$22,487,830.70	\$22,487,830.70
Amortización Acum.	(\$11,321,035.12)	(\$12,596,860.95)	(\$13,882,086.53)	(\$15,078,122.33)	(\$16,190,307.50)	(\$17,240,816.60)	(\$18,230,807.61)	(\$19,162,800.00)	(\$20,038,300.00)	(\$20,861,000.00)
Cuentos por IVA	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Total Activo	\$17,588,424.44	\$17,611,313.96	\$17,887,213.96	\$18,187,266.71	\$18,170,681.50	\$18,969,681.50	\$19,969,681.50	\$20,000,000.00	\$20,000,000.00	\$20,000,000.00
<b>Pasivo</b>										
Deber		\$0.00		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ahorros	\$14,974,462.98	\$13,843,637.41	\$11,027,027.38	\$8,693,326.66	\$6,656,416.71	\$4,977,617.40	\$3,667,617.40	\$2,700,000.00	\$2,000,000.00	\$1,500,000.00
Total Pasivo	\$14,974,462.98	\$13,843,637.41	\$11,027,027.38	\$8,693,326.66	\$6,656,416.71	\$4,977,617.40	\$3,667,617.40	\$2,700,000.00	\$2,000,000.00	\$1,500,000.00
<b>Patrimonio Neto</b>										
Capital	\$8,320,000.00	\$8,320,000.00	\$8,320,000.00	\$8,320,000.00	\$8,320,000.00	\$8,320,000.00	\$8,320,000.00	\$8,320,000.00	\$8,320,000.00	\$8,320,000.00
Reserva	(\$5,708,038.14)	(\$1,867,034.94)	(\$1,564,834.09)	(\$1,379,939.68)	(\$1,302,961.94)	(\$1,270,200.96)	(\$1,240,969.22)	(\$1,210,000.00)	(\$1,178,500.00)	(\$1,145,997.17)
Total Patrimonio	\$2,611,961.86	\$4,452,965.06	\$6,755,165.91	\$6,940,060.32	\$7,017,038.06	\$7,049,799.04	\$7,079,030.78	\$7,109,999.99	\$7,141,502.83	\$7,174,002.83
<b>Activo</b>										
Caja	\$5,597,263.33	\$7,489,230,702.48	\$2,585,399,888.83	\$4,656,652,279.00	\$4,739,967,247.30	\$5,013,467,138.48	\$5,435,397,016.66	\$6,054,706,939.22	\$6,887,139,585.76	\$7,812,487,525.13
Cuentos y Ventas	\$0.00	\$0.00	\$37,612,934.00	\$75,948,777.76	\$109,768,287.34	\$142,679,956.44	\$187,188,339.59	\$246,679,425.31	\$320,775,295.69	\$408,775,295.69
Inventarios	\$1,708,781,975.59	\$2,475,199,462.69	\$2,475,199,462.69	\$2,475,199,462.69	\$2,475,199,462.69	\$2,475,199,462.69	\$2,475,199,462.69	\$2,475,199,462.69	\$2,475,199,462.69	\$2,475,199,462.69
Amortización Acum.	\$0.00	(\$90,188,088.78)	(\$1,341,981,334.96)	(\$2,993,979,551.15)	(\$4,844,365,773.33)	(\$6,884,365,773.33)	(\$9,150,681,790.07)	(\$11,665,647,437.48)	(\$14,430,967,212.12)	(\$17,450,672,335.37)
Cuentos por IVA	\$651,483,472.07	\$1,660,879,108.61	\$2,586,563,993.33	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Total Activo	\$9,437,560,000.00	\$27,515,108,175.00	\$26,585,217,346.83	\$24,651,438,994.29	\$23,790,909,224.80	\$22,822,687,462.13	\$22,023,241,502.73	\$21,411,394,352.61	\$21,032,389,406.23	\$20,786,818,922.83
<b>Pasivo</b>										
Deber		\$0.00		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ahorros	\$1,137,500,000.00	\$1,405,483,807.75	\$1,681,885,097.51	\$1,887,686,515.11	\$1,994,480,818.81	\$2,135,467,006.30	\$2,279,535,824.57	\$2,416,217,063.58	\$2,575,281,982.50	\$2,766,366,324.36
Total Pasivo	\$1,137,500,000.00	\$1,405,483,807.75	\$1,681,885,097.51	\$1,887,686,515.11	\$1,994,480,818.81	\$2,135,467,006.30	\$2,279,535,824.57	\$2,416,217,063.58	\$2,575,281,982.50	\$2,766,366,324.36
<b>Patrimonio Neto</b>										
Capital	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00
Reserva	\$0.00	(\$461,347,133.55)	(\$1,869,540,949.61)	(\$3,993,732,025.99)	(\$7,230,671,772.53)	(\$12,905,534,703.91)	(\$20,332,271,476.74)	(\$29,643,520,506.90)	(\$40,718,400,213.57)	(\$53,869,644,438.53)
Total Patrimonio	\$8,320,000,000.00	\$7,858,652,866.45	\$6,450,459,050.39	\$4,326,267,974.01	\$1,089,328,227.47	(\$1,586,266,676.44)	(\$12,012,943,274.27)	(\$21,323,516,443.42)	(\$32,393,118,231.07)	(\$45,549,644,114.17)
Total Activo + Pasivo	\$9,437,560,000.00	\$27,515,108,175.00	\$26,585,217,346.83	\$24,651,438,994.29	\$23,790,909,224.80	\$22,822,687,462.13	\$22,023,241,502.73	\$21,411,394,352.61	\$21,032,389,406.23	\$20,786,818,922.83

Activo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Activo</b>										
Caja	\$40,468,907,938.27	\$46,720,469,401.89	\$51,004,330,300.48	\$59,416,216,326.72	\$66,248,340,993.81	\$72,591,677,891.02	\$79,445,608,218.15	\$86,815,608,218.15	\$94,712,500,000.00	\$103,140,000,000.00
Cuentos y Ventas	\$755,483,807.46	\$772,235,853.52	\$790,024,589.21	\$805,400,000.00	\$823,901,224.09	\$843,576,615.11	\$864,485,848.30	\$885,640,000.00	\$909,000,000.00	\$932,500,000.00
Inventarios	\$22,508,171,415.15	\$22,508,171,415.15	\$22,508,171,415.15	\$22,508,171,415.15	\$22,508,171,415.15	\$22,508,171,415.15	\$22,508,171,415.15	\$22,508,171,415.15	\$22,508,171,415.15	\$22,508,171,415.15
Amortización Acum.	(\$22,041,205,945.96)	(\$22,118,620,912.11)	(\$22,222,028,878.26)	(\$22,362,400,844.40)	(\$22,462,865,805.59)	(\$22,490,498,869.23)	(\$22,578,179,912.00)	(\$22,625,000,000.00)	(\$22,650,000,000.00)	(\$22,675,000,000.00)
Cuentos por IVA	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Total Activo	\$41,691,372,188.92	\$47,870,485,762.45	\$51,480,880,430.00	\$60,418,386,988.37	\$67,176,547,832.08	\$73,848,882,686.71	\$80,419,997,176.06	\$86,815,608,218.15	\$94,712,500,000.00	\$103,140,000,000.00
<b>Pasivo</b>										
Deber		\$0.00		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ahorros	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Total Pasivo	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
<b>Patrimonio Neto</b>										
Capital	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00	\$8,320,000,000.00
Reserva	\$13,371,372,188.92	\$39,580,485,762.45	\$43,160,880,430.00	\$52,098,386,988.37	\$58,858,547,832.08	\$65,528,882,686.71	\$72,099,997,176.06	\$78,495,608,218.15	\$86,392,500,000.00	\$94,820,000,000.00
Total Patrimonio	\$41,691,372,188.92	\$47,870,485,762.45	\$51,480,880,430.00	\$60,418,386,988.37	\$67,176,547,832.08	\$73,848,882,686.71	\$80,419,997,176.06	\$86,815,608,218.15	\$94,712,500,000.00	\$103,140,000,000.00

(Tabla 3.13: Balance)

# Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Análisis caja por d p	2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027	
	Cap Inicial	Data Caja	Cap Inicial	Data Caja	Cap Inicial	Data Caja	Cap Inicial	Data Caja	Cap Inicial	Data Caja	Cap Inicial	Data Caja	Cap Inicial	Data Caja	Cap Inicial	Data Caja	Cap Inicial	Data Caja
	\$ 0.00	\$ 1.137.500.000,00	\$ 0.00	\$ 1.137.500.000,00	\$ 19.676.333.308,55	\$ 18.538.933.308,55	\$ 21.694.757.610,90	\$ 20.018.404.302,33	\$ 22.787.008.990,24	\$ 21.092.891.379,33	\$ 22.741.181.002,42	\$ 22.741.181.002,42	\$ 22.495.207.933,04	\$ 22.035.513.009,47	\$ 22.035.513.009,47	\$ 21.350.710.159,51	\$ 20.430.649.727,80	\$ 19.589.912.491,10
	\$ 1.137.500.000,00	\$ 1.137.500.000,00	\$ 18.538.933.308,55	\$ 18.538.933.308,55	\$ 21.694.757.610,90	\$ 20.018.404.302,33	\$ 22.787.008.990,24	\$ 21.092.891.379,33	\$ 22.741.181.002,42	\$ 22.741.181.002,42	\$ 22.495.207.933,04	\$ 22.035.513.009,47	\$ 22.035.513.009,47	\$ 21.350.710.159,51	\$ 20.430.649.727,80	\$ 19.589.912.491,10	\$ 18.651.500.000,00	\$ 17.713.000.000,00
	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 461.247.133,55	\$ 461.247.133,55	\$ 3.398.293.131,41	\$ 3.398.293.131,41	\$ 2.343.241.790,99	\$ 2.343.241.790,99	\$ 1.077.899.746,58	\$ 1.077.899.746,58	\$ 1.271.652.398,39	\$ 1.271.652.398,39	\$ 339.747.305,83	\$ 339.747.305,83	\$ 339.747.305,83	\$ 339.747.305,83	\$ 339.747.305,83	\$ 339.747.305,83
	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 7.838.752.990,45	\$ 7.838.752.990,45	\$ 4.470.459.735,04	\$ 4.470.459.735,04	\$ 2.127.217.974,05	\$ 2.127.217.974,05	\$ 1.049.328.227,47	\$ 1.049.328.227,47	\$ 327.475.829,09	\$ 327.475.829,09	\$ 327.475.829,09	\$ 327.475.829,09	\$ 327.475.829,09	\$ 327.475.829,09	\$ 327.475.829,09	\$ 327.475.829,09
	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 3.990.241.696,67	\$ 3.990.241.696,67	\$ 26.046.893.472,32	\$ 26.046.893.472,32	\$ 23.629.817.493,11	\$ 23.629.817.493,11	\$ 20.258.174.699,30	\$ 20.258.174.699,30	\$ 19.030.542.082,50	\$ 19.030.542.082,50	\$ 17.809.216.643,65	\$ 17.809.216.643,65	\$ 17.809.216.643,65	\$ 17.809.216.643,65	\$ 17.809.216.643,65	\$ 17.809.216.643,65
	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 2.185.643.306,85	\$ 2.185.643.306,85	\$ 2.416.067.987,41	\$ 2.416.067.987,41	\$ 3.371.642.795,81	\$ 3.371.642.795,81	\$ 1.227.632.606,80	\$ 1.227.632.606,80	\$ 1.221.325.438,94	\$ 1.221.325.438,94	\$ 1.221.325.438,94	\$ 1.221.325.438,94	\$ 1.221.325.438,94	\$ 1.221.325.438,94	\$ 1.221.325.438,94	\$ 1.221.325.438,94
	\$ 3.990.241.696,67	\$ 3.990.241.696,67	\$ 26.046.893.472,32	\$ 26.046.893.472,32	\$ 23.629.817.493,11	\$ 23.629.817.493,11	\$ 20.258.174.699,30	\$ 20.258.174.699,30	\$ 19.030.542.082,50	\$ 19.030.542.082,50	\$ 17.809.216.643,65	\$ 17.809.216.643,65	\$ 17.809.216.643,65	\$ 17.809.216.643,65	\$ 17.809.216.643,65	\$ 17.809.216.643,65	\$ 17.809.216.643,65	\$ 17.809.216.643,65
	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 5.597.258.333,33	\$ 5.597.258.333,33	\$ 1.469.220.702,48	\$ 1.469.220.702,48	\$ 2.335.399.860,83	\$ 2.335.399.860,83	\$ 4.656.652.275,00	\$ 4.656.652.275,00	\$ 4.759.967.147,39	\$ 4.759.967.147,39	\$ 5.013.467.118,48	\$ 5.433.309.091,66	\$ 5.433.309.091,66	\$ 6.054.706.659,22	\$ 6.054.706.659,22	\$ 6.054.706.659,22
	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 4.128.037.630,85	\$ 4.128.037.630,85	\$ 1.066.179.158,34	\$ 1.066.179.158,34	\$ 2.121.252.414,17	\$ 2.121.252.414,17	\$ 103.314.872,40	\$ 103.314.872,40	\$ 253.469.971,09	\$ 253.469.971,09	\$ 421.841.973,18	\$ 619.397.987,36	\$ 619.397.987,36	\$ 632.412.628,54	\$ 632.412.628,54	\$ 632.412.628,54
	\$ 5.597.258.333,33	\$ 5.597.258.333,33	\$ 1.469.220.702,48	\$ 1.469.220.702,48	\$ 2.335.399.860,83	\$ 2.335.399.860,83	\$ 4.656.652.275,00	\$ 4.656.652.275,00	\$ 4.759.967.147,39	\$ 4.759.967.147,39	\$ 5.013.467.118,48	\$ 5.433.309.091,66	\$ 5.433.309.091,66	\$ 6.054.706.659,22	\$ 6.054.706.659,22	\$ 6.054.706.659,22	\$ 6.054.706.659,22	\$ 6.054.706.659,22

Análisis caja por d p	2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036	
	Cap Inicial	Data Caja																
	\$ 20.430.649.727,80	\$ 19.286.463.331,76	\$ 14.971.462.596,76	\$ 13.143.637.411,22	\$ 11.002.023.398,24	\$ 8.693.326.769,60	\$ 6.065.489.733,26	\$ 3.167.617.310,40	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
	\$ 19.286.463.331,76	\$ 14.971.462.596,76	\$ 13.143.637.411,22	\$ 11.002.023.398,24	\$ 8.693.326.769,60	\$ 6.065.489.733,26	\$ 3.167.617.310,40	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
	\$ 661.539.769,43	\$ 1.470.335.571,07	\$ 2.611.960.850,34	\$ 4.467.965.803,35	\$ 6.735.165.991,61	\$ 9.459.939.961,49	\$ 12.702.200.991,94	\$ 16.402.390.522,57	\$ 20.600.858.769,22	\$ 25.314.950.648,02	\$ 30.808.281.000,46	\$ 37.000.159.960,63	\$ 43.898.498.246,65	\$ 50.644.081.878,80	\$ 57.314.950.648,02	\$ 63.898.498.246,65	\$ 70.400.159.960,63	\$ 76.808.281.000,46
	\$ 668.615.802,64	\$ 1.470.335.571,07	\$ 2.611.960.850,34	\$ 4.467.965.803,35	\$ 6.735.165.991,61	\$ 9.459.939.961,49	\$ 12.702.200.991,94	\$ 16.402.390.522,57	\$ 20.600.858.769,22	\$ 25.314.950.648,02	\$ 30.808.281.000,46	\$ 37.000.159.960,63	\$ 43.898.498.246,65	\$ 50.644.081.878,80	\$ 57.314.950.648,02	\$ 63.898.498.246,65	\$ 70.400.159.960,63	\$ 76.808.281.000,46
	\$ 14.145.069.910,47	\$ 12.923.331.397,70	\$ 11.710.255.160,41	\$ 10.487.833.364,74	\$ 9.265.064.620,51	\$ 8.041.867.394,85	\$ 6.818.244.750,60	\$ 5.605.103.236,81	\$ 4.379.889.800,11	\$ 3.154.069.187,81	\$ 1.922.421.795,67	\$ 719.076.237,29	\$ 219.076.237,29	\$ 122.421.795,67	\$ 22.421.795,67	\$ 22.421.795,67	\$ 22.421.795,67	\$ 22.421.795,67
	\$ 1.221.738.512,77	\$ 1.213.076.237,29	\$ 1.222.421.795,67	\$ 1.222.421.795,67	\$ 1.222.421.795,67	\$ 1.222.421.795,67	\$ 1.222.421.795,67	\$ 1.222.421.795,67	\$ 1.222.421.795,67	\$ 1.222.421.795,67	\$ 1.222.421.795,67	\$ 1.222.421.795,67	\$ 1.222.421.795,67	\$ 1.222.421.795,67	\$ 1.222.421.795,67	\$ 1.222.421.795,67	\$ 1.222.421.795,67	\$ 1.222.421.795,67
	\$ 12.923.331.397,70	\$ 11.710.255.160,41	\$ 10.487.833.364,74	\$ 9.265.064.620,51	\$ 8.041.867.394,85	\$ 6.818.244.750,60	\$ 5.605.103.236,81	\$ 4.379.889.800,11	\$ 3.154.069.187,81	\$ 1.922.421.795,67	\$ 719.076.237,29	\$ 219.076.237,29	\$ 122.421.795,67	\$ 22.421.795,67	\$ 22.421.795,67	\$ 22.421.795,67	\$ 22.421.795,67	\$ 22.421.795,67
	\$ 0.897.119.595,76	\$ 7.813.487.525,13	\$ 5.873.168.293,69	\$ 7.123.769.849,82	\$ 8.542.146.769,34	\$ 10.145.379.336,23	\$ 11.949.436.914,60	\$ 13.964.874.596,16	\$ 16.220.968.969,11	\$ 18.620.968.969,11	\$ 21.068.968.969,11	\$ 23.598.968.969,11	\$ 26.213.968.969,11	\$ 28.913.968.969,11	\$ 31.698.968.969,11	\$ 34.553.968.969,11	\$ 37.478.968.969,11	\$ 40.463.968.969,11
	\$ 808.367.939,36	\$ 1.940.319.231,43	\$ 1.250.801.556,13	\$ 1.418.376.919,52	\$ 1.603.232.966,89	\$ 1.804.057.578,37	\$ 2.015.437.681,56	\$ 2.236.094.372,95	\$ 2.469.912.491,10	\$ 2.715.437.681,56	\$ 2.979.912.491,10	\$ 3.254.912.491,10	\$ 3.549.912.491,10	\$ 3.854.912.491,10	\$ 4.169.912.491,10	\$ 4.494.912.491,10	\$ 4.829.912.491,10	\$ 5.174.912.491,10
	\$ 7.813.487.525,13	\$ 5.873.168.293,69	\$ 7.123.769.849,82	\$ 8.542.146.769,34	\$ 10.145.379.336,23	\$ 11.949.436.914,60	\$ 13.964.874.596,16	\$ 16.220.968.969,11	\$ 18.620.968.969,11	\$ 21.068.968.969,11	\$ 23.598.968.969,11	\$ 26.213.968.969,11	\$ 28.913.968.969,11	\$ 31.698.968.969,11	\$ 34.553.968.969,11	\$ 37.478.968.969,11	\$ 40.463.968.969,11	\$ 43.478.968.969,11

# Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

	2007		2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		
	Caja Inicial	Caja Final	Caja Inicial	Caja Final	Caja Inicial	Caja Final	Caja Inicial	Caja Final	Caja Inicial	Caja Final											
Análisis caja por A/P	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
Análisis caja por A/IN	\$ 25.314.950.646,02	\$ 30.188.119.085,17	\$ 35.047.110.364,24	\$ 41.691.372.318,92	\$ 47.870.456.762,45	\$ 54.180.880.430,60	\$ 60.618.368.983,97	\$ 67.176.947.832,08	\$ 73.848.882.665,71	\$ 80.639.097.176,08	\$ 87.548.882.665,71	\$ 94.557.506.553,37	\$ 101.586.160.548,70	\$ 108.726.647.832,08	\$ 115.976.947.832,08	\$ 123.327.208.832,70	\$ 130.877.506.553,37	\$ 138.527.208.832,70	\$ 146.276.947.832,08	\$ 154.026.647.832,08	\$ 161.776.160.548,70
	\$ 4.873.169.037,15	\$ 5.458.990.069,07	\$ 6.044.261.964,68	\$ 6.629.523.443,53	\$ 7.214.784.922,38	\$ 7.800.046.401,23	\$ 8.385.308.880,08	\$ 8.970.571.358,93	\$ 9.555.833.837,78	\$ 10.141.096.316,63	\$ 10.726.358.795,48	\$ 11.311.623.274,33	\$ 11.896.885.753,18	\$ 12.482.148.231,93	\$ 13.067.412.689,68	\$ 13.652.677.168,53	\$ 14.237.941.647,38	\$ 14.813.206.105,13	\$ 15.388.475.062,88	\$ 15.943.239.518,43	\$ 16.498.003.974,18
	\$ 30.188.119.085,17	\$ 35.646.109.154,24	\$ 41.691.372.318,92	\$ 47.870.456.762,45	\$ 54.180.880.430,60	\$ 60.618.368.983,97	\$ 67.176.947.832,08	\$ 73.848.882.665,71	\$ 80.639.097.176,08	\$ 87.548.882.665,71	\$ 94.557.506.553,37	\$ 101.586.160.548,70	\$ 108.726.647.832,08	\$ 115.976.947.832,08	\$ 123.327.208.832,70	\$ 130.877.506.553,37	\$ 138.527.208.832,70	\$ 146.276.947.832,08	\$ 154.026.647.832,08	\$ 161.776.160.548,70	
Análisis caja por A/Mejoras sin capitalizar	\$ 3.194.069.187,81	\$ 1.280.524.774,21	\$ 1.280.493.797,01	\$ 1.222.464.380,65	\$ 1.149.796.380,56	\$ 1.076.360.130,11	\$ 1.002.170.655,25	\$ 927.208.832,70	\$ 867.204.774,69	\$ 807.204.774,69	\$ 747.200.718,69	\$ 687.196.663,69	\$ 627.188.552,69	\$ 567.180.441,69	\$ 507.172.330,69	\$ 447.164.219,69	\$ 387.156.108,69	\$ 327.147.997,69	\$ 267.139.886,69	\$ 207.131.775,69	\$ 147.123.664,69
	\$ 1.225.544.413,60	\$ 648.030.977,19	\$ 58.029.416,36	\$ 72.678.020,09	\$ 73.426.230,45	\$ 74.189.474,96	\$ 74.942.719,47	\$ 75.695.963,98	\$ 76.449.208,49	\$ 77.202.452,99	\$ 77.955.697,50	\$ 78.708.941,99	\$ 79.462.185,50	\$ 80.215.429,99	\$ 80.968.674,50	\$ 81.721.918,99	\$ 82.475.163,50	\$ 83.228.407,99	\$ 83.981.652,50	\$ 84.734.897,00	
	\$ -1.928.524.774,21	\$ -1.280.493.797,01	\$ -1.222.464.380,65	\$ -1.149.796.380,56	\$ -1.076.360.130,11	\$ -1.002.170.655,25	\$ -927.208.832,70	\$ -867.204.774,69	\$ -807.204.774,69	\$ -747.200.718,69	\$ -687.196.663,69	\$ -627.188.552,69	\$ -567.180.441,69	\$ -507.172.330,69	\$ -447.164.219,69	\$ -387.156.108,69	\$ -327.147.997,69	\$ -267.139.886,69	\$ -207.131.775,69	\$ -147.123.664,69	
Análisis de toda caja	\$ 22.900.881.460,22	\$ 28.289.594.910,96	\$ 34.966.616.957,23	\$ 40.468.907.938,27	\$ 46.720.098.401,89	\$ 53.104.520.300,49	\$ 59.616.216.328,73	\$ 66.248.340.999,38	\$ 72.981.677.891,02	\$ 79.815.010.342,66	\$ 86.748.342.894,30	\$ 93.770.675.346,04	\$ 100.882.007.897,78	\$ 108.064.340.350,02	\$ 115.326.672.801,76	\$ 122.678.985.253,50	\$ 130.121.297.705,24	\$ 137.655.610.157,00	\$ 145.279.922.608,74	\$ 152.894.235.062,48	\$ 160.508.547.517,22
	\$ 6.098.713.460,75	\$ 6.107.021.646,26	\$ 6.102.291.381,04	\$ 6.251.701.463,62	\$ 6.383.830.898,60	\$ 6.511.066.028,24	\$ 6.633.124.670,65	\$ 6.732.336.891,04	\$ 6.808.500.327,42	\$ 6.868.900.849,10	\$ 6.918.412.376,78	\$ 6.958.023.904,46	\$ 6.987.735.432,20	\$ 7.007.547.959,94	\$ 7.017.460.487,68	\$ 7.017.375.015,42	\$ 7.017.289.563,16	\$ 7.017.204.090,70	\$ 7.017.118.618,24	\$ 7.017.033.145,78	
	\$ 28.289.594.910,96	\$ 34.396.616.957,23	\$ 40.468.907.938,27	\$ 46.720.098.401,89	\$ 53.104.520.300,49	\$ 59.616.216.328,73	\$ 66.248.340.999,38	\$ 72.981.677.891,02	\$ 79.815.010.342,66	\$ 86.748.342.894,30	\$ 93.770.675.346,04	\$ 100.882.007.897,78	\$ 108.064.340.350,02	\$ 115.326.672.801,76	\$ 122.678.985.253,50	\$ 130.121.297.705,24	\$ 137.655.610.157,00	\$ 145.279.922.608,74	\$ 152.894.235.062,48	\$ 160.508.547.517,22	

(Tablas 3.15. Caja)

# Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Activo	346.5	342,004,180	277,497,92	234,707,5	204,705,17	187,016,81	169,072,489	154,698,428	142,928,004	133,104,616	106,876,	101,616,42	97,747,867	95,190,326	93,866,759	91,707,643
Deuda	\$ 17,90	\$ 17,90	\$ 17,90	\$ 17,90	\$ 17,90	\$ 17,90	\$ 17,90	\$ 17,90	\$ 17,90	\$ 17,90	\$ 17,90	\$ 17,90	\$ 17,90	\$ 17,90	\$ 17,90	\$ 17,90
Interes	\$ 1,54	\$ 1,54	\$ 1,54	\$ 1,54	\$ 1,54	\$ 1,54	\$ 1,54	\$ 1,54	\$ 1,54	\$ 1,54	\$ 1,54	\$ 1,54	\$ 1,54	\$ 1,54	\$ 1,54	\$ 1,54
Amortización	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
DVA	0,0027	0,05108	0,0513	0,07466	0,08385	0,0957	0,10351	0,11326	0,12246	0,13148	0,13974	0,14736	0,15432	0,16062	0,16626	0,17124
Almoran																
Amortización																
Deuda	\$ 227,90	\$ 212,39	\$ 197,17	\$ 182,00	\$ 168,00	\$ 155,17	\$ 143,67	\$ 133,50	\$ 124,33	\$ 116,17	\$ 108,87	\$ 102,43	\$ 96,87	\$ 91,19	\$ 86,33	\$ 81,17
Interes	\$ 23,21	\$ 21,66	\$ 20,11	\$ 18,66	\$ 17,22	\$ 15,87	\$ 14,67	\$ 13,52	\$ 12,52	\$ 11,68	\$ 10,89	\$ 10,23	\$ 9,69	\$ 9,19	\$ 8,74	\$ 8,30
DVA	0,05402	0,12612	0,18059	0,27048	0,37027	0,47051	0,57343	0,67894	0,77819	0,87143	0,95806	1,03849	1,11209	1,17920	1,23938	1,29311
WACC	8,72%	8,29%	7,91%	7,51%	7,14%	6,81%	6,51%	6,24%	6,00%	5,79%	5,61%	5,45%	5,31%	5,19%	5,09%	5,00%

(Tablas 3.16: Préstamos)

Año	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Activo	94,6194756	111,740122	139,28307	146,07974	165,02268	183,30123	200,904895	238,169452	284,878755	351,188765	267,304683
Deuda	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Interes	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Amortización	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
DVA	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Almoran											
Amortización	\$ 15,17	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Deuda	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Interes	\$ 1,55	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
DVA	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
WACC	11,80%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%	11,60%

## Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Produce SI/No	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Credito Fiscal Año Anterior	no	no	si	si	si	si	si	si	si	si
Credito Fiscal Año Anterior	\$ 0.00	-\$ 651,458,471.07	-\$ 3,660,875,108.61	-\$ 2,158,556,393.33	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
IVA Inversion	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si
IVA Inversion	-\$ 651,458,471.07	-\$ 3,009,416,637.53	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	-\$ 1,129,584.66	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Recupero IVA Inversion	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 651,458,471.07	\$ 3,009,416,637.53	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
IVA Ventas	no	si	si	si	si	si	si	si	si	si
IVA Ventas	\$ 0.00	\$ 850,860,244.20	\$ 1,502,318,715.27	\$ 3,956,807,557.48	\$ 1,007,265,160.79	\$ 1,066,543,905.57	\$ 1,128,338,285.51	\$ 1,189,052,911.86	\$ 1,249,616,151.78	\$ 1,309,833,745.13
IVA Diferencia	no	si	si	si	si	si	si	si	si	si
IVA Diferencia	-\$ 651,458,471.07	-\$ 3,009,416,637.53	\$ 1,502,318,715.27	\$ 3,956,807,557.48	\$ 1,007,265,160.79	\$ 1,066,543,905.57	\$ 1,128,338,285.51	\$ 1,189,052,911.86	\$ 1,249,616,151.78	\$ 1,309,833,745.13
Debito Fiscal	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si
Debito Fiscal	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 1,502,318,715.27	\$ 3,956,807,557.48	\$ 1,007,265,160.79	\$ 1,066,543,905.57	\$ 1,128,338,285.51	\$ 1,189,052,911.86	\$ 1,249,616,151.78	\$ 1,309,833,745.13
Credito Fiscal	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si
Credito Fiscal	-\$ 651,458,471.07	-\$ 3,009,416,637.53	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Credito Fiscal Accum	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si
Credito Fiscal Accum	-\$ 651,458,471.07	-\$ 3,660,875,108.61	-\$ 2,158,556,393.33	-\$ 2,158,556,393.33	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Pago AFIP	no	si	si	si	si	si	si	si	si	si
Pago AFIP	\$ 0.00	-\$ 651,458,471.07	-\$ 3,660,875,108.61	-\$ 2,158,556,393.33	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Credito Fiscal Final	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si
Credito Fiscal Final	-\$ 651,458,471.07	-\$ 3,009,416,637.53	\$ 1,502,318,715.27	\$ 2,158,556,393.33	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
FF IVA	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si
FF IVA	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00

Produce SI/No	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Credito Fiscal Año Anterior	si									
Credito Fiscal Año Anterior	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
IVA Inversion	si									
IVA Inversion	-\$ 1,522,844.26	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	-\$ 1,933,193.02	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Recupero IVA Inversion	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
IVA Ventas	si									
IVA Ventas	\$ 1,369,519,727.88	\$ 1,428,497,567.36	\$ 1,486,601,096.45	\$ 1,543,675,252.36	\$ 1,599,576,629.02	\$ 1,654,173,854.24	\$ 1,707,347,804.61	\$ 1,758,991,672.46	\$ 1,809,010,889.88	\$ 1,857,322,995.12
IVA Diferencia	si									
IVA Diferencia	\$ 1,367,996,883.62	\$ 1,428,497,567.36	\$ 1,486,601,096.45	\$ 1,543,675,252.36	\$ 1,599,576,629.02	\$ 1,652,240,661.22	\$ 1,707,347,804.61	\$ 1,758,991,672.46	\$ 1,809,010,889.88	\$ 1,857,322,995.12
Debito Fiscal	si									
Debito Fiscal	\$ 1,367,996,883.62	\$ 1,428,497,567.36	\$ 1,486,601,096.45	\$ 1,543,675,252.36	\$ 1,599,576,629.02	\$ 1,652,240,661.22	\$ 1,707,347,804.61	\$ 1,758,991,672.46	\$ 1,809,010,889.88	\$ 1,857,322,995.12
Credito Fiscal Accum	no	si								
Credito Fiscal Accum	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Pago AFIP	si									
Pago AFIP	\$ 1,367,996,883.62	\$ 1,428,497,567.36	\$ 1,486,601,096.45	\$ 1,543,675,252.36	\$ 1,599,576,629.02	\$ 1,652,240,661.22	\$ 1,707,347,804.61	\$ 1,758,991,672.46	\$ 1,809,010,889.88	\$ 1,857,322,995.12
Credito Fiscal Final	si									
Credito Fiscal Final	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
FF IVA	si									
FF IVA	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00

Produce SI/No	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Credito Fiscal Año Anterior	si							
Credito Fiscal Año Anterior	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
IVA Inversion	si							
IVA Inversion	-\$ 2,338,488.92	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	-\$ 2,721,516.37	\$ 0.00	\$ 0.00
Recupero IVA Inversion	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
IVA Ventas	si							
IVA Ventas	\$ 1,903,857,246.80	\$ 1,948,554,350.87	\$ 1,991,365,964.82	\$ 2,032,254,202.85	\$ 2,071,191,084.71	\$ 2,108,157,950.07	\$ 2,143,224,339.73	\$ 2,179,191,084.71
IVA Diferencia	si							
IVA Diferencia	\$ 1,901,518,757.88	\$ 1,948,554,350.87	\$ 1,991,365,964.82	\$ 2,032,254,202.85	\$ 2,071,191,084.71	\$ 2,105,436,433.70	\$ 2,143,224,339.73	\$ 2,179,191,084.71
Debito Fiscal	si							
Debito Fiscal	\$ 1,901,518,757.88	\$ 1,948,554,350.87	\$ 1,991,365,964.82	\$ 2,032,254,202.85	\$ 2,071,191,084.71	\$ 2,105,436,433.70	\$ 2,143,224,339.73	\$ 2,179,191,084.71
Credito Fiscal Accum	no	si						
Credito Fiscal Accum	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Pago AFIP	si							
Pago AFIP	\$ 1,901,518,757.88	\$ 1,948,554,350.87	\$ 1,991,365,964.82	\$ 2,032,254,202.85	\$ 2,071,191,084.71	\$ 2,105,436,433.70	\$ 2,143,224,339.73	\$ 2,179,191,084.71
Credito Fiscal Final	si							
Credito Fiscal Final	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
FF IVA	si							
FF IVA	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00

(Tabla 3.17: Impuesto al Valor Agregado)

# Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Producto S/No	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Credito Fiscal Año Anterior	no	si								
Credito Fiscal Año Anterior	\$ 0.00	-5.651.458.471,07	-5.3.660.875.108,61	-5.2.158.556.393,33	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
IVA Inversion	-5.651.458.471,07	-5.3.009.416.637,53	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	-5.1.129.584,66	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Resumen IVA Inversion	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 653.458.471,07	\$ 3.009.416.637,53	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
IVA Diferencia	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 550.860.244,20	\$ 947.390.919,95	\$ 1.007.285.160,79	\$ 1.067.673.490,23	\$ 1.128.338.285,51	\$ 1.189.052.911,86	\$ 1.249.616.151,78	\$ 1.309.833.745,13
Credito Fiscal	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 1.502.338.715,27	\$ 3.956.807.557,48	\$ 1.007.285.160,79	\$ 1.068.543.905,57	\$ 1.128.338.285,51	\$ 1.189.052.911,86	\$ 1.249.616.151,78	\$ 1.309.833.745,13
Credito Fiscal Acum	-5.651.458.471,07	-5.3.009.416.637,53	-5.651.458.471,07	-5.2.158.556.393,33	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Pago ATP	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Credito Fiscal Final	-5.651.458.471,07	-5.3.660.875.108,61	-5.2.158.556.393,33	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
FF IVA	\$ 0.00	\$ 1.502.338.715,27	\$ 2.158.556.393,33	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00

Producto S/No	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Credito Fiscal Año Anterior	si									
Credito Fiscal Año Anterior	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
IVA Inversion	-5.1.522.844,26	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	-5.1.933.193,02	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Resumen IVA Inversion	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
IVA Diferencia	\$ 1.369.519.277,98	\$ 1.428.497.567,36	\$ 1.486.601.096,45	\$ 1.543.675.292,36	\$ 1.598.576.629,02	\$ 1.654.173.854,24	\$ 1.707.347.804,61	\$ 1.758.991.672,46	\$ 1.809.010.899,88	\$ 1.857.322.995,12
Credito Fiscal	\$ 1.367.996.883,62	\$ 1.428.497.567,36	\$ 1.486.601.096,45	\$ 1.543.675.292,36	\$ 1.598.576.629,02	\$ 1.653.240.661,22	\$ 1.707.347.804,61	\$ 1.758.991.672,46	\$ 1.809.010.899,88	\$ 1.857.322.995,12
Credito Fiscal Acum	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Pago ATP	\$ 1.367.996.883,62	\$ 1.428.497.567,36	\$ 1.486.601.096,45	\$ 1.543.675.292,36	\$ 1.598.576.629,02	\$ 1.653.240.661,22	\$ 1.707.347.804,61	\$ 1.758.991.672,46	\$ 1.809.010.899,88	\$ 1.857.322.995,12
Credito Fiscal Final	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
FF IVA	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00

Producto S/No	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Credito Fiscal Año Anterior	si							
Credito Fiscal Año Anterior	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
IVA Inversion	-5.2.338.488,92	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	-5.2.172.516,37	\$ 0.00	\$ 0.00
Resumen IVA Inversion	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
IVA Diferencia	\$ 1.903.807.240,80	\$ 1.908.534.300,87	\$ 1.981.303.964,82	\$ 2.032.234.202,85	\$ 2.071.191.084,71	\$ 2.108.337.990,07	\$ 2.143.228.339,73	\$ 2.176.430.339,73
Credito Fiscal	\$ 1.901.518.757,88	\$ 1.908.534.300,87	\$ 1.981.303.964,82	\$ 2.032.234.202,85	\$ 2.071.191.084,71	\$ 2.108.337.990,07	\$ 2.143.228.339,73	\$ 2.176.430.339,73
Credito Fiscal Acum	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Pago ATP	\$ 1.901.518.757,88	\$ 1.908.534.300,87	\$ 1.981.303.964,82	\$ 2.032.234.202,85	\$ 2.071.191.084,71	\$ 2.108.337.990,07	\$ 2.143.228.339,73	\$ 2.176.430.339,73
Credito Fiscal Final	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
FF IVA	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00

(Tabla 3.17: Impuesto al Valor Agregado)

# Estudio y evaluación de una planta solar fotovoltaica

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Check	No	No	No	No	No	No	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	No	No	No	No
Quebrante Año	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 130.311.783,39	\$ 84.207.282,85	\$ 985.810.440,25	\$ 208.472.485,64	\$ 180.483.099,60	\$ 84.916.825,46	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
IG	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 207.114,76	\$ 132.741.393,83	\$ 252.280.562,53	\$ 380.535.095,76
USO							\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 207.114,76	\$ 132.741.393,83	\$ 111.947.114,76

(Tablas 3.18: Quebrantos)

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Check	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
Quebrante Año	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
IG	\$ 681.907.987,55	\$ 775.630.271,34	\$ 926.125.461,24	\$ 1.082.611.714,14	\$ 1.246.561.800,23	\$ 1.432.658.634,94	\$ 1.584.307.088,35	\$ 1.637.535.737,17	\$ 1.826.082.310,56	\$ 2.004.472.478,84	\$ 2.039.412.971,78
USO	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00

Año	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Check	No	No	No	No	No	No
Quebrante Año	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
IG	\$ 2.059.412.971,78	\$ 2.103.139.379,99	\$ 2.145.554.008,40	\$ 2.185.772.106,64	\$ 2.223.830.101,82	\$ 2.263.123.327,39
USO	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00