



Proyecto Final de
Ingeniería Industrial

**DESARROLLO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE
LÁMINAS DELGADAS**

Autores

Abraham, Nicolás
Ceriotto, Marco

Docente Guía

M. Ing. Claudio Jorge Rancán
Coordinador Administrativo
Depto. de Ingeniería Industrial

Instituto Tecnológico de Buenos Aires

Agradecimientos:

El desarrollo de este trabajo fue posible gracias a la ayuda y colaboración de varias personas.

Entre ellos queremos agradecer especialmente al Profesor Leopoldo De Bernárdez, al Profesor Julio Álvarez, y al equipo que llevó adelante la evaluación del proyecto de inversión “Desarrollo, construcción, operación y comercialización de un parque eólico de 50 MW en la República Argentina”: Ing. Alan Bublath, Ing. Diego Casabe, Ing. Juan Martín Mascarenhas e Ing. Joaquín Romero, por su colaboración y ayuda en este proyecto final de ingeniería industrial.

También queremos agradecer enormemente a nuestras familias por la ayuda y soporte brindado durante la elaboración de este trabajo, al igual que durante toda nuestra carrera.

Nicolás Abraham y Marco Ceriotto

Abstract

En este trabajo se desarrolla un estudio de factibilidad centrado en la implementación de una central solar fotovoltaica para generación eléctrica utilizando tecnología de láminas delgadas, en un techo de grandes dimensiones en la República Argentina. El proyecto se encuentra enmarcado en el sector de la energía, mercado que se caracteriza por un alto nivel de regulación e intervención estatal, y dentro de este sector el proyecto se ubica en el área de las renovables. Se analizan las características del mercado nacional y sus perspectivas de desarrollo, para luego profundizar en un estudio de la tecnología CIGS y en el dimensionamiento de la central solar fotovoltaica, incluyendo los equipos auxiliares necesarios para su funcionamiento. Finalmente se realizará un estudio económico-financiero para evaluar la viabilidad económica del proyecto. La conclusión de este trabajo muestra que el uso de tecnología flexible CIGS en techos industriales metálicos de gran escala no presenta un ahorro significativo en costos de infraestructura que logre contrarrestar su alto costo, en comparación con otras tecnologías fotovoltaicas.

Conceptos claves:

Mercado energético argentino, política energética, energía solar, energías alternativas, planta solar fotovoltaica, GENREN, tecnología solar CIGS.

Abstract

This paper develops a feasibility study focused on the implementation of a solar photovoltaic power plant, using thin film technology in a large roof in Argentina. The project belongs to the energy sector, a market that is characterized by a high level of regulation and state intervention; within this area, the project is located in the renewable energies sector. The characteristics of the domestic market and its development prospects are studied, to then delve into a CIGS technology study and the sizing of the PV plant, including auxiliary equipment needed for operation. Finally, an economic-financial study is presented to assess the economic viability of the project. The conclusion reached shows that the use of flexible CIGS technology in large industrial metal roofs does not present significant savings in infrastructure costs in order to counteract its high cost, compared to other PV technologies.

Key concepts:

Argentine energy market, energy policy, solar energy, alternative energy, solar power plant, GENREN, CIGS solar technology.

Índice general

Resumen Ejecutivo

Capítulo I. Estudio de Mercado

Capítulo II. Estudio de Localización e Ingeniería

Capítulo III. Estudio Económico-Financiero

Contenido detallado

RESUMEN EJECUTIVO	1
CAPÍTULO I: ESTUDIO DE MERCADO	3
RESUMEN DEL CAPÍTULO.....	5
INTRODUCCIÓN	7
DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO	7
DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA ACTUAL	7
POSIBLES SOLUCIONES.....	8
TECNOLOGÍA DE PANELES SOLARES FLEXIBLES.....	8
<i>Energía Solar: Una fuente de energía limpia.....</i>	<i>8</i>
<i>Láminas delgadas flexibles de células solares</i>	<i>9</i>
RESUMEN DEL MARCO REGULATORIO	10
SEGURIDAD JURÍDICA: CONTRATO DE USUFRUCTO.....	12
AUTORIZACIONES A OBTENER	12
INTRODUCCIÓN AL MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO	13
<i>Organización institucional.....</i>	<i>13</i>
<i>Características y Funcionamiento</i>	<i>15</i>
<i>Transmisión y distribución.....</i>	<i>16</i>
MERCADO CONSUMIDOR.....	17
LA ENERGÍA EN ARGENTINA: ANÁLISIS HISTÓRICO	18
<i>Oferta</i>	<i>18</i>
<i>Demanda</i>	<i>20</i>
ANÁLISIS ACTUAL	22
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	28
1. <i>Pre-selección de variables explicativas</i>	<i>29</i>
2. <i>Análisis de relación entre las variables pre-seleccionadas y la variable explicada.....</i>	<i>31</i>
3. <i>Determinación de rango temporal del análisis</i>	<i>31</i>
4. <i>Regresión</i>	<i>31</i>
5. <i>Pre-selección por Cp y p, DET y P y R2.....</i>	<i>32</i>
6. <i>Análisis detallado de la regresión de los modelos pre-seleccionados.....</i>	<i>33</i>
7. <i>Selección final</i>	<i>34</i>
<i>Análisis del error.....</i>	<i>36</i>
<i>Nuevo escenario</i>	<i>39</i>
<i>Corolario.....</i>	<i>41</i>
OFERTA.....	43
<i>Situación Actual.....</i>	<i>45</i>
<i>Oferta Solar Mundial.....</i>	<i>46</i>
<i>Oferta Solar en Argentina</i>	<i>46</i>

<i>Licitación GENREN</i>	48
MERCADO COMPETIDOR	50
COMPETIDORES ACTUALES	50
COMPETIDORES POTENCIALES	51
MERCADO PROVEEDOR	53
TERRENO: TECHO DE GRANDES DIMENSIONES.....	53
FABRICANTES DE LÁMINAS SOLARES FLEXIBLES	53
ELEMENTOS PARA ESTUDIO DE PRE FACTIBILIDAD Y SERVICIOS ASOCIADOS	54
MERCADO DISTRIBUIDOR	54
OBRAS E INVERSIONES EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE	56
MAPA DE DISTRIBUCIÓN	58
ANÁLISIS FODA	59
ANÁLISIS EXTERNO	59
<i>Oportunidades</i>	60
<i>Amenazas</i>	61
ANÁLISIS INTERNO.....	62
<i>Fortalezas</i>	63
<i>Debilidades</i>	63
CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS FODA	64
ESQUEMA DE PORTER	65
ANÁLISIS DE LAS 5 FUERZAS DE PORTER	67
<i>Competidores actuales</i>	67
<i>Competidores potenciales</i>	67
<i>Sustitutos</i>	67
<i>Proveedores</i>	68
<i>Clientes</i>	68
PODER DE NEGOCIACIÓN DEL GOBIERNO	69
PRECIO	71
PROYECCIÓN DEL PRECIO UTILIZANDO MEAN REVERSION	73
<i>Random Walk</i>	73
<i>Mean Reversion</i>	76
PROYECCIÓN DEL PRECIO UTILIZANDO SERIES DE TIEMPO.....	79
DETERMINACIÓN DEL PRECIO	81
PROYECCIÓN DE VENTAS	87
CANTIDAD.....	87
ESTRATEGIA COMERCIAL	89
LINEAMIENTOS PARA LA SEGMENTACIÓN	89
SEGMENTACIÓN	89

POSICIONAMIENTO.....	90
CANALES Y ESTRATEGIA DE DISTRIBUCIÓN	91
BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO I	93
CAPÍTULO II : ESTUDIO DE INGENIERÍA Y LOCALIZACIÓN	95
RESUMEN DEL CAPÍTULO.....	97
INTRODUCCIÓN: CONCEPTOS SOBRE LA ENERGÍA SOLAR.....	99
LOCALIZACIÓN.....	101
INTRODUCCIÓN A LA LOCALIZACIÓN	101
CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO DE UNA CENTRAL SOLAR	102
MACRO LOCALIZACIÓN.....	103
LICITACIÓN GENREN	103
RECURSO SOLAR	104
INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.....	105
BENEFICIOS IMPOSITIVOS, FISCALES E INCENTIVOS.....	108
POBLACIÓN ESTABLE	109
ACCESOS	110
COSTO DEL TERRENO.....	110
IMPACTO AMBIENTAL.....	110
MATRIZ DE MACRO LOCALIZACIÓN	111
CONCLUSIÓN DE MACRO LOCALIZACIÓN	111
MICRO LOCALIZACIÓN	113
LOCALIZACIÓN: MZA 01	115
LOCALIZACIÓN: MZA 02	116
LOCALIZACIÓN: MZA 03.....	117
LOCALIZACIÓN: MZA 04 – DESCARTADA.....	118
CONCLUSIÓN DE MICRO LOCALIZACIÓN	119
<i>Vistas del lugar elegido: Hipermercado Libertad – Godoy Cruz</i>	<i>119</i>
PROCESOS Y TECNOLOGÍAS DISPONIBLES.....	123
PANELES RÍGIDOS:	123
<i>Células de silicio amorfo.....</i>	<i>123</i>
<i>Células de Silicio mono cristalino.....</i>	<i>124</i>
<i>Células de silicio poli cristalino</i>	<i>125</i>
<i>Paneles especiales.....</i>	<i>126</i>
LÁMINAS DELGADAS	128
<i>α-Si (Silicio amorfo):</i>	<i>129</i>
<i>CdTe (Cadmio – Telurio)</i>	<i>130</i>
<i>CIGS.....</i>	<i>131</i>
<i>Métodos de producción de paneles solares CIGS</i>	<i>132</i>
FACTORES CARACTERÍSTICOS DE UN PANEL SOLAR	137

<i>Punto de máxima potencia</i>	137
<i>Eficiencia en la conversión de energía</i>	137
<i>Factor de llenado</i>	138
<i>Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)</i>	138
INSTALACIÓN Y EQUIPOS AUXILIARES	138
<i>Paneles solares</i>	138
<i>Inversores</i>	143
<i>Sistemas de corriente continua</i>	145
<i>Sistemas de corriente alterna</i>	148
<i>Transformadores</i>	148
SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA	151
PANELES SOLARES.....	151
<i>Soportes de policarbonato para la base de adhesión de los paneles</i>	154
SELECCIÓN DE LOS INVERSORES Y DEMÁS EQUIPOS AUXILIARES.....	156
DIMENSIONAMIENTO DE LAS CADENAS/RAMAS DE LA CENTRAL SOLAR.....	156
<i>Ficha Técnica del Inversor AE 500NX-1kV [50Hz]</i>	160
TRANSFORMADORES DE MEDIA TENSIÓN.....	161
RESUMEN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA.....	164
LAY OUT	165
PANELES SOLARES.....	166
CABLEADO E INVERSORES.....	169
<i>Edificio de inversores y transformadores</i>	170
CONEXIÓN AL SADI.....	171
PRESUPUESTO Y CANTIDAD DE ELEMENTOS OPERATIVOS PRINCIPALES.....	172
<i>PANELES e INVERSORES</i>	172
<i>PLACAS DE POLICARBONATO</i>	172
<i>CABLEADO Y OBRA CIVIL</i>	172
<i>CELDAS/TRANSFORMADORES</i>	172
PLANES DE VENTA Y PRODUCCIÓN ESPERADOS	173
CONDICIONES SOLARES DEL EMPLAZAMIENTO.....	173
CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA.....	174
<i>Producción bruta</i>	174
<i>Pérdidas en la instalación</i>	175
<i>Producción neta de energía</i>	179
INDICADORES DE RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	179
<i>Performance Ratio (PR)</i>	179
<i>Factor de capacidad</i>	181
<i>Rendimiento específico (Specific Yield)</i>	182
ETAPAS DE INSTALACIÓN Y PROGRAMA DE EVOLUCIÓN DEL PROYECTO.	183
MANO DE OBRA.....	183

ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN	185
CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN	185
ANÁLISIS RENOVACIÓN DE EQUIPOS.	185
OPERACIONES Y MANTENIMIENTO	186
TAMAÑO DEL PROYECTO.....	188
BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO II	189
CAPÍTULO III: ESTUDIO ECONÓMICO Y FINANCIERO	191
RESUMEN DEL CAPÍTULO III.....	193
CASO BASE	195
PANEL DE CONTROL DE VARIABLES	195
PREMISAS MACROECONÓMICAS	197
INVERSIONES – CAPEX	197
CAPEX PANELES E INVERSORES.....	197
<i>Compra de Paneles Solares</i>	<i>197</i>
<i>Compra de Inversores.....</i>	<i>198</i>
<i>Compra de Transformadores.....</i>	<i>198</i>
<i>Transporte</i>	<i>198</i>
TRANSPORTE MARÍTIMO.....	199
<i>Montaje de Paneles.....</i>	<i>203</i>
<i>Total CAPEX – PANELES e INVERSORES</i>	<i>203</i>
CAPEX BOS.....	205
<i>Obra civil: Preparación de techo, trabajos de hormigón y auxiliares</i>	<i>205</i>
<i>Obra eléctrica: Instalaciones eléctricas</i>	<i>207</i>
<i>Obra eléctrica: Cableado interno, conexión y montaje</i>	<i>207</i>
<i>Total CAPEX - BoS.....</i>	<i>208</i>
INVERSIÓN TOTAL CAPEX.....	210
COSTOS OPERATIVOS – OPEX	211
INGRESOS	212
CUADRO DE RESULTADOS	213
AMORTIZACIONES	214
INTERESES	215
IMPUESTOS Y BENEFICIOS FISCALES	215
<i>Beneficios fiscales.....</i>	<i>216</i>
TRATAMIENTO DEL IVA.....	218
<i>IVA Crédito.....</i>	<i>218</i>
<i>IVA Débito.....</i>	<i>218</i>
<i>Escenario A – Sin diferimiento del IVA.....</i>	<i>219</i>
<i>Escenario B- Diferimiento del IVA a 15 años</i>	<i>220</i>
<i>Conclusión de Escenarios IVA</i>	<i>221</i>

ESTRUCTURA DE CAPITAL PROPUESTA	221
FLUJO DE FONDOS	223
FLUJO DE FONDOS DEL PROYECTO (FCFF).....	223
FLUJO DE FONDOS DEL INVERSIONISTA (FTE).....	224
CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO.....	225
CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS	227
VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	227
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	228
RENTABILIDAD DEL CAPITAL PROPIO (TOR) Y EFECTO PALANCA.....	229
PERIODO DE REPAGO.....	229
RESULTADOS OBTENIDOS: PANEL DE CONTROL DE VARIABLES.....	231
INDICADORES PRINCIPALES	232
SENSIBILIDAD	233
CONCLUSIONES	237
ANÁLISIS DE VALORES OBTENIDOS PARA VAN (WACC) = 0.....	237
ANÁLISIS DE VALORES OBTENIDOS PARA VAN (FTE) = 0.....	238
VIABILIDAD ECONÓMICA.....	238
BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO III	241
ÍNDICE DE TABLAS	243
ÍNDICE DE GRÁFICOS	246
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	248
ÍNDICE DE ECUACIONES	252
ANEXO 1: ESTUDIO DE CARGA DIARIA Y SEMANAL INVIERNO/VERANO	255
ANEXO 2: RESULTADO DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN PV-SYST	257

Resumen Ejecutivo

En este trabajo se desarrolla un estudio de factibilidad de una **central solar fotovoltaica** con **tecnología de láminas delgadas** para **generación eléctrica** en la República Argentina. Se trata de un proyecto que se desarrolla en el sector de la energía, mercado que se caracteriza por un alto nivel de regulación e intervención estatal.

En primera instancia se realiza una breve **introducción**, luego un **análisis de mercado**, posteriormente un **análisis de ingeniería** y por último un **análisis económico-financiero**.

El estudio de **mercado** implica un profundo análisis del mercado donde opera la central solar, analizando las principales características y tendencias históricas, actuales y proyectadas, tanto del mercado específico que atañe al proyecto como de los distintos mercados que participan en el mismo sector. Con toda la información relevada de los diferentes mercados se realizará a su vez un diagnóstico del entorno en el sector de operación de la empresa, consistente en la determinación de oportunidades y amenazas para el proyecto.

A partir de este estudio de mercado y considerando el marco regulatorio legal, las características de construcción, los recursos necesarios, los factores de generación y el impacto ambiental, en el análisis de **Ingeniería** se evaluarán de forma conjunta las tecnologías disponibles y la **localización**, teniendo en cuenta las premisas de utilizar tecnología de láminas flexibles y de situar la central en el techo de alguna construcción de gran superficie, en las regiones CUYO o NOA.

Una vez definido el lugar y la tecnología se definirán el Lay-Out y se analizarán las distintas cuestiones técnicas relacionadas a mantenimiento, puesta en marcha, estudio de impacto ambiental y otros aspectos dentro del marco ingenieril.

A continuación se muestra un resumen de datos técnicos y valores, para presentar un orden de magnitud de las variables involucradas en el proyecto.

Actividad productiva:	Generación de energía eléctrica mediante una central solar
Tipo de energía:	Alternativa → Renovable → Solar
Localización:	Regiones CUYO - NOA
Potencia nominal:	2-5 MW
Tecnología:	Fotovoltaica de láminas delgadas (a-Si, CdTe, CIGS)
Superficie necesaria:	Aproximadamente 8-10 m ² /kWp (125-100 Wp/m ²)
Radiación solar media:	Entre 4,5 y 6 kWh/m ² por día (promedio anual para CUYO/NOA)
Producción anual:	957 Wh/Wp (95% x 365 días x 24 horas x 11,5% eficiencia)
Eficiencia promedio:	11,5%
Conexión a red:	Mediante Estación Transformadora (en 132/66/33 kV)
Operador de la red:	Ente Provincial

Posteriormente, en el estudio **económico-financiero** se decidirá si resulta conveniente el desarrollo del proyecto en base a la evaluación de determinados criterios cuantitativos, a los cuales se llega luego de la realización de profundos análisis.

Al realizar el análisis **económico**, se comenzará analizando las inversiones requeridas para darle forma al proyecto y los costos que surgen de y para su operación, teniendo en cuenta las condiciones específicas del proyecto, el marco regulatorio especial y los diversos incentivos fiscales para este tipo de energías. Posterior a ello, se realizará el cuadro de resultados.

Por su parte, en el análisis **financiero** se empezará con un análisis de la financiación, el cual sirve como base para el posterior desarrollo de los aspectos financieros restantes, y luego se analizará el impacto financiero del IVA. Habiendo analizado estos ítems, se procederá al cálculo de los flujos de fondo, tanto el del proyecto como el de la deuda y el del inversor, los cuales son fundamentales para analizar el atractivo del proyecto. Con toda la información obtenida, se calculará la tasa de descuento, la cual se utilizará para poder realizar los criterios de evaluación de proyectos. Entre ellos se encuentran el VAN, la TIR, el apalancamiento y el período de repago. El análisis de los mismos permitirá determinar la viabilidad del proyecto.

CAPÍTULO I: ESTUDIO DE MERCADO

Resumen del capítulo

En este capítulo se desarrollará el estudio de **mercado** de la **central solar** de láminas delgadas para generación eléctrica. Se trata de un proyecto que se desarrolla en el sector de la **energía**, mercado que se caracteriza por un alto nivel de **regulación** e intervención estatal, y dentro de este sector el proyecto se ubica en el área de las **renovables**.

Esta fase de la **evaluación** del proyecto implica un profundo análisis del mercado donde opera la central solar, analizando las principales **características** y **tendencias históricas**, actuales y proyectadas, tanto del mercado específico que atañe al proyecto como de los distintos mercados que participan en el mismo sector. Entre ellos se encuentra el **mercado de consumo** de electricidad, el **mercado proveedor** de paneles solares y constructoras civiles y eléctricas, el **mercado de distribución** y transporte de energía troncal, y el **mercado competidor** que incluye otros desde generadores de energía eléctrica de distinta fuente hasta competidores en el mismo rubro. El análisis del **mercado de sustitutos**, considerando que no existen sustitutos de la energía como tales, se centrará en analizar la energía generada de fuentes distintas a la solar.

Con toda la **información relevada** de los diferentes mercados se realizará a su vez un diagnóstico del entorno en el sector de operación de la empresa, consistente en la determinación de oportunidades y amenazas para el proyecto. A su vez, se realizará un análisis interno para determinar fortalezas y debilidades propias. Estos últimos dos puntos se conocen normalmente como análisis **FODA**.

A partir de todo el análisis realizado se determinarán los **elementos fundamentales** para continuar con el desarrollo del trabajo y avanzar a la siguiente fase de la evaluación del proyecto. Entre ellos se incluyen las **características del producto** de la central (energía eléctrica), el **precio** a obtener por la venta de energía producida, la **cantidad** de energía estimada a producir y la **estrategia comercial** para la venta y distribución de la electricidad producida.

Introducción

El proyecto a desarrollar consiste en la creación de una **central solar** con el objetivo de aprovechar los esquemas de tarifas subsidiadas para la venta de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables. La empresa pertenece al sector **energético** del país, y en su condición de generador representa el primer eslabón en la cadena de valor de la electricidad, al obtener la energía directamente del recurso solar. La tecnología a utilizar será la de **paneles solares flexibles**, cuya producción a escala se encuentra muy avanzada y sus características particulares los diferencian del resto, ya que por su bajo peso pueden ser fácilmente montados en estructuras ya existentes, como techos. Se prevé que el proyecto se emplace en algún techo de gran superficie en la región cuyana o NOA debido a la alta disponibilidad y calidad de **recurso solar**.

Descripción del negocio

En detalle, el proyecto a evaluar es el desarrollo, construcción, operación y comercialización de una central solar de 2-5 MW en la República Argentina conectado al **Sistema Argentino de Interconexión (SADI)** para la venta de energía eléctrica al **Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)** operado por **CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.)**. La elección de la potencia a instalar se basó en datos de la licitación **GENREN** (ver apartado “Licitación GENREN”). En la misma, fueron adjudicadas Centrales Solares con capacidad de hasta 5 MW (ver Ilustración 4), siendo el promedio de 3,16 MW. Se pretende además, aprovechar la normativa vigente en base a energías renovables. Posteriormente se hará un estudio en detalle, pero cabe aclarar que existe hoy en el país una cuota a cubrir de electricidad producida en base a recursos renovables impuesta por la legislación actual.

Descripción de la problemática actual

Como la mayoría de los países del mundo, **Argentina** se ha vuelto dependiente de la **importación** de petróleo y otros combustibles fósiles, que en general sufren cambios de precio bruscos al estar atados a cuestiones **geopolíticas** y a la economía internacional. A su vez, se debe considerar la creciente escasez de este tipo de recursos (no renovables) y su **precio** cada vez mayor, que en consecuencia han abierto la oportunidad para el desarrollo de fuentes alternativas de energía.

Argentina es un país con creciente consumo de energía y en constante **crecimiento**. La energía es **fundamental** para acompañar el desarrollo y el crecimiento del país, por lo cual su aprovisionamiento es un área **estrategia** en el plan de desarrollo nacional. Sin embargo, se debe recurrir constantemente a la provisión de energía por parte de países externos, tales como **Bolivia**, del cual adquiere gas, **Venezuela** (petróleo), Paraguay y **Brasil** (energía eléctrica en ambos casos). Esto le confiere un **riesgo**

adicional, ya que de no continuar con el abastecimiento o de subir su precio, Argentina se vería seriamente perjudicada. Sumado a la continua utilización de fuentes de energía **no renovable**, a una **matriz energética** poco diversificada, el riesgo y la dependencia de los recursos y las variaciones en el precio de los mismos no contribuye a la creación de un escenario favorable para el desarrollo del país y su **seguridad energética**.

Por otro lado, existe una **crisis energética local** severa debido a la falta de planeamiento de los últimos años por parte del gobierno y la contaminación ambiental proveniente de la generación eléctrica es un problema cada vez más grave en todo el mundo.

Posibles soluciones

Ante esta situación planteada, existen tres **soluciones** fundamentales para suplir la demanda de energía eléctrica del país en el corto y mediano plazo: **Importación**, **Generación** con recursos **no renovables** y/o **Generación** con recursos **renovables**. En este trabajo se estudiará una alternativa enmarcada en la tercera opción: generación de energía eléctrica usando la tecnología solar fotovoltaica, es decir, el recurso **SOL**.

En este contexto, el proyecto de implementación de paneles solares flexibles se presenta como una **oportunidad** para desarrollar una fuente de energía alternativa limpia, aprovechando los **techos** de gran tamaño que ya existen para colocar láminas solares delgadas y **flexibles**, tecnología pionera en el campo por su bajo precio y relativa alta eficiencia.

El objetivo es encontrar una solución posible que sea eficiente, útil y económicamente viable. Siguiendo estos lineamientos, la energía se obtendrá desde una planta solar instalada sobre un **techo** de grandes dimensiones, aprovechando la infraestructura mínima que requiere este tipo de celdas solares (láminas delgadas). Estos paneles solares difieren de los tradicionales ya que son flexibles, lo que les permite adaptarse para ser instalados en casi cualquier techo. Su proceso de manufactura consiste en la deposición de distintos materiales sobre un material base, permitiéndoles generar energía eléctrica fotovoltaica. A continuación se profundizará en una breve **introducción** a la tecnología.

Tecnología de paneles solares flexibles

Energía Solar: Una fuente de energía limpia

La energía solar es considerada como una de las energías más **limpias** disponibles en la actualidad. Desde hace ya varias décadas se utiliza esta radiación para producir energía eléctrica para el consumo. Aunque la energía solar fotovoltaica sólo representa el **0,01%** del suministro de energía eléctrica que satisface las necesidades de consumo en

todo el mundo, se prevé un rápido y significativo crecimiento de su implementación, basado en el actual desarrollo de la tecnología y el compromiso medioambiental de los países más desarrollados. El sector fotovoltaico se sustenta en una tecnología de vanguardia y una industria de punta que en los últimos años está teniendo un crecimiento anual medio **superior al 30%**.

En el mediano plazo, se espera una reducción de costos debido a una mejora de la eficiencia de las tecnologías actuales, a la optimización de los procesos de fabricación, a la aplicación de economías de escala y al desarrollo de nuevas tecnologías. Algunos expertos esperan que en el mediano plazo los costos disminuyan entre un **30% y un 40%** para instalaciones nuevas. Aunque tradicionalmente el uso de la energía solar fotovoltaica ha sido en aplicaciones aisladas de la red eléctrica, desde hace unos años la incorporación de esta tecnología al entorno urbano está facilitando su difusión y desarrollo. Es necesario tener en cuenta que la generación de energía fotovoltaica es la única que hasta el momento puede producir, a partir de una fuente renovable, electricidad allí donde se consume, reduciendo la saturación de las redes y disminuyendo las pérdidas en el transporte de electricidad.

Láminas delgadas flexibles de células solares

Hoy en día, la mayoría de las células solares están hechas de capas rígidas multicristalinas de silicio (Si), que típicamente son de 150 micrones de espesor. Para crear las células solares, estas láminas deben pasar por **varios pasos** de procesamiento y luego ser integrados en un módulo.

Las células solares de láminas delgadas son alternativas de menor costo a los dispositivos basados en silicio porque su procesamiento es distinto, con costos comparativamente más bajos al usar materiales más baratos. Las células solares de láminas delgadas utilizan sólo una capa de material semiconductor de 4.1 micrones de espesor para producir electricidad. Los dispositivos que emplean sustratos flexibles tienen una ventaja adicional en aplicaciones avanzadas tales como construcción de sistemas fotovoltaicos integrados (**BIPV** por sus siglas en inglés) ya que pueden ser envasados en estructuras flexibles y ligeras.

Existen en la actualidad tres tipos principales de células solares de láminas delgadas que han sido desarrolladas comercialmente: silicio amorfo (a-Si), telurio de cadmio (CdTe) y cobre-indio-galio-silicio. Sus características principales se mencionan en la Tabla 1.

Tecnología	Máxima eficiencia demostrada	Ventajas	Desventajas
A-Si	12.2%	Tecnología de fabricación madura	Baja eficiencia Alto Costo
CdTe	16.5%	Bajo costo de fabricación	Media eficiencia Sustrato de vidrio solido
CIGS	19.9%	Alta eficiencia Sustrato de vidrio rígido o flexible	Uniformidad del film en largos sustratos Costo tradicional del proceso

Tabla 1. Cuadro comparativo de las distintas tecnologías de láminas delgadas. (NREL, High efficiency Thin film CdTe and a-Si based solar cells)

Estos son sistemas con **tecnología de punta** y en constante desarrollo, por lo que los costos de fabricación e implementación disminuyen radicalmente con el transcurso del tiempo. En capítulos posteriores se realiza un estudio específico y una comparación detallada de estas tecnologías, explicando su funcionamiento, eficiencia y ventajas frente a otras tecnologías similares.

Resumen del marco regulatorio

Dos leyes nacionales importantes delimitan el mapa de regulación para a la energía solar:

Ley Nacional Nº 25.019 – 1998 (energía eólica y solar)

- El proyecto debe ser aprobado por la Secretaría de Energía (SE)
- **IVA diferido**, por la adquisición o importación de bienes de capital, obras civiles e instalaciones. Monto diferido a pagar en 15 cuotas anuales.
- Los bienes de capital, obras civiles e instalaciones no se puede vender, transferir o poner fuera de servicio hasta 5 años después de la puesta en marcha.
- 15 años de **estabilidad fiscal** (a partir de octubre de 1998).

Ley Nacional Nº 26.190 – 2009 (energías renovables)

- Para 2016, la matriz energética nacional debe incluir un **8% de energías renovables**
- Aplicación de la Ley Nacional Nº 25.924 (Régimen para la promoción de inversión en bienes de capital nuevos y obras de infraestructura). Comprende la Ley 25.019.
- **Devolución** anticipada del **IVA** o **amortización acelerada** para efectos del impuesto a las ganancias (IG).
- Exención del impuesto a la ganancia mínima presunta.
- Remuneración: **900 ARS/MWh** para toda la energía solar despachada a la red nacional.
- **Estabilidad fiscal**

Otra parte importante del marco regulatorio es la forma de vender la energía. Una opción es ofertar en el mercado **SPOT**, que con precios promedio apenas superiores a los **30 USD/MWh** actualmente es económicamente **inviable** para la energía solar, debido a sus costos de generación. La otra opción, viable y atractiva para los generadores solares, es obtener un contrato de compra-venta de energía eléctrica de largo plazo (“power purchase agreements” o “**PPA**”) bajo algún régimen de promoción. Hoy en día existen cuatro formas de obtener este tipo de contrato que pueden llegar a ser atractivas para el rubro solar.

- **Licitación:** en este sistema, se licitan PPAs donde los generadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables ofrecen como vendedores un volumen de potencia determinada y un precio, y el comprador es la empresa estatal de energía, o los usuarios regulados que deben asistir a la licitación. Los valores dependen de la licitación pero se encuentran rondando los 547 a 598 USD/MWh (promedio ponderado del conjunto 571,6 USD/MWh).
- **Resolución SE 108/11:** consiste en un PPA a precio fijo entre CAMMESA y una nueva oferta de generación, con pagos mensuales de “costo + beneficio (aprobado por la Secretaría de Energía)”. Las ventajas de este tipo de obtención de PPA son la venta de la energía total producida (compatible con las particularidades de la energía solar) y la prioridad de pago, la misma que las centrales hidráulicas de pasada.
- **Resolución 1281/06 (Energía Plus):** Obliga a los grandes usuarios (>300 kW) a adquirir de nuevas fuentes del mercado la energía por sobre su demanda en 2005. Los precios oscilan entre 60-90 USD/MWh y una de las desventajas es que se debe asegurar una “cuota” mínima de energía que en caso de incumplimiento se debería cubrir con la compra de energía a precio spot.
- **Resolución 269/08 (Autogeneración Distribuida):** un generador de energía también puede consumir su propia producción, vendiendo/comprando la diferencia entre energía producida y utilizada. El problema es que la empresa que usa la energía debe ser la misma que la que invierte en energía solar, creando una situación inusual debido a la complejidad de financiar e instalar una central solar.

Cabe destacar una **particularidad** del mercado argentino, que consiste en la necesidad de contar con un aval financiero del proyecto, como ser una carta de intención (**LOI**, por Letter of Intention) del Banco/Inversor, para efectivamente obtener un **PPA**. A su vez, el **financiamiento** suele ser difícil de conseguir si no se cuenta con un PPA que brinde seguridad jurídica, creándose un círculo vicioso que actualmente constituye un **cuello de botella** importante en el sector.

Seguridad jurídica: contrato de usufructo

El objetivo del proyecto es instalar módulos solares en superficies grandes, cuyo aprovechamiento de otra manera, es nulo. Ejemplos de estos son los techos de naves industriales, supermercados, almacenes, edificios, etc.

Para esto se vinculará al propietario del edificio mediante un **contrato de usufructo**. Este contrato le concede a la **sociedad vehículo** del proyecto un **derecho** real de goce o disfrute de una cosa ajena al usufructuario (el dueño del establecimiento). Este posee la cosa pero no es de él (tiene la posesión, pero no la propiedad). Puede utilizarla y disfrutarla (obtener sus frutos, tanto en especie como monetarios), pero no es su dueño. Por ello no podrá enajenarla ni disminuirla sin el consentimiento del propietario.

Autorizaciones a obtener

Como se mencionó anteriormente, el sector eléctrico del país se encuentra sumamente **regulado** y controlado continuamente por diversos organismos estatales, en diversos niveles y ámbitos. Esta situación se vuelca en las distintas **autorizaciones** que deben obtenerse a lo largo del proyecto como pasos previos a la correcta entrada en operación de la central (Ilustración 1). A continuación se listan las más importantes:

- **Declaración de Impacto Ambiental Provincial**
 - Entidad: Subsecretaría de Medio Ambiente (o equivalente) de la provincia involucrada
- **Solicitud de “Acceso a la capacidad de transporte existente”**
 - Entidad: operador de la red, depende de la provincia (APELP para La Pampa, por ejemplo)
- **Autorización nacional “Nuevo Agente del MEM”:**
 - Entidad: Secretaría de Energía (SE)
 - Autoriza a la sociedad a vender la energía producida al mercado.
- **Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública**
 - Entidad: ENRE
 - Este certificado habilita la conexión física y autorización del despacho de energía al SADI, pre-visionando al proyecto en cuestión dentro de los futuros escenarios de demanda energética. Es la autorización final y tiene en cuenta las demás autorizaciones/opiniones otorgadas por el operador de la red, la SE y CAMMESA.

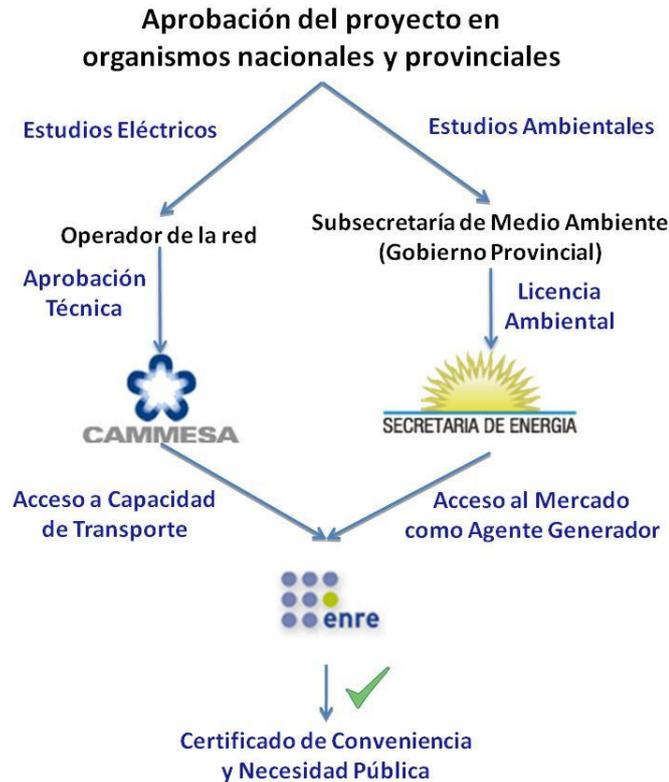


Ilustración 1. Resumen de las autorizaciones requeridas.

Introducción al mercado eléctrico argentino

Organización institucional

A principio de la década de los noventa, el **Gobierno Nacional** encaró un proceso de privatización de las principales industrias estatales. En enero de 1992, el Congreso de la Nación aprobó el **Marco Regulatorio Eléctrico** (Ley 24.065), que estableció los lineamientos para la restructuración y privatización del sector eléctrico. El Marco Regulatorio Eléctrico, que continúa brindando el marco para la regulación del sector eléctrico desde su privatización, diferenció la generación, el transporte y la distribución de electricidad como actividades comerciales distintas y determinó la normativa aplicable a cada una de dichas actividades. Los sectores de generación, transporte y distribución de la energía no fueron la excepción. Se vendieron varias centrales termoeléctricas, previamente operadas por Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA), más otras centrales hidroeléctricas. Actualmente el negocio eléctrico está fragmentado por las siguientes actividades: generación, transmisión, distribución con la participación de comercializadores. Los consumidores se clasifican en grandes usuarios (Agentes del Mercado Eléctrico) y usuarios finales. El estado juega el papel de Regulador a través del Ente Nacional de Regulación de la Electricidad (**ENRE**). Este tiene como funciones entre otras: el control de la prestación de los servicios, dictar

reglamentaciones, prevenir conductas monopólicas, establecer bases de cálculo de tarifas y de los contratos que otorguen concesiones (sitio web de EDENOR).

Para lograr una administración eficiente del Mercado se creó la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (**CAMMESA**) que tomó a su cargo la responsabilidad del Mercado a partir del 1º de agosto de 1992. Se ha definido que la misma funcione como entidad sin fines de lucro. Los principales objetivos de **CAMMESA** son:

- Efectuar la optimización de la producción a los efectos de minimizar los costos totales del Mercado.
- Maximizar la seguridad del sistema eléctrico y la calidad de los suministros.
- Planificar las necesidades de potencia y energía, optimizar su aplicación y tratar de prever los precios que regirán en el mercado.
- Realizar los cálculos de las transacciones económicas entre los Agentes Reconocidos del MEM y emitir los documentos de facturación. Efectuar las cobranzas y transferencias necesarias.
- Supervisar el funcionamiento del Mercado a Término y efectuar el despacho técnico de los contratos.
- Garantizar la transparencia y equidad de las decisiones que afecten al MEM.

CAMMESA es una sociedad civil cuyas acciones están en manos de los agentes que actúan en el Mercado, pero no en forma directa sino a través de sus representantes. Dichas acciones se distribuyen tal como se explica en la Ilustración 2.

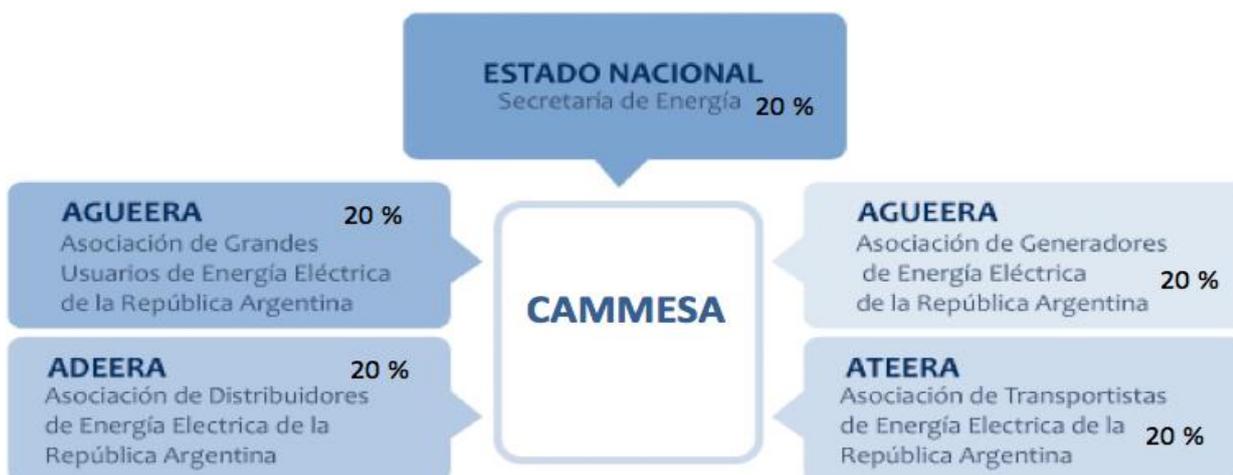


Ilustración 2. Distribución de las acciones de CAMMESA. Fuente: CAMMESA.

La dirección y administración de **CAMMESA** está a cargo de un Directorio integrado por diez titulares, cada uno de los tenedores de acciones designará a dos de ellos. El

presidente es el Secretario de Energía y el Vicepresidente es el otro representante del Estado Nacional. Existe un Comité Ejecutivo de tres miembros cuyo presidente es el Vicepresidente del Directorio, un miembro es nombrado por los grandes usuarios y el otro por la industria eléctrica (AGUEERA, ADEERA o ATEERA).

Luego de la **crisis del 2001**, el sector energético sufrió un estancamiento en las inversiones tanto en generación como transporte y distribución. Desde el 2002, se establecieron diversas medidas en el Mercado Eléctrico Mayorista (**MEM**). Se fijaron topes a los precios que pagaban las distribuidoras por la energía y los precios que cobraban los generadores pasaron a calcularse sobre la base del precio del gas natural.

Características y Funcionamiento

En la organización del MEM funcionan dos mercados (a Término y Spot) y un sistema de estabilización de precios para Distribuidores (Edenor, 2012):

- **Mercado Spot:** Donde los precios varían en forma horaria de acuerdo a los requisitos y la disponibilidad de 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.
- **Mercado Estacional:** Se definen dos períodos semestrales en el año, con fechas de comienzo el 1º de mayo y 1º de noviembre respectivamente, relacionados con los períodos de hidraulicidad. En cada período estacional se define un precio estabilizado de la energía, en función de lo que se espera costará durante un semestre. Estos precios estabilizados poseen una actualización trimestral. Los distribuidores pueden comprar a ese precio y las diferencias que surgen con respecto a los precios reales que se produjeron en el Mercado Spot se cargan en el trimestre siguiente.
- **Mercado a Término o Contrato:** Se establece entre generador y distribuidor o gran usuario con la firma de un contrato. Se determinan las condiciones de entrega de la 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. En el caso de la energía solar, de fuerte inversión inicial, sería la opción más rentable hasta la amortización del proyecto. Un ejemplo es la resolución 108/11, que habilita la realización de Contratos de Abastecimiento de energía. Se fija un precio a 15 años de alrededor de 500 USD/MWh (licitación GENREN), y una vez terminado el plazo se podrá entrar al mercado spot de energía habiendo amortizado la inversión inicial.

El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) está constituido por líneas de transporte y estaciones de transformación que integran el sistema primario de intercambio de energía eléctrica de todo el territorio nacional. Es el conjunto componentes

que forman el sistema eléctrico argentino, redes de alta y media tensión, protecciones, playas de transformación de tensión, etc. El sistema patagónico está recientemente vinculado a este. El SADI en su totalidad tiene una **potencia instalada** de 31.067 MW (Octubre 2012, Boletín CNEA), e intercambia energía con Brasil, Uruguay, Paraguay y Chile.

Como consecuencia de las características geográficas y del desarrollo socio-económico del país, el SADI está estructurado como un sistema de transporte de tipo radial que cubre grandes distancias conectando los centros de generación con el principal foco de demanda ubicado en la ciudad de Buenos Aires y sus alrededores. Las zonas del Gran Buenos Aires, Litoral y la provincia de Buenos Aires son las de mayor concentración de la demanda (**65%** del total nacional) y cuentan con una capacidad de generación marcadamente menor a su consumo (**solo 43%** del total nacional). Por el contrario, en el resto de las áreas la potencia instalada es superior a la demanda constituyendo áreas netamente exportadoras y definiendo el flujo de las principales líneas en sentido hacia Buenos Aires.

Transmisión y distribución

Los sectores de la transmisión y la distribución están altamente regulados y son menos competitivos que el sector de la generación. En transmisión, la **Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (Transener)** opera la red de transmisión eléctrica nacional por un acuerdo a largo plazo con el gobierno argentino. En el sector de la distribución, **Edenor (Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte)**, **Edesur (Electricidad Distribuidora Sur)** y **Edelap (Empresa de Electricidad de la Plata)** dominan un mercado con el 75% controlado por empresas privadas.

Otras empresas distribuidoras importantes a nivel provincial son:

- **Provinciales públicas:** EPEC (Empresa Provincial de Energía de Córdoba), EPE (Empresa Provincial de Energía de Santa Fe).
- **Provinciales privadas:** ESJ (Energía San Juan), EDET (Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán), EDEN (Empresa Distribuidora de Energía Norte), EDEA (Empresa Distribuidora de Energía Atlántica), EDES (Empresa Distribuidora de Energía Sur).

Mercado Consumidor

En el análisis de mercado es de vital importancia determinar quiénes son los actuales y potenciales clientes. El primer paso para el análisis del mercado consumidor es el análisis de la demanda siendo una variable muy importante en la evaluación del proyecto. Si bien la energía no es un producto ni un servicio, es un **recurso indispensable para la producción**. Dentro del mercado de consumidores la electricidad no puede clasificarse por su actitud de compra pero si clasificarse según el tipo de bien.

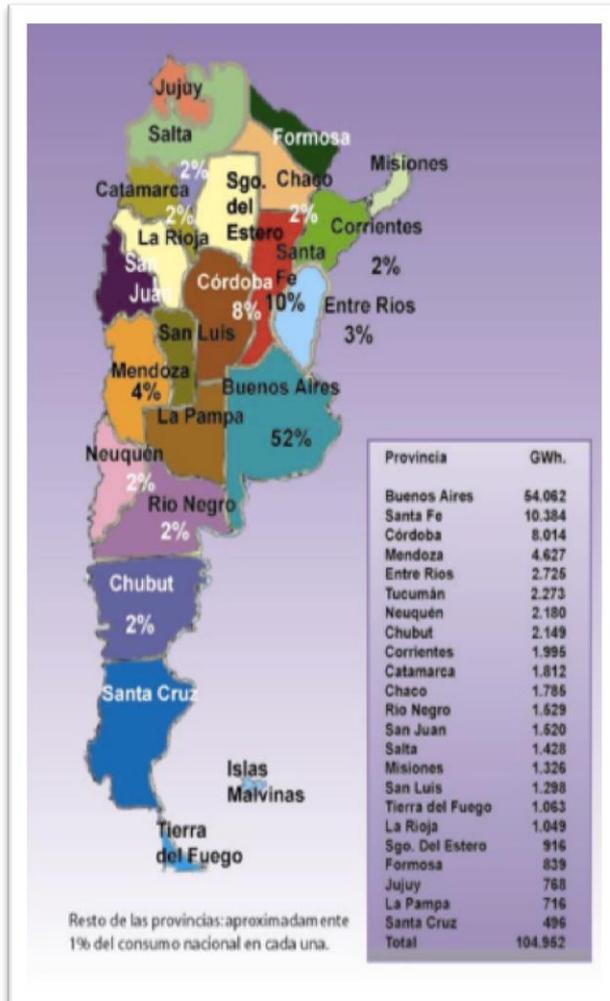


Ilustración 3. Demanda energética por región.
CAMMESA, 2009

La viabilidad y rentabilidad de la central solar. El comprador directo de la energía es CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico), es por ello que es necesario estudiar, en una primera instancia, el mercado consumidor de energía en la Argentina.

La mayor parte del **consumo nacional** de energía se produce en la provincia de **Buenos Aires**, con un 52% (40% en el GBA), tal como puede apreciarse en la Ilustración 3. La oferta de energía es cubierta en un alto porcentaje por la producción de energía

La energía cae dentro del tipo **Bienes de Consumo Intermedio**. Los bienes de consumo intermedio son utilizados como insumos para la producción. La energía es un bien con características únicas: **no puede almacenarse** y su comercialización es únicamente a través de entes reguladores y empresas únicas. Sin olvidarnos del concepto de **commodity**, el cual aplica para la electricidad, vale destacar que no es diferenciable por sus características. **La diferenciación en un commodity se basa en precio y servicio**. A su vez, en el caso de la electricidad el precio es casi estable, dependiendo del tipo de contrato que se utilice. Esto último provoca una clara falta de segmentación de la oferta la cual se alcanzará diferenciándose a través del método de producción.

El mercado del proyecto está condicionado directamente por la

térmica. Las energías generadas por **fuentes renovables cubren un 3% de la energía total producida**. (Eólica + Solar + Mini-Hidráulica, dentro y fuera del MEM) Dentro de esta última, menos del **1% es energía solar**.

La **ley 26.190** establece un régimen de fomento para el uso de fuentes renovables de energía destinadas a la generación eléctrica, y establece que en 2016 el **8% del consumo eléctrico del país** deberá ser de ese origen. En dirección a ese objetivo, ENARSA realizó el llamado a Licitación Pública Nacional e Internacional N° EE 001/2009 para promover la Generación de Energía Eléctrica a partir de Energías Renovables: centrales eólicas, solares térmicas y fotovoltaicas, biomasa, geotérmicas, utilización de biogás, residuos sólidos urbanos (RSU) y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH). En aquella ocasión, se presentaron 49 proyectos de distintas fuentes de energía, y se **adjudicaron 895 MW**. Más del 80 % de esa energía licitada correspondió a proyectos eólicos, y sólo se adjudicaron 20 MW a generación solar fotovoltaica. (ENARSA, 2011).

La Energía en Argentina: análisis histórico

A grandes rasgos, el comportamiento de la demanda de energía electricidad en Argentina se encuentra representada por un crecimiento constante desde 1992, con una caída pasajera debido a la crisis económica de 2001, a la que siguió una rápida recuperación (aumento del 6-8% anual) en los últimos años (Gráfico 1).

Por el lado de la oferta, la generación argentina se vio siempre **impulsada por la demanda**. En ningún período político se han tomado decisiones estratégicas de largo plazo para satisfacer la demanda futura: en todos los casos las inversiones estatales y los desarrollos para la producción fueron más por necesidad que por planificación.

Oferta

Los años 70 y 80 se los denominaron las “**décadas de la hidroelectricidad**” ya que entre 1972 y 1974 ingresaron en servicio las represas de El Chocón, Planicie Banderita y Futaleufú y en los '80 se produjo la integración del Chocón con Cerros Colorados e ingresó en servicio Salto Grande. A fines de los 80 la hidroelectricidad aportaba el 50% de la energía. El sistema también incorporó energía nuclear, con la construcción de las centrales de Atucha en la Provincia de Buenos Aires, inaugurada en 1976 con 370 MW y Embalse, con 650 MW en la Provincia de Córdoba desde 1983. (Nota técnica 22, Ministerio de Economía y Finanzas, 2009)

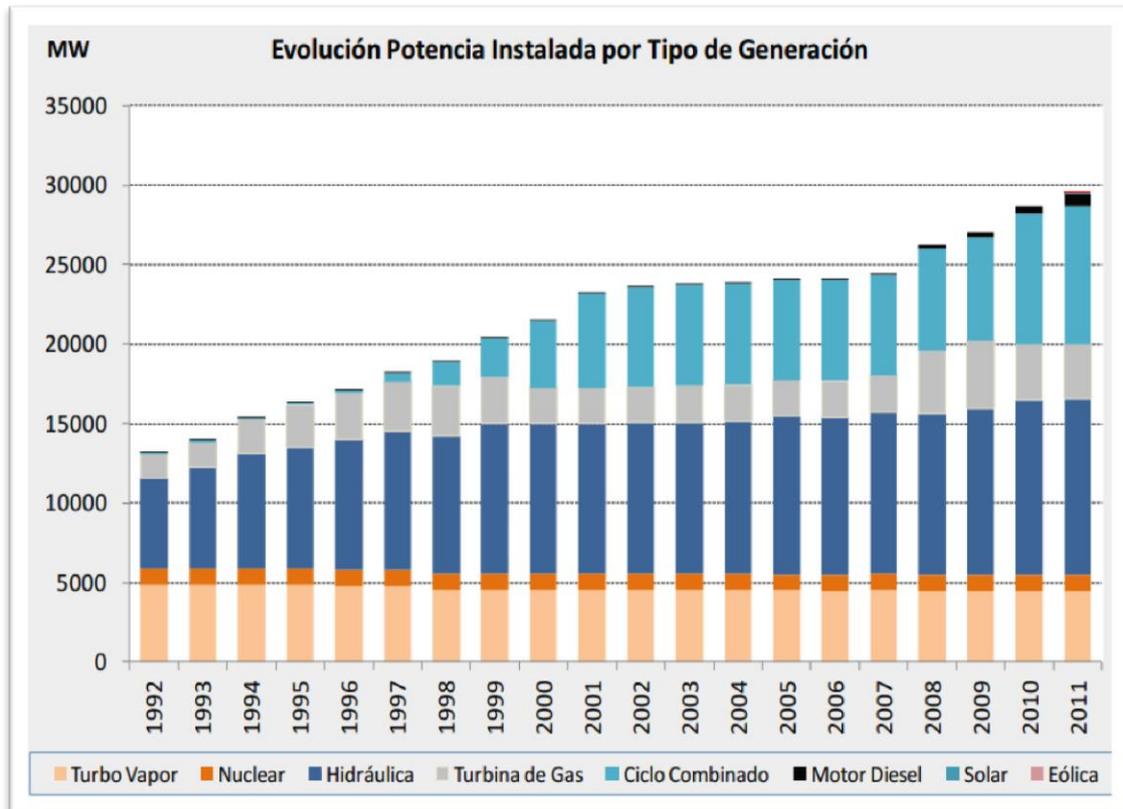


Gráfico 1. Evolución anual de la potencia instalada por tipo de generación. Fuente: CAMMESA, 2011.

El proceso de expansión de la oferta encontró dificultades a mediados de los **80** con problemas de mantenimiento y financiamiento. A finales de la década del 80, sumados los **problemas** económicos, los caudales de los principales embalses se redujeron lo que llevó a una reforma del sistema. La reforma consistió básicamente en la desintegración vertical de las **empresas estatales** y la separación de las mismas en **segmentos** independientes de generación, transporte y distribución, operados por empresas **privatizadas**.

En comparación, en la década del **90** la oferta aumentó **57%** (4,7% anual), incremento apenas superior al de los 80 y claramente inferior al de los 70. La diferencia de la década del 90 con las anteriores radicó en mejoras de **eficiencia** en el área de distribución y en el **aprovechamiento** operativo de inversiones realizadas anteriormente, por ejemplo la inauguración de **Yacretá**, planeada e iniciada en la década del 70.

A lo largo de los 90 comenzaron a trepar aceleradamente las exportaciones de **petróleo**, que pasaron de apenas 1 millón de m³ en 1990 al valor record de 19,3 millones en el año 1997. A partir del año 1998 las exportaciones de petróleo comenzaron a **caer** de manera sistemática año tras año, de la mano de la caída de la producción y del declinante esfuerzo exploratorio a pesar de los altos precios internacionales. Esto muestra como durante los últimos 20 años se pasó de energía

exportada e internamente **barata**, a transitar por el sendero de la energía escasa, importada y cara.

Según su ubicación geográfica los equipos de generación pertenecen a ocho regiones principales: Cuyo, Comahue, Noroeste, Centro, Gran Buenos Aires / Buenos Aires, Litoral, Noreste y Patagonia. La suma de ellas constituye el **Sistema Argentino de Interconexión (SADI)**.

El sistema eléctrico argentino según el informe anual de CAMMESA de 2011 cuenta con **29.523** megavatios (MW) de **potencia instalada**. La zona compuesta por el norte de la Provincia de Buenos Aires y el Sur de Santa Fe y Entre Ríos concentra la mayor parte de la oferta, con el **42,5%** del total, seguida por el Comahue con el 21%. La región del NEA aporta el 10,3%, la zona Centro y el NOA aportan aproximadamente 8,8% cada una, Cuyo el 5,6% y la Patagonia al sur del Comahue el 2,9% restante. El sistema se encuentra interconectado por una red de transporte de casi 15.000 kilómetros de líneas de extra-alta tensión de 500 kV y 15.000 kilómetros adicionales de líneas de distribución troncal.

Demanda

La demanda por otro lado merece su propio estudio histórico ya que presenta una evolución diferente a la oferta, especialmente en los últimos **20 años**. Analizando en detalle este periodo es posible distinguir **tres etapas** claramente diferenciadas, donde tanto la demanda eléctrica como el **PBI** (Gráfico 2) tuvieron grandes diferencias con su tendencia lineal, contrariamente a lo que sucedió con el **crecimiento poblacional** (Gráfico 3), que se mantuvo dentro de lo previsto.

En primer lugar el período 1992-1998 en el cual la demanda experimentó un notable **crecimiento**, partiendo de un valor de 54054 GWh en 1992, luego de la crisis energética contemporánea a la **hiperinflación** de 1989, hasta los **76490 GWh** demandados durante 1998, el crecimiento total alcanzó el 41,5%, obteniendo una tasa de crecimiento anual acumulado de casi 6%. El principal factor que explica este comportamiento podría ser la **recuperación** del nivel de actividad de la economía a partir de 1991, que en el periodo 1992 – 1998 creció a una tasa de 4,7% anual. Sin embargo, en el año 1995 se observa un comportamiento **anómalo** de la demanda de energía eléctrica con cierta independencia del nivel de actividad. En ese año la demanda de energía eléctrica creció el 3,5% mientras que el PBI **decreció** un 2,8 por ciento.

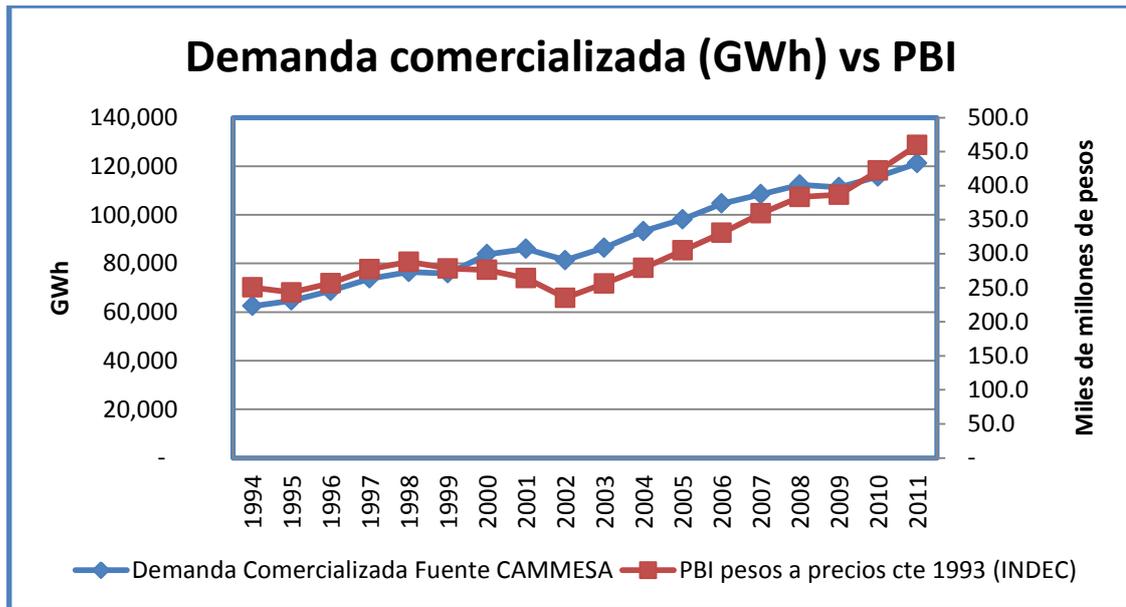


Gráfico 2. Evolución anual demanda comercializada vs PBI

A partir de 1996 se **recuperaron** las altas tasas de crecimiento del PBI y de la demanda de energía eléctrica. De los factores globales que impulsaron a aumentar el consumo de energía se pueden mencionar, entre otros, el crecimiento de la población y el PBI, la **migración** permanente hacia las zonas urbanas, el interés en seguir ampliando la frontera eléctrica, la búsqueda de una mejor **calidad de vida**, la utilización cada vez mayor de **productos y tecnologías** de uso intensivo de energía, etc. (Mateos, 1999).

El segundo periodo claramente diferenciado es el de la crisis de la convertibilidad, 1998-2001/2, en el cual se observa un marcado **descenso** acumulado del PBI (18,4%) pero nuevamente la demanda de electricidad muestra un comportamiento anómalo: cae casi un 1% entre 1998-1999, luego aumenta (13% acumulado) entre 1999-2001 para finalmente caer un 5,4% entre 2001-2002. Este comportamiento es difícil de explicar; sin embargo, podría deberse a la **inercia** de los años anteriores. De todas formas, es importante tener en cuenta que al estar inmerso en probablemente la **peor** crisis de la historia de la argentina, el comportamiento de muchas variables puede alterarse significativamente. En muchos casos estas **crisis** por su magnitud, actúan como **singularidades**. Esto toma especial relevancia si se tiene en cuenta las diferencias entre los **modelos económicos** imperantes pre y post crisis, orientado al **comercio** y a los servicios en el primero y a la **industria** en el segundo.

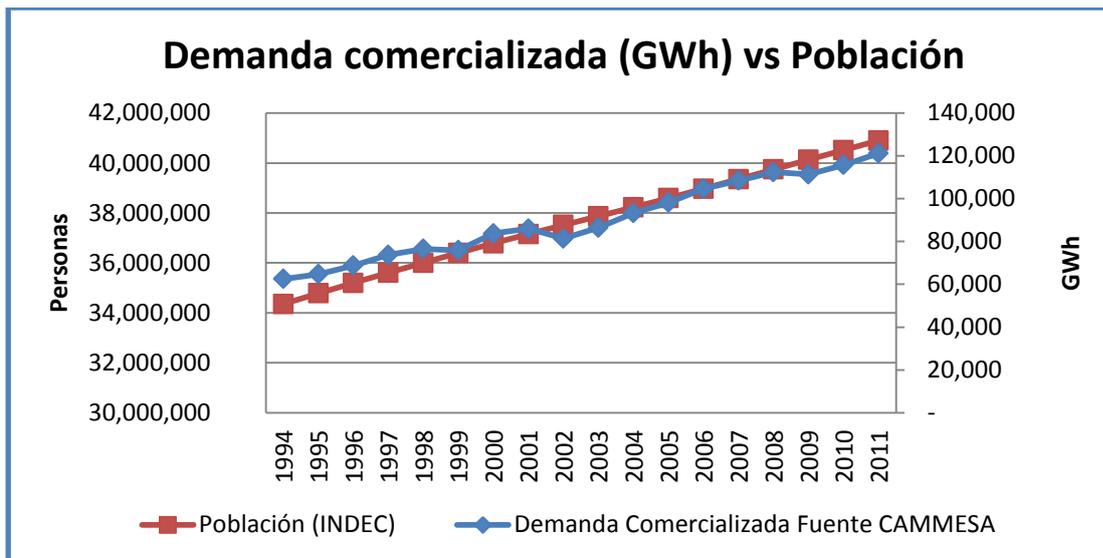


Gráfico 3. Evolución anual demanda comercializada vs Población.

El tercer período comienza con la **recuperación económica** de 2002 hasta la fecha, observando un crecimiento acumulado del 95,4% del PBI y un acumulado del 49% de la electricidad demandada en el periodo 2002-2011, solo interrumpido debido a la **crisis económica mundial** del 2008. El impacto de esta crisis puede observarse entre 2008-2009 con un estancamiento del PBI y un retroceso del 1% en la demanda de electricidad comercializada. Las tasas de crecimiento promedio de PBI y demanda eléctrica de este periodo promediaron el 7,7% y el **4,5%**, respectivamente

Análisis actual

En la actualidad, la matriz energética de Argentina se encuentra extremadamente desbalanceada y es altamente **hidrocarburo-dependiente**. Su parque de generación depende casi exclusivamente de **centrales térmicas**, abastecidas mayormente con gas natural y otros combustibles fósiles. En 2011, según el boletín "Síntesis del MEM" que elabora mensualmente la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), el **61,9%** de la energía fue producida con centrales térmicas (Gráfico 4).

A esta situación de dependencia se suma la generación de un **desfasaje** entre la oferta y la demanda de energía, conocida comúnmente como crisis energética, causado por el bajo nivel de **inversiones** después de la crisis de 2001. Esto se ha sobrellevando con la **compra** de energía a países limítrofes y con la **importación** de combustibles fósiles para cubrir la demanda. (Cecilia Giralt, 2011, en base a datos de CAMMESA).

Existen en el país otras tecnologías de **generación** que se están conectando al SADI progresivamente, como las **eólicas** y **fotovoltaicas**, aunque aún de baja incidencia en cuanto a la capacidad instalada (Boletín CNEA, 04/2012).

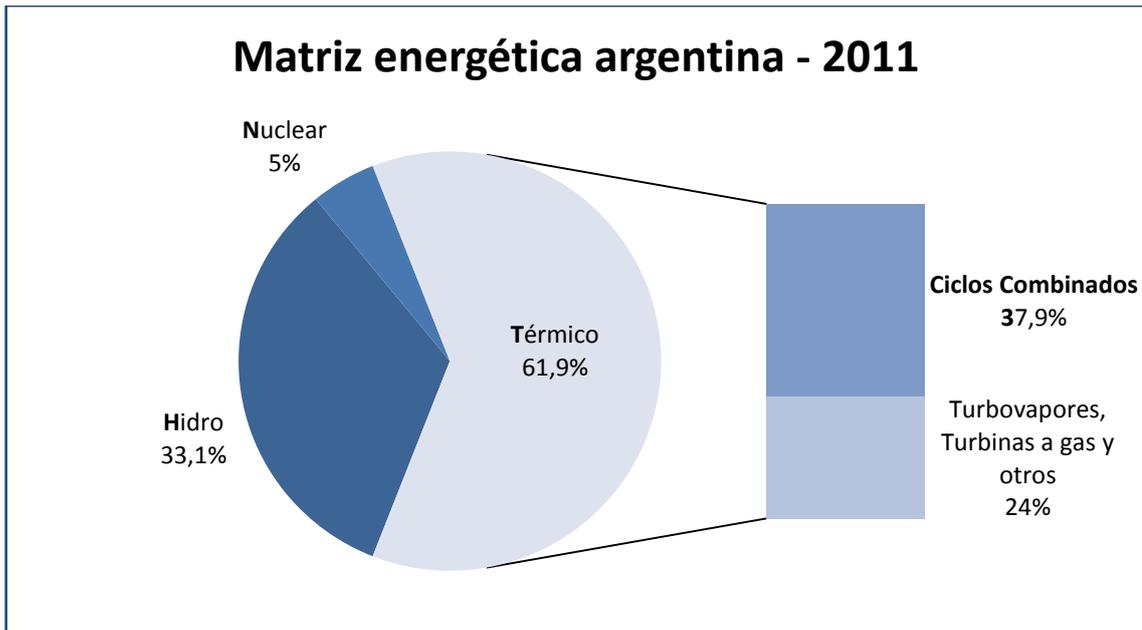


Gráfico 4. Matriz energética argentina, 2011. Fuente: CAMMESA.

La salida de la convertibilidad en el año 2001 originó cambios radicales en las políticas gubernamentales, cambios que afectaron seriamente al sector eléctrico que ya había sido **desregulado** en la década de 1990, funcionando en **libre competencia**.

Esas medidas provocaron no sólo una sistemática **desinversión** en el parque de generación, sino un importante déficit estructural en la operación del MEM que, combinadas con la devaluación del peso y los altos índices de inflación, tuvieron un **efecto** grave sobre el sector eléctrico (Cecilia Giralt, 2011).

La necesidad de cubrir el **déficit tarifario** ocasiona la permanente inyección de **subsidios** del tesoro nacional al mercado, así como la importación de energía y combustible para cubrir el déficit energético: en 2011, el precio de la energía (determinado según las Res. SE 240/03) promedió un **119,5 \$/MWh** mientras que el costo (precio monómico del mercado spot, representativo de costo total de operación del MEM) alcanza una media del orden de los **320 \$/MWh**. El año anterior este costo había sido de aproximadamente 260 \$/MWh.

Esta situación desencadenó una serie de **reacciones** por parte de las autoridades competentes, orientadas a utilizar las herramientas disponibles para minimizar los efectos de una inminente crisis energética y desarrollar nuevas políticas que articulen su **autoabastecimiento**, apuntando a la vez a una profundización en la diversificación de la matriz energética, preferentemente a partir de **fuentes renovables**.

Competitividad de la energía solar

Como consecuencia de lo mencionado anteriormente, las autoridades competentes han desarrollado **marcos regulatorios** específicos para incentivar inversiones en fuentes de generación renovable, ya que en el contexto actual, las mismas no pueden **competir** directamente con las energías convencionales, debido a que sus **costos** medios de generación parecen ser superiores (Tabla 2). Sin embargo, las condiciones de **competitividad** no son parejas, ya que en dichos costes no se contabilizan las externalidades **negativas** de las energías convencionales (costos ambientales, riesgo de escasez de los combustibles fósiles) ni las externalidades **positivas** de las renovables (seguridad energética, bajo impacto ambiental, desarrollo económico y social) (CADER, 2009).

Esta falta de paridad en las **reglas** de competencia han generado un desarrollo de marcos de **apoyo** regulatorios para fomentar este tipo de energías.

Costos de generación eléctrica a partir de diferentes energías alternativas. (Valores internacionales)							
Energía primaria	Sistema de generación	Costo unitario térmico	Costo u\$s por KW Instalado	Rango de costos de generación, mills/KWhr	Ventajas	Desventajas	Tecnología para aumentar el recurso energético en Argentina
Gas natural	Ciclo combinado	4 U\$/MMBTU	900-1200	20-30	Baja inversión. Alta eficiencia	Reservas de gas. Consumo de gas en picos de temperatura	Exploración
Gas natural	Turbina de ciclo abierto	4 U\$/MMBTU	500-600	22-28	Baja inversión. Se instala rápido	Reservas de gas. Consumo de gas en picos de temperatura	Exploración
Ídem de Tight Sands	Ídem	5-6 U\$/MMBTU	900-1200	28-32	Ídem pero mayor costo y necesidades tecnológicas	Precio de gas no rentable	Exploración y explotación
Ídem Coalbed methane	Ídem	6-7 U\$/MMBTU	800-1200	28-35	Ídem. Más tecnología	Precio de gas no rentable	Exploración y desarrollo de tecnologías de producción
Hidratos de metano	Ídem	Valores no disponibles	800-1200	Valores no disponibles	A investigar recursos	Recursos a investigar	Exploración y desarrollo de tecnologías de producción
Petróleo	Turbovapor supercrítica	12 U\$/MMBTU (Fuel Oil)	1500-2000 (Fuel Oil)	80-100	Commodity internacional. Marcador de otros precios de energías primarias	Caro y contaminante	(> Refinerías)
Petróleo (Gas Oil)	Turbina	18 U\$/MMBTU (Gas Oil)	600-700	65-90	Baja inversión. Se instala rápido	Bajo rendimiento termodinámico	(> Refinerías)
Carbón pulverizado	Convencional	2-2,5 U\$/MMBTU	2000-2500	40-45	Barato pero contamina	No se recupera CO ₂	Exploración y producción
IGCC (gasificación de carbón con ciclo combinado)	Sin recup. de CO ₂	2-2,5 U\$/MMBTU	3500-4000	55-70	Mayor eficiencia con combustible barato	No se recupera CO ₂ Alta inversión	Exploración y producción
IGCC con recuperación de CO ₂	Con recuperación de CO ₂	2-2,5 U\$/MMBTU	4000-5000	70-100	No emite gases de efecto invernadero	Muy caro. Poca experiencia	Exploración y producción
Biocombustibles	Turbina	24-29 U\$/MMBTU	600/700	80/90	El único primario directo para transporte. Agroindustria	Recurso limitado. Compite con alimentos	Nuevas fuentes. Genética vegetal
Nuclear	4ta. generación	1,4-1,5 U\$/MMBTU	3300 a 4000	20-30 (1)	Alta inversión inicial pero luego bajo costo Know how local	Residuos contaminantes. Estudiar disposición	Completar desarrollo de tecnología. Financiamiento adecuado
Eólica	Molinos	1800-2200 (3500 offshore)	40-70	No contamina. Bajo costo de mantenimiento. Tecnología local	Variable. Despacho máximo del 20/25% del total requerido	En desarrollo. A apoyar fuertemente
Solar fotovoltaica		7000-10000	120/180	Buena en sistemas aislados si no hay otra fuente. Miniaplicaciones	De noche no genera. Almacenamiento caro	Tecnología en desarrollo. Inversiones
Solar térmica		6000 (torre solar)	100-130	Buena en desiertos tropicales. Genera siempre	Tecnología en desarrollo. Costos	Seguir desarrollo internacional
Hidro grande		4000-7000	<25	Bajo costo. Alta inversión inicial	Relocalización poblacional e impacto ambiental	Apoyar estudios de nuevas centrales
Minihidráulicas		6000-10000	muy variable	Buena para generación distribuida	Alta inversión inicial. Inseguridad de suministro	Apoyar desarrollo de proyectos concretos
Olas		Valores no disponibles	Valores no disponibles	Constancia de suministro	Tecnología en desarrollo. Costos	Apoyar desarrollo local
Mareas		6000+	> 80	No contamina	1 sola central cara

IGCC : Integrated Coal-Gasification Combined Cycle
 Basado en Report #:DOE/EIA-0554(2009) Release date:March 2009 y otras fuentes.
 (1) <http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html>. Depende del periodo de amortización.

Tabla 2. Costos de generación eléctrica a partir de energías alternativas (valores internacionales). Fuente: EIA, 2009 (US Energy Information Administration)

Cambio de la matriz energética

Si bien la Argentina ha atravesado diversas crisis energéticas a lo largo de su historia, las acciones para la **diversificación** de su matriz energética son **recientes**.

A nivel **legislativo** el cambio más importante, ocurrió de la mano de la **Ley 26.190** “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinadas a la Producción de Energía Eléctrica” sancionada en diciembre de 2006. Si bien ya estaban en plena vigencia la **Ley Nacional Nº 25.019** (“Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar”) y una serie de leyes provinciales que apoyaban la generación de energía a través de fuentes renovables, las **compensaciones** previstas en dichos instrumentos resultaron **insuficientes** como estímulo. (Cecilia Giralt, 2011).

Con la **Ley 26.190** se fijó un lineamiento claro de la política pública para diversificar la actual matriz energética a partir de las energías renovables. La Ley declara de **interés nacional** la generación de energía eléctrica con destino a la prestación de servicio público a partir del uso de **fuentes renovables**, y establece como objetivo alcanzar una contribución del **8%** del consumo de la energía eléctrica nacional en diez años; esto implica llegar a la meta señalada en el año **2016**. Es importante aclarar que la ley impone una restricción a las centrales **hidroeléctricas** afectadas: un límite de potencia de **hasta 30 MW** (esto descarta centrales hidráulicas de magnitud).

Según previsiones de la Secretaría de Energía hacia el año **2016**, **2.500 MW** de generación serán de energías renovables y hacia el año **2025** se sumarían unos **1.000 MW** a lo ya instalado (Secretaría de Energía, 2008).

Con un parque de generación mayoritariamente dependiente de hidrocarburo, la Argentina se encuentra sujeta a la **volatilidad** de **precios** de los **combustibles fósiles**. En el año 2008 se gastaron cerca de **1.800 millones de dólares** en combustibles líquidos importados y en energía eléctrica de origen térmico la cual fue adquirida a países vecinos. Ese dinero fue destinado a la generación y compra de 7.700 GWh arrojando un costo promedio de **230 dólares por MWh** (CADER, 2009).

Datos actuales sugieren el sostenimiento de esta situación: según el boletín de la CNEA el **total importado** en 2011 fue de 2.412 GWh y las importaciones crecieron del 1,6% al 2% del total de energía consumida del 2008 al 2011. En cuanto a costos, según datos del Indec, durante **2011** se fueron del país **8.678 millones de dólares** en concepto de importaciones energéticas, por las compras de **gas, combustibles líquido y electricidad**. Si bien estos tres elementos son muy diferentes entre sí, se encuentran todos altamente relacionados, ya que tanto el gas como otros combustibles líquidos se utilizan también para generar electricidad en usinas térmicas.

A modo de conclusión del análisis histórico de la demanda, se han extraído los siguientes puntos destacados:

- ✓ La demanda ha estado históricamente asociada al **desarrollo económico del país**, pero esta relación presenta ciertos desvíos respecto de la predicción a

priori, tal como crecimiento de energía eléctrica **comercializada y caída del PBI en el mismo periodo**. Este comportamiento se da especialmente en periodos afectados por crisis pasajeras (1995, crisis del Tequila) y en los inicios de crisis profundas (2001/2, crisis de la convertibilidad; 2008/9, crisis económica mundial). Aparenta ser una especie de **efecto inercia**.

- ✓ La matriz energética argentina es extremadamente dependiente de hidrocarburos (cerca de 60%) y por lo tanto expuesta a los vaivenes de los precios internacionales de los mismos.
- ✓ Si bien en el contexto actual las **energías renovables** no pueden competir per se con las **energías convencionales**, debido a sus costes medios de generación, las condiciones de **competitividad** no son parejas: en dichos costos, no se contabilizan las **externalidades** negativas de las energías convencionales (costes ambientales, riesgo de escasez de los combustibles fósiles) ni las externalidades positivas de las renovables (seguridad energética, bajo impacto ambiental y desarrollo económico y social).
- ✓ La **ley 26.190** sienta las bases para un escenario donde existe una **demanda insatisfecha** de energías renovables, la cual podría ser de origen solar. De acuerdo con datos de la Secretaría de Energía, el futuro cercano para las renovables hacia el año **2016** es de **2.500 MW** de generación y hacia el año **2025** se sumarían unos **1.000 MW** a lo ya instalado (Secretaría de Energía, 2008).
- ✓ El **costo** promedio de la energía **importada (230 USD/MWh, 2008)** es **claramente inferior** al promedio de precios adjudicados a proyectos solares en la licitación GENREN I (**571,6 USD/MWh**). Esto implica que para el país hoy **NO** es a priori **económicamente conveniente** desarrollar energía solar para reducir el déficit energético.

Proyección de la Demanda

Para la **proyección de la demanda** anual de electricidad del SADI, administrado por CAMMESA, se estudiaron los datos provistos por el mismo CAMMESA desde 2002 hasta 2011. Se eligió **2002** como fecha de corte debido a la singularidad que representó la crisis económica de fin de 2001, y las diferencias significativas entre el **modelo económico** imperante en los 90's (orientado a servicios y producción agropecuaria) y el del 2003 en adelante (con énfasis a la industria).

El objetivo de esta sección es generar una proyección que ayude a corroborar que la demanda seguirá con un **ritmo de crecimiento** hasta que se firme el PPA por resolución SE 208/11. La confirmación de esta tendencia será otro elemento que indique la **factibilidad** de la firma del contrato con CAMMESA, ya que el principal interesado en el abastecimiento de energía en el país (el Estado Nacional) es quién auspicia esta modalidad de PPA.

Por lo tanto, se determinará la demanda de energía eléctrica en el país para los **próximos 20 años**, usando como método una regresión múltiple que intente encontrar un modelo apto para realizar dicha proyección.

La variable a explicar es la demanda de energía eléctrica en Argentina, entendiendo como demanda la **Demanda Total Comercializada (GWh)** informada por CAMMESA en su informe anual.

Para determinar una proyección de demanda sólida se necesita analizar y seleccionar entre distintos modelos de regresión para encontrar aquel que sea óptimo, el cual a su vez debe cumplir con todas las condiciones de validación del método. Para ello, se siguió el siguiente proceso:

1. **Pre-selección de variables explicativas**
2. **Análisis de relación entre las variables pre-seleccionadas y la variable explicada**
3. **Determinación de rango temporal del análisis**
4. **Regresión**
5. **Pre-selección por Cp y p, DET y P, y R2**
6. **Análisis detallado de la regresión de los modelos pre-seleccionados**
7. **Selección final**

Variable	Descripción	Fuente
Y	Demanda comercializada de electricidad	CAMMESA (informe anual 2011)
X1	Población	INDEC
X2	PBI pesos a precios constantes de 1993	INDEC
X3	Estimador Mensual Industrial (EMI)	INDEC
X4	Estimador Mensual de Actividad (EMA)	INDEC

Tabla 3. Descripción de variables y sus fuentes utilizadas en el análisis de regresión

1. Pre-selección de variables explicativas

En la Tabla 3 se muestran las variables explicativas pre-seleccionadas

Población y PBI

Las variables **Población** y **PBI** en pesos constantes de 1993 se incluyeron en el análisis debido a su clara **importancia macroeconómica**. La energía es un **insumo** clave utilizada tanto para consumo **residencial** como para la producción **industrial** y para el **sector comercial**. Para ambos datos la fuente usada fue el INDEC.

EMI: Estimador Mensual Industrial

Así como se suele definir el **Nivel de Actividad (NA)** para las empresas, diferenciado de su facturación, el INDEC elabora el Estimador Mensual Industrial. El EMI, según su elaborador, mide el desempeño del sector manufacturero pero debido a la metodología aplicada en el cálculo, no es posible presentar valores absolutos de producción sino que este valor es representado por una variación respecto de un valor año de referencia llamado “base” (en los cálculos de este trabajo, **base 2006=100**). La inclusión de esta variable responde a un intento de **aislar el consumo residencial** (39% del total, CAMMESA 2011) del industrial, que resulta de sumo interés para el análisis debido a los subsidios a la energía. Este hecho genera que el costo para los usuarios residenciales sea mucho menor que el costo cobrado a usuarios medianos y grandes (y también a los costos de generación), y a la vez lo hace independiente a las fluctuaciones más importantes. Esto genera además que la **elasticidad-precio** de este bien sea relativamente **baja**.

Entonces, al incluir PBI, población y EMI se tienen a la vez 3 indicadores muy útiles, ya que representan respectivamente a posibles drivers de la **demanda global** (PBI), **residencial** (Población) e **industrial** (EMI).

EMAE: Estimador Mensual de Actividad Económica

El indicador es un índice elaborado por el Indec que informa sobre el curso de la **actividad económica mensual**. Se diferencia del EMI ya que incluye también la actividad comercial. No obstante, es preciso puntualizar que se trata de un estimador construido con algunas fuentes diferentes de las utilizadas en la estimación del PIB trimestral, por lo que se presenta como una alternativa a utilizar el PBI tradicional.

Justificativo de exclusión de otras variables

Temperaturas medias extremas

En una primera instancia, se decidió incluir en el análisis la variable TM menores a 10°C (cantidad de días/año con temperaturas medias inferiores a 10°C) y TM mayores a 26°C (cantidad de días/año con temperaturas medias superiores a 26°C). El principal peso en esta decisión reside en los **hábitos de consumo de los usuarios**, debido a los elementos de calefacción/refrigeración que funcionan a base de electricidad, y su elevada influencia en el consumo eléctrico. Sin embargo, **ninguna de las variables resultó ser significativa**, en todos los modelos analizados, por lo tanto fueron excluidas del análisis.

La misma razón de **descarte** fue aplicada a las siguientes variables:

- Ingreso per cápita
- Demanda comercializada del periodo anterior
- PIB del año anterior
- EMI/EMAE del año anterior

PBI discriminado por sectores

De la misma forma que con las temperaturas medias extremas, modelos que contemplaban los valores de PBI fueron **analizados** y **descartados**. En particular, se analizaron modelos diferenciando

- Comercio mayorista y minorista y reparaciones;
- Industria manufacturera, y
- PBI resto (PBI global con la resta de los valores mencionados anteriormente)

La principal razón de descarte fue la alta relación con los modelos de PBI no discriminado, con variaciones mínimas entre los coeficientes. A su vez, ningún modelo validado incluía más de un solo PBI sectorial, dando a entender que solo remplazaban al PBI global. A su vez, los modelos con PBI global mostraban comparativamente **mejores parámetros** que cualquier de los sectores analizados.

Tiempo

Similar al caso del PBI global y PBI discriminado por sectores, en esta ocasión la tendencia lineal del tiempo puede ser remplazada por la variable población, que en la Argentina y en el periodo estudiado se comporta muy linealmente ($R^2 > 0,999$).

Precio

Teniendo en cuenta la elevada **fragmentación** que presentan los **precios** al consumidor (tanto industrial como residencial), representada por la enorme cantidad de tarifas diferentes entre las regiones con sus **distribuidores** finales (EDENOR, EDESUR, EDELAP, EPEC de Córdoba, EPE de Santa Fe, etc.) y los tipos según consumo y voltaje, elaborar y analizar un precio promedio de la energía a efectos de incluirlo como variable resultaba una tarea de gran magnitud. A su vez, existen numerosos estudios que

respaldan las particularidades de la electricidad (Fabra, 2007) debido a su **no almacenabilidad**, su elevada **estacionalidad** y la acusada **inelasticidad** de su **consumo**. Es lógico tomar a este último punto (inelasticidad-precio) como factor de descarte de la variable precio ya que la hipótesis se ve reforzada en este caso ya que en el mercado eléctrico argentino los precios que paga el **consumidor final** no responden a los precios que se negocian en el mercado mayorista.

2. Análisis de relación entre las variables pre-seleccionadas y la variable explicada

En todos los casos, se espera un coeficiente positivo de **correlación** entre la variable explicada y las variables explicativas. Como estrategia general, se busca identificar un modelo de **dos variables**, por un lado una que represente el **consumo residencial** (principalmente ligado a población) y otra el **consumo industrial** (ligado a PBI, EMI y/o EMAE).

3. Determinación de rango temporal del análisis

Debido a disponibilidad de datos, se utilizó un horizonte temporal de **18 años**, comprendiendo entonces 18 puntos de datos desde 1994 hasta 2011 inclusive.

4. Regresión

La regresión comienza entonces tomando datos a partir de 1994. El análisis de los posibles modelos se realizó mediante las variables mencionadas en 1. Pre-selección de variables explicativas. En la Tabla 3 pueden observarse las fuentes de las cuales se extrajeron los datos utilizados.

En la Tabla 4 se presentan los datos históricos seleccionados, según las variables y los años, que se utilizaron en el presente análisis.

Año	Demanda Comercializada	Población	PBI	EMI	EMAE
1994	62.500	34.353.066	250,3	77,7	105,8
1995	64.706	34.779.096	243,2	74,3	102,8
1996	68.756	35.195.575	256,6	76,7	108,5
1997	73.782	35.604.362	277,4	83,9	117,3
1998	76.492	36.005.387	288,1	85,9	121,8
1999	75.891	36.398.577	278,4	80,3	117,7
2000	83.758	36.783.859	276,2	80,0	116,8
2001	86.015	37.156.195	264,0	73,8	111,6
2002	81.348	37.515.632	235,2	66,7	99,5
2003	86.442	37.869.730	256,3	76,6	108,3
2004	93.286	38.226.051	279,1	84,9	118,0
2005	98.160	38.592.150	304,8	91,9	128,9
2006	104.627	38.970.611	330,6	99,8	139,8
2007	108.482	39.356.383	359,2	107,5	151,9
2008	112.382	39.745.613	383,4	112,7	162,1
2009	111.333	40.134.425	386,7	112,7	163,5
2010	115.735	40.518.951	422,1	123,5	178,5
2011	121.216	40.900.496	459,6	132,2	194,3

Tabla 4. Datos históricos para el modelo de regresión según variable y año

5. Pre-selección por Cp y p, DET y P y R2

Una vez realizado el análisis combinatorio de regresiones lineales se obtienen varios **modelos** diferentes, cada uno de los cuales queda representado por una **combinación de variables**. Para seleccionar un modelo final entre todos los generados se deben eliminar, en primer lugar, los modelos que no cumplan con:

Validación de R2: un valor alto de R2 implica la existencia de una relación entre X e Y, pero no demuestra que haya una relación causa-efecto. En el caso del presente proyecto, dado que se estudian variables macroeconómicas y microeconómicas, el valor mínimo razonable de **R2 es 0,7**.

Multicolinealidad: Pueden existir **asociaciones lineales** espurias aproximadas entre las variables explicativas, lo cual implica que se pueden obtener coeficientes con signos contrarios a la naturaleza de las variables explicativas analizadas previamente. Como criterio de aceptación, el determinante (DET) de la matriz de correlaciones debe superar el valor de 0,1.

Indicador de ajuste PRESS: medida de la capacidad predictiva del modelo. A **menor** PRESS, el modelo dará **mejores pronósticos**. Es un ordenador de modelos.

Análisis de los CP (componentes principales): se apunta a que el CP sea **mayor que 5P** (siendo P la cantidad de parámetros del modelo, lo que garantiza la **completitud del modelo**, descartando que haya información esencial contenida en otras variables no incluidas. Se utiliza para descartar modelos pobres.

La Tabla 5 contiene los modelos que cumplieron con todos los requisitos anteriores. En la Tabla 3 presentada antes se encuentra la codificación de los nombres de las variables explicativas.

Modelo	R2	S2	DET	S di	PRESS	p	Cp
X1 X3	0,988593	4455141	0,3084	35164,52	98224324	3	2,208897
X1 X4	0,987188	5004075	0,2737	37360,64	110297010	3	3,959625
X1 X2	0,987181	5006728	0,2734	37380,11	110379058	3	3,968086

Tabla 5. Resultados del análisis de los modelos seleccionados de regresión.

6. Análisis detallado de la regresión de los modelos pre-seleccionados

Siguiendo con el análisis, se procedió al estudio individual de cada uno de los tres modelos seleccionados realizando las regresiones lineales múltiples. El objetivo de todo esto radica en determinar finalmente el mejor modelo a utilizar para la proyección de la demanda de electricidad.

Tal como se hizo anteriormente para descartar modelos, cada una de las regresiones seleccionadas debe someterse a un **análisis** en profundidad de sus parámetros, de manera tal que cumpla con:

Criterio del coeficiente de determinación ajustado (R2 ajustado): debido a que R2 aumenta con la cantidad de variables, el análisis informa mejor de la **relación ruido/información** que aporta cada variable. Nuevamente, el valor debe ser mayor 0,7 para ser aceptado.

Criterio de significancia de β_1 : depende de un test de hipótesis con el coeficiente de regresión (hipótesis pesimista simultánea, $H_0: \beta_1=\beta_2=\dots=\beta_n=0$). Si se rechaza la hipótesis, la relación entre X e Y se considera significativa. Para **aceptar el modelo**, el valor del estadístico F (Fisher-Snedecor) de dicha hipótesis debe superar al fractil (1-nivel confianza, **95%**) de la misma.

Criterio de la probabilidad: la probabilidad es la resultante del test de hipótesis de significancia de cada variable en forma independiente. Para aceptar el modelo, dicho valor no debe superar el 5% (se rechaza la hipótesis pesimista, insignificancia de la variable)

Criterio de los signos (de los coeficientes): para aceptar el modelo, los signos obtenidos en la regresión deben concordar con los **esperados** a priori y explicados anteriormente.

Cabe aclarar que los tres modelos seleccionados en las etapas anteriores cumplen con dichos criterios.

7. Selección final

De estos tres modelos validados, se seleccionó el que contemplaba las variables **X1 y X2 (Población y PBI respectivamente)** ya que ante valores de R2 y S2 (varianza) similares (Tabla 6) y la imposibilidad de aplicar el principio de parsimonia (todos los modelos son de 2 variables) se priorizó la facilidad de obtener proyecciones de las variables explicativas. Bajo este supuesto, el PBI como representante del **consumo industrial y comercial** resulta mucho más fácil de predecir debido a su importancia como variable **macroeconómica** de cualquier país.

Modelo	R ²	S ²
X1 X3	0,988593	4455141
X1 X4	0,987188	5004075
X1 X2	0,987181	5006728

Tabla 6. R2 y S2 de modelos validados en el análisis de regresión.

El modelo a utilizar queda determinado entonces por dichas variables y sus coeficientes:

- Variables explicativas: **Población (X1) y PBI (X2)**
- Ecuación de la recta de regresión: **0,00738634 X1 + 59,1827857 X2 – 206241,5835**

A continuación se realizó un estudio del modelo elegido, con el objetivo de analizar el **comportamiento** del mismo. La Tabla 7 muestra los valores históricos de población, PBI y demanda de electricidad por un lado y agrega en otra columna aquellos predichos por el modelo. A su vez, la columna error contiene la diferencia entre los **datos reales** y la **predicción** ex-post. Los valores de demanda real, proyección y **error** fueron graficados en la Gráfico 5; el error se encuentra referenciado al eje vertical secundario.

Año	Demanda Comercializada	Población	PBI	EMI	EMAE	Proyección ex post	Error
1994	62.500	34.353.066	250,3	77,7	105,8	62.316	184
1995	64.706	34.779.096	243,2	74,3	102,8	65.041	-335
1996	68.756	35.195.575	256,6	76,7	108,5	68.913	-157
1997	73.782	35.604.362	277,4	83,9	117,3	73.164	618
1998	76.492	36.005.387	288,1	85,9	121,8	76.758	-266
1999	75.891	36.398.577	278,4	80,3	117,7	79.085	-3.194
2000	83.758	36.783.859	276,2	80,0	116,8	81.801	1.957
2001	86.015	37.156.195	264,0	73,8	111,6	83.831	2.184
2002	81.348	37.515.632	235,2	66,7	99,5	84.781	-3.433
2003	86.442	37.869.730	256,3	76,6	108,3	88.646	-2.204
2004	93.286	38.226.051	279,1	84,9	118,0	92.627	659
2005	98.160	38.592.150	304,8	91,9	128,9	96.852	1.308
2006	104.627	38.970.611	330,6	99,8	139,8	101.174	3.453
2007	108.482	39.356.383	359,2	107,5	151,9	105.716	2.766
2008	112.382	39.745.613	383,4	112,7	162,1	110.024	2.358
2009	111.333	40.134.425	386,7	112,7	163,5	113.091	-1.758
2010	115.735	40.518.951	422,1	123,5	178,5	118.026	-2.291
2011	121.216	40.900.496	459,6	132,2	194,3	123.064	-1.848

Tabla 7. Datos históricos, proyección ex post y error. Análisis de regresión.

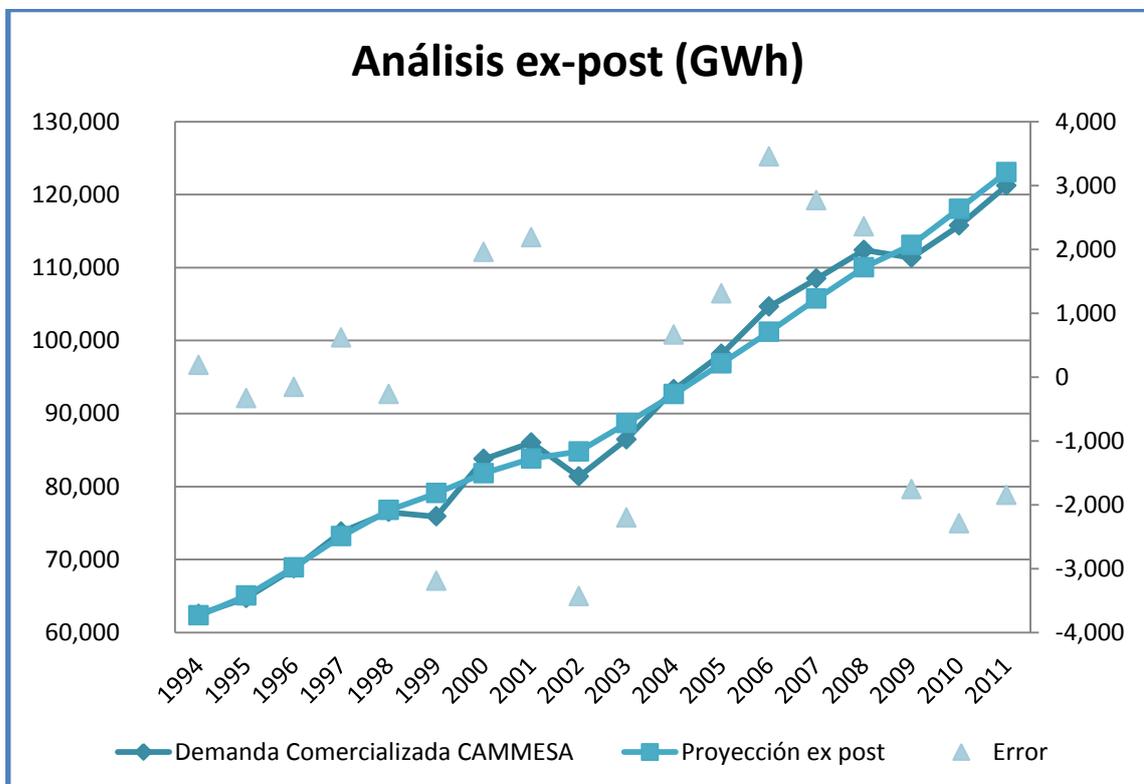


Gráfico 5. Análisis ex-post del modelo seleccionado. Fuente: elaboración propia

A partir del gráfico, se observa que ambas curvas siguen una misma **tendencia** excepto en los desfases de los periodos con crisis importantes (2001/2 crisis local; 2008/9 crisis internacional). Si bien se observa una atenuación en el crecimiento de la **proyección** en dichos periodos, en ningún momento hay una caída de generación, tal como ocurrió en la realidad.

Se ensayaron **modelos similares** con inclusión de hasta 2 variables **dummy** de crisis local e internacional, pero en ningún caso sus coeficientes resultaron ser significativos. De todas formas, teniendo en consideración un eventual ajuste del modelo por crisis económica, ya sea por el **método de escenarios** (contemplando una probabilidad de que ocurra una crisis económica) o por alguna variable dummy, puede finalmente aceptarse la validez del modelo conformado por las variables X1 y X2.

Análisis del error

Una de las hipótesis en los modelos de regresión consiste en la **distribución** de los **errores**, la cual debe corresponder a una normal con media cero. Para realizar este estudio se confeccionó un histograma (Gráfico 6), el cuál mostró una distribución aproximadamente normal, **corroborando** la hipótesis. A su vez, la **media** fue de **cero**.

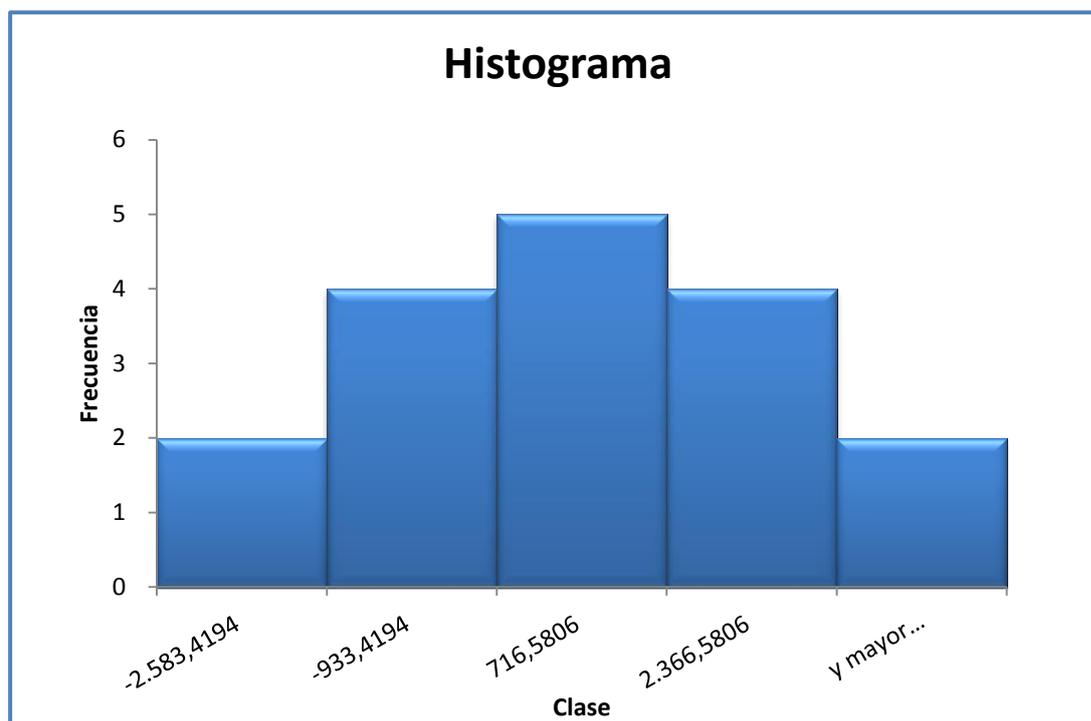


Gráfico 6. Histograma del error del análisis ex-post.

Una vez seleccionado el modelo que mejor se **ajusta**, y a partir de los respectivos coeficientes se procede a proyectar las variables X1 y X2 para obtener una **proyección** de demanda de energía eléctrica hasta el año **2020**. Como fuente de información se tomaron los valores de la cátedra Proyectos de Inversión del ITBA para población y los

del FMI para PBI; los datos se encuentran volcados en la Tabla 8 junto con la **predicción** de demanda de energía eléctrica.

Año	Población (millones de personas)	PBI (miles de millones de pesos constantes)	Demanda (GWh)
2012	41,3	478,97	127.161
2013	41,7	498,05	131.245
2014	42,0	519,06	134.704
2015	42,3	541,32	138.237
2016	42,6	565,27	141.871
2017	42,9	590,54	145.582
2018	43,2	610,38	148.972
2019	43,5	632,71	152.510
2020	43,8	655,05	156.048

Tabla 8. Valores proyectados vía regresión. Los datos a partir de 2018 corresponden a una proyección lineal de los años anteriores.

Es importante destacar el consumo previsto para el año 2016, año de cumplimiento del plazo de la Ley 26.190 que establece que un 8% del consumo eléctrico debe ser de fuentes renovables. De los 141.781 GWh generados, **11.342 GWh** deberán ser de **origen renovable**, valor que aproximadamente equivale a una potencia instalada solar de 9.000 MW (350 días de operación anuales, 15% factor de carga). Teniendo en cuenta que para el corto plazo la capacidad instalada esperada de energía solar es de solo 20 MW (proyectos adjudicados GENREN I), y considerando una penetración del 10% de participación solar en el mix de renovables, se estaría hablando de **230 MW de demanda a satisfacer en el periodo 2013-2016**. Este valor representa una demanda para **48 centrales solares** de 5 MW.

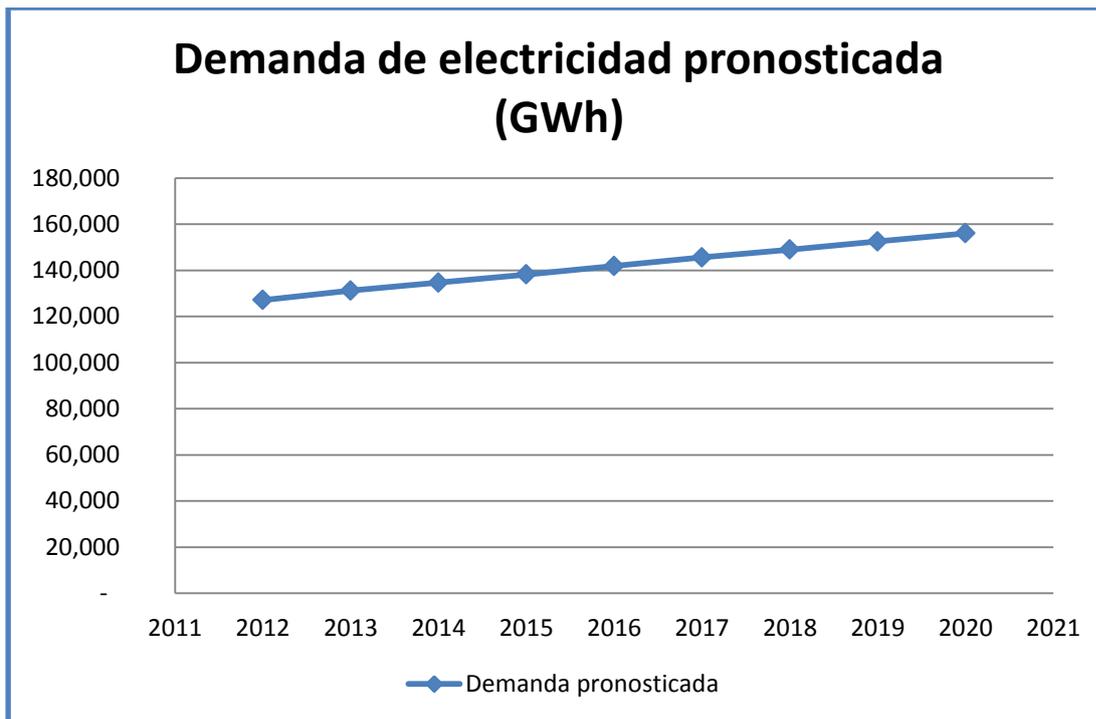


Gráfico 7. Demanda de electricidad pronosticada 2012-2020.

De los gráficos de proyección de demanda (Gráfico 7 y Gráfico 8) puede observarse una tendencia creciente, alcanzando para el año **2020** un valor de **146 TWh**.

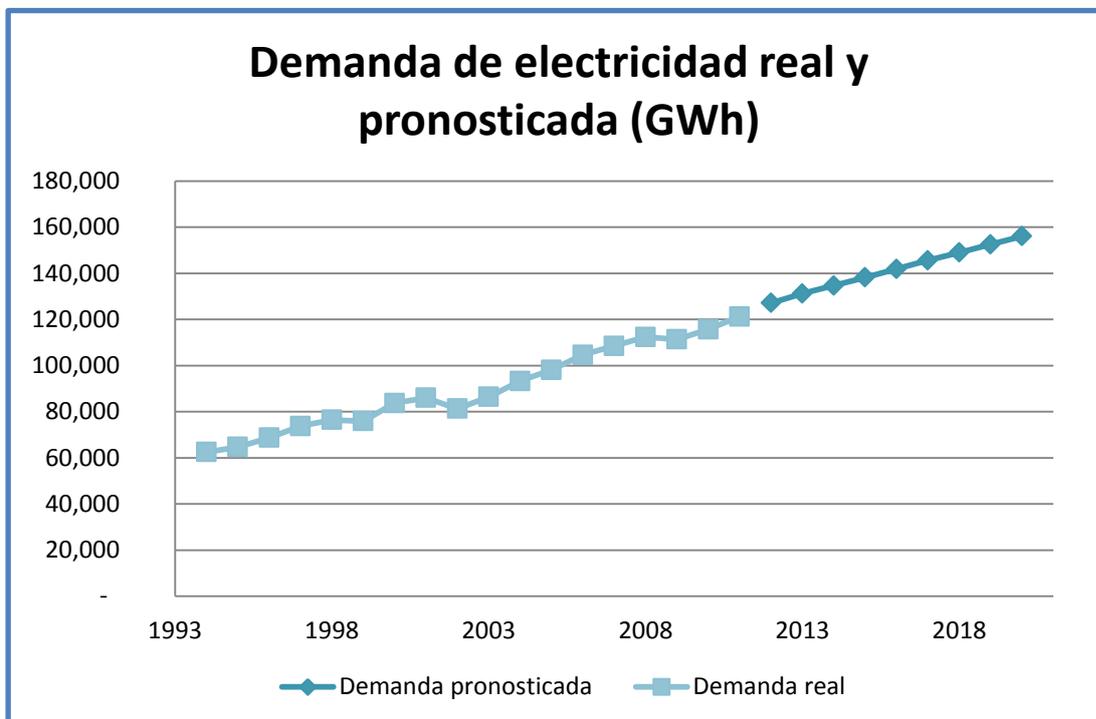


Gráfico 8. Demanda de electricidad real 1994-2011 y pronosticada 2012-2020.

Nuevo escenario

Debido a las últimas tendencias en los indicadores macroeconómicos de la Argentina, los expertos hablan de una **desaceleración** en 2012 y lo marcan como el comienzo de un periodo de crecimiento a **tasas moderadas**, contrapuesto a los años anteriores de crecimiento a tasas altas. Con el objetivo de evaluar este escenario, se construyó una proyección de PBI diferente a la estimada por el FMI, con tasas de crecimiento menores, las cuales pueden verse en la Tabla 9.

Año	Población (millones de personas)	Crecimiento del PBI (porcentual)	PBI (miles de millones de pesos constantes)	Demanda (GWh)
2012	41,3	2,5%	471,09	126.695
2013	41,7	1,0%	475,80	129.928
2014	42,0	2,0%	485,32	132.707
2015	42,3	2,5%	497,45	135.641
2016	42,6	3,0%	512,37	138.740
2017	42,9	3,0%	527,74	141.866
2018	43,2	3,0%	543,58	145.019
2019	43,5	3,0%	559,88	148.200
2020	43,8	3,0%	576,68	151.410

Tabla 9. Escenario alternativo para el modelo de regresión con tasas de crecimiento del PBI menores.

Como era de esperarse, la proyección para este escenario no arrojó resultados alarmantes. El **crecimiento se mantiene** y la máxima **diferencia** en el año 2020 es de apenas un **3%** en GWh demandados, poco más de 5.000 GWh (Gráfico 9 y Gráfico 10). Debido al relativamente bajo aporte del proyecto estudiado a la demanda, de no mediar eventos extraordinarios poco probables, dicha variación **no afectará** de manera tangible al mismo.

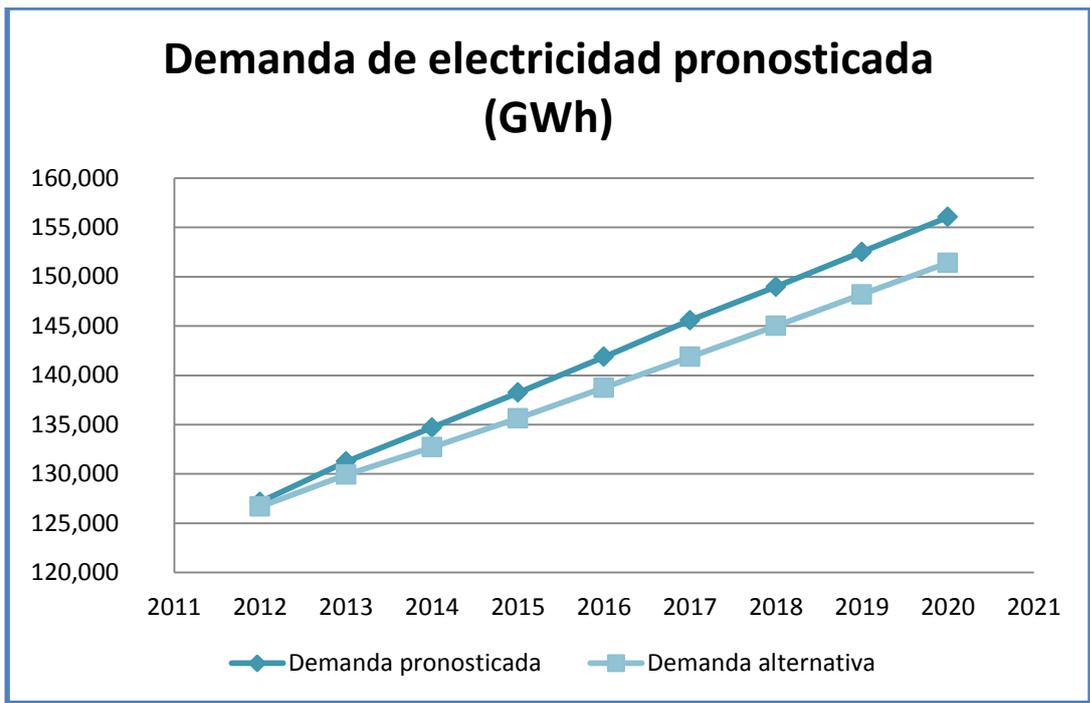


Gráfico 9. Pronóstico de demanda original y alternativa.

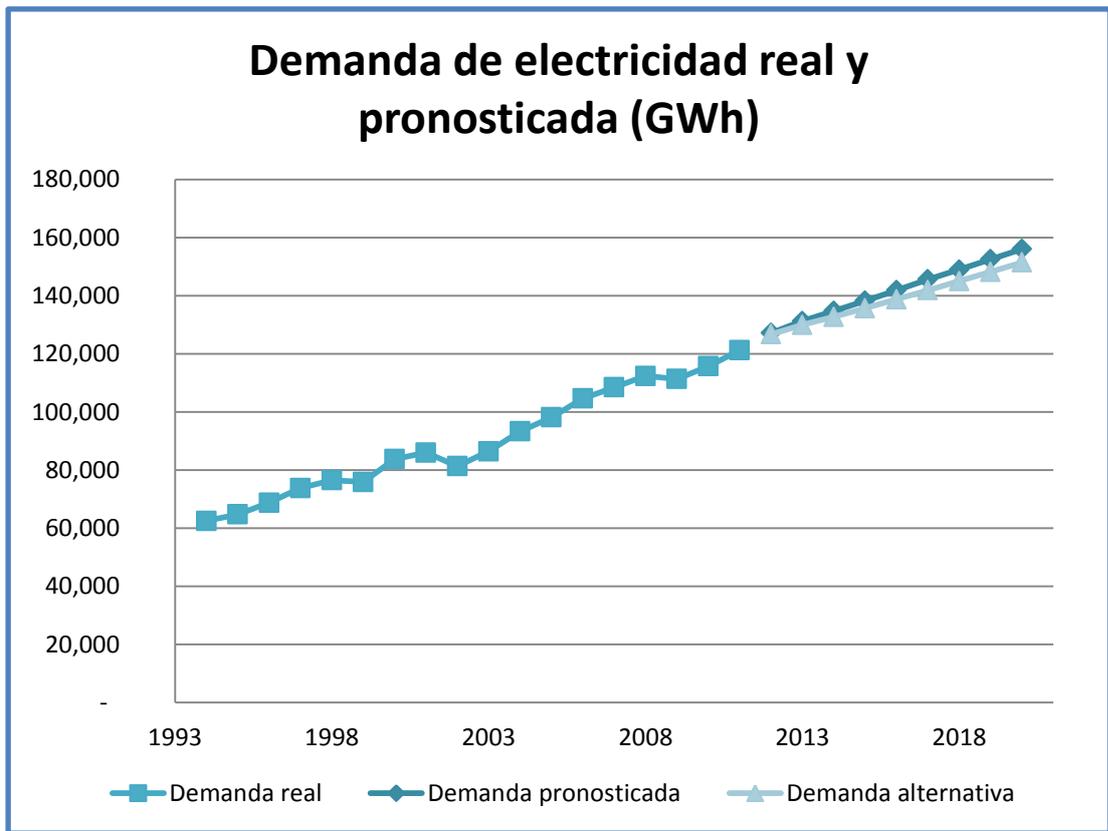


Gráfico 10. Demanda real 1992-2011 y pronosticada original y alternativa 2012-2020.

Corolario

Vale la pena aclarar que esta demanda representa el **consumo total** de electricidad en el país para los próximos años, y por el momento no se cuentan con datos suficientes para proyectar consumo residencial, comercial e industrial por separado. Los únicos datos confiables disponibles pueden encontrarse en el boletín anual 2011 de CAMMESA donde se separan los consumos entre Residencial, Menores (< 10kW), Intermedios (10 y 300 kW) y Mayores (> 300 kW). El Gráfico 11 y el Gráfico 12 muestran la **disparidad** entre los distintos **consumos**, siendo de particular interés el periodo 2006-2009 debido al desempeño dispar de los usuarios Mayores respecto del resto de los usuarios.

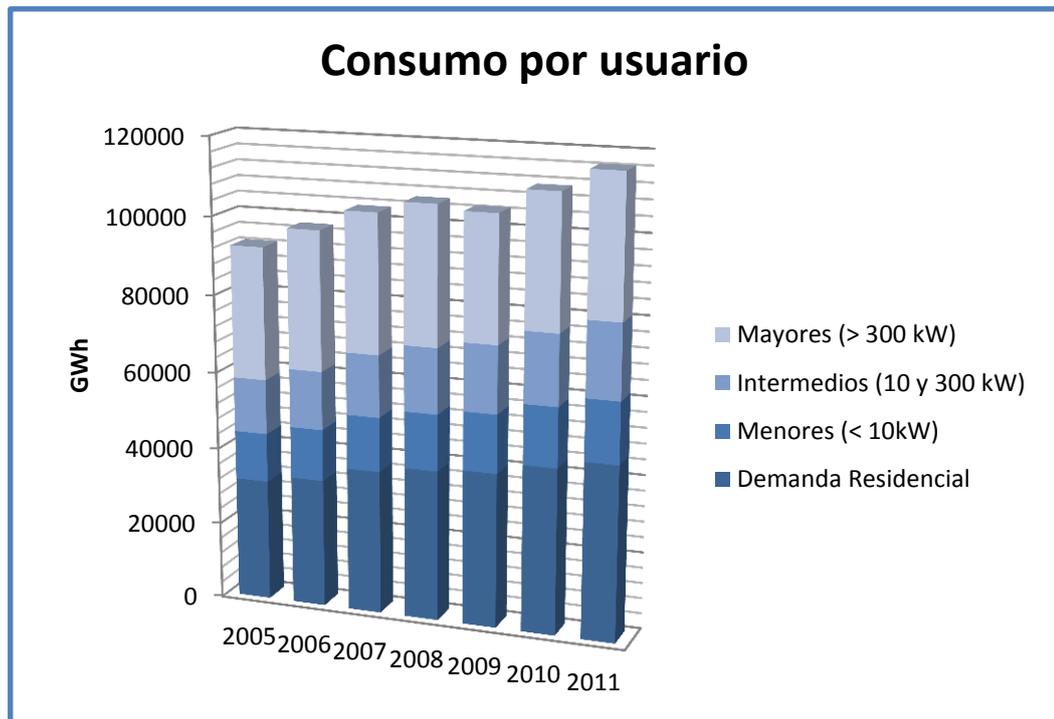


Gráfico 11. Consumo por usuario, gráfico de columnas apiladas. Fuente: CAMMESA.

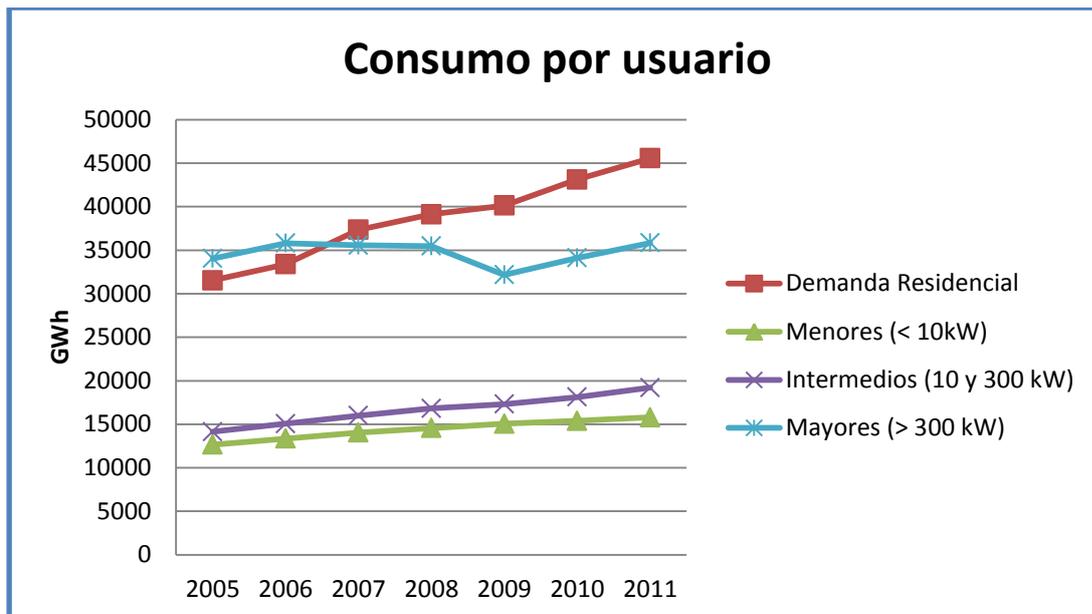


Gráfico 12. Consumo por usuario, gráfico de líneas. Fuente: CAMMESA.

Si bien el **modelo** de regresión seleccionado parece **ajustar correctamente** la evolución de la demanda de energía eléctrica total del país, salvo en las épocas de crisis, cabe preguntarse entonces si no sería más adecuado realizar la estimación a partir de la distinción de las **causas** que generan la **demanda**, tales como consumo residencial, comercial (Menores e Intermedios) e industrial (Mayores). De todas formas, el análisis más detallado de esta posibilidad se ubica fuera del alcance de este proyecto.

Oferta

Retomando el análisis de la oferta, más allá de los valores, lo importante es destacar la forma en que se adjudican las **proporciones** de los métodos de generación. Como conclusión, la producción solar es insignificante apenas representando un **0,02%**. Como se mencionó anteriormente la oferta argentina de energía basa su producción en combustibles de origen fósil (Gráfico 13).

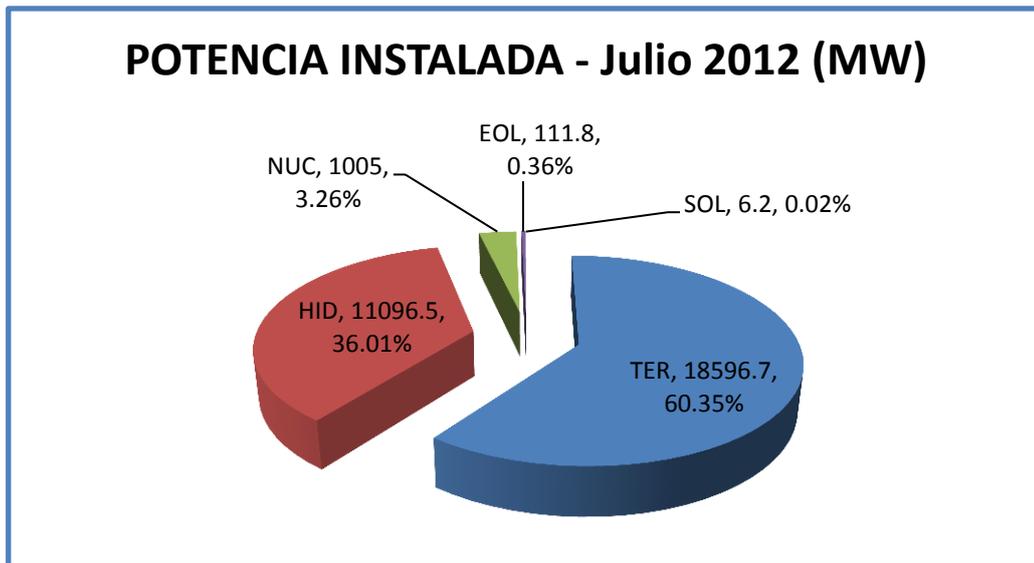


Gráfico 13. Potencia Instalada en el SADI, Julio 2012. Fuente: Boletín CNEA.

Cabe aclarar que las **capacidades eólica y solar** consignadas en la tabla precedente, no representan la totalidad de la potencia existente en el país, sino solo la que **entrega** energía al **SADI**. El resto de la generación eólica (aproximadamente 28 MW), descuenta demanda en **cooperativas regionales** del total de sus compras efectuadas al MEM (Boletín CNEA, 04/2012). El resto de generación solar corresponde principalmente a unidades generadoras aisladas (rurales), de gran impulso con el reciente programa PERMER (Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales).

Párrafo aparte merece la generación **hidráulica**. Durante el período de análisis se observa una participación promedio del **33,3%** (Gráfico 4). Cabe destacar que este tipo de energía limpia es de gran **importancia** para el mercado argentino. Las características **geográficas** han ayudado al desarrollo de este tipo de generación.

En el gráfico a continuación puede observarse la tendencia de **crecimiento** de la generación del MEM, llamando la atención el cada vez más importante peso relativo de la generación térmica. Tal como se mencionó en el apartado Análisis actual de la demanda, las tecnologías de generación **eólica y fotovoltaica** son aún de baja incidencia, por lo que no se han tenido en cuenta al elaborar el gráfico de generación histórica del MEM.

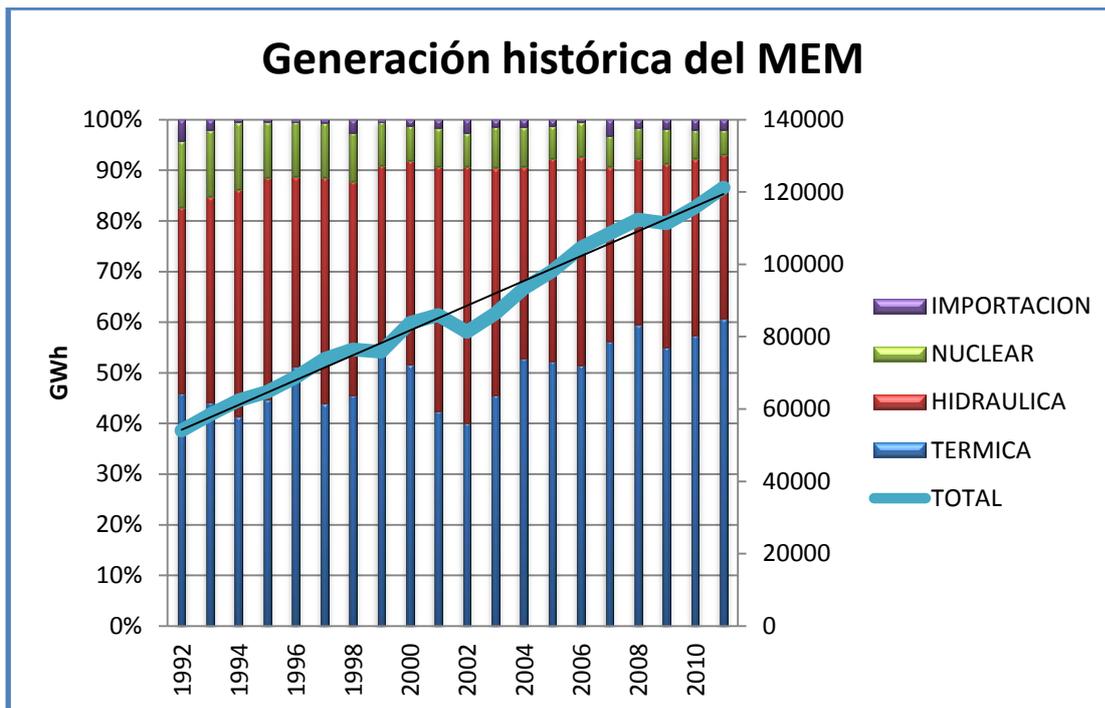


Gráfico 14. Evolución de la generación de energía eléctrica en Argentina. Fuente: CAMMESA, 2011.

Todos los datos fueron obtenidos del informe anual de CAMMESA 2011. Puede observarse alguna ligera **variación** respecto a los valores de demanda por parte del INDEC, sin embargo se ha optado por priorizar los datos del primero. Tal como muestra el gráfico, la oferta de energía tuvo una **tasa creciente** a lo largo de los años y se espera que así continúe. A su vez, el sistema importa un porcentaje relativamente alto de energía, tal como lo muestra la evolución de la composición porcentual de las importaciones (Gráfico 15).

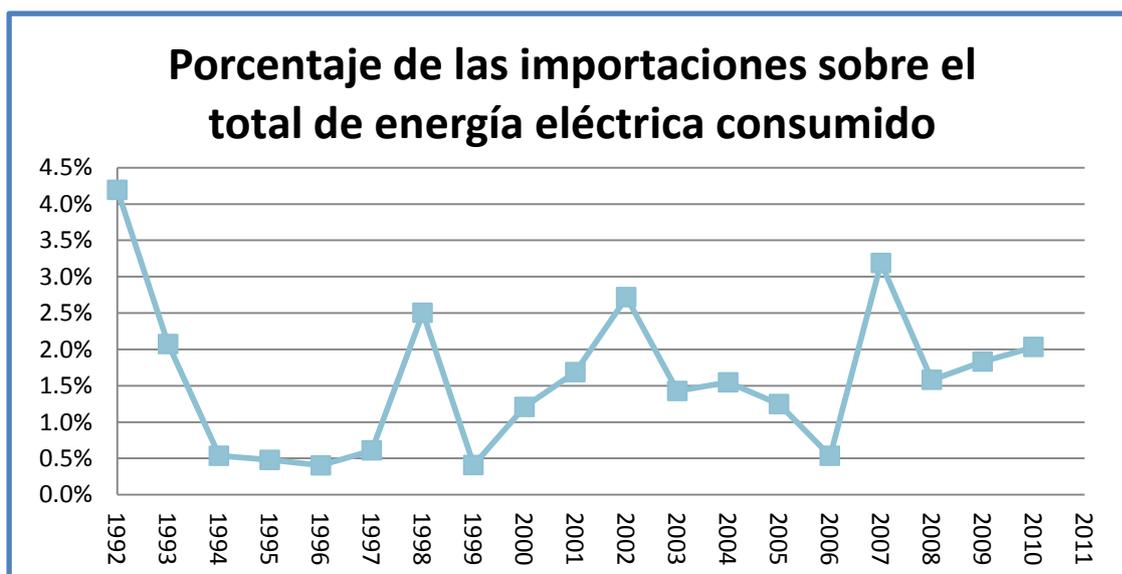


Gráfico 15. Porcentaje de las importaciones sobre la energía eléctrica consumido. Fuente: CAMMESA, 2011.

Refiriéndose a la producción de energía solar en la Argentina, la primera interconexión al SADI fue el 18 de abril de 2011 cuando ingresó la Planta Piloto Fotovoltaica “**San Juan I**” ubicada en la provincia de San Juan, con una potencia de 1,2 MW. Desde ese año, hubo una sola incorporación de 5 MW de producción solar, con la entrada en operación en abril de 2012 de las centrales Cañada Honda I y II (2 y 3 MW respectivamente, adjudicadas en GENREN), constituyendo una potencia instalada solar total de 6,2 MW a la fecha de realización de este trabajo (mediados 2012).

Situación Actual

Oferta Bruta de Energía Julio de 2012

Como se puede observar, la oferta bruta de energía se obtiene de la **suma** de las **generaciones** brutas térmica, hidráulica, nuclear, alternativa (eólica y solar), más la importación proveniente de los países limítrofes. Verificando lo mencionado anteriormente el **porcentaje ofertado** por energía solar es mínimo (1,03 GWh), representando un 0,01% del total de 12010,4 GWh (Gráfico 16).

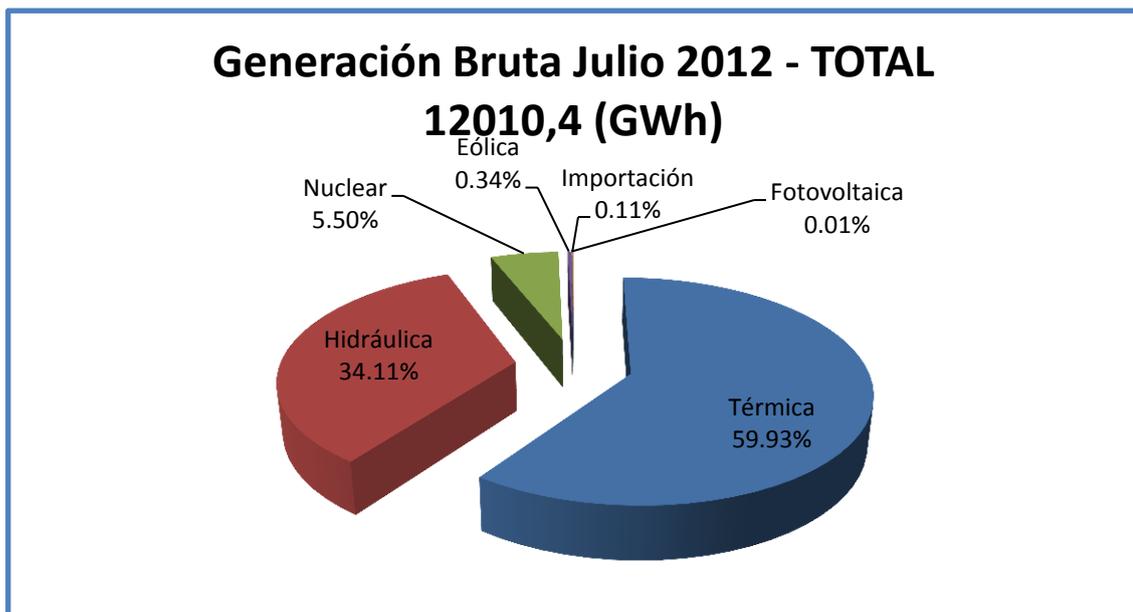


Gráfico 16. Oferta Bruta de Energía. Fuente: CNEA, Julio 2012.

Oferta Solar Mundial

La última década **no vio** grandes **inversiones** en centrales o desarrollos solares en la Argentina. Comparando con el análisis del crecimiento global vemos una significativa **diferencia** entre la Argentina y el mundo. Queda más clara la evolución mundial si se observa gráficamente (Gráfico 17).

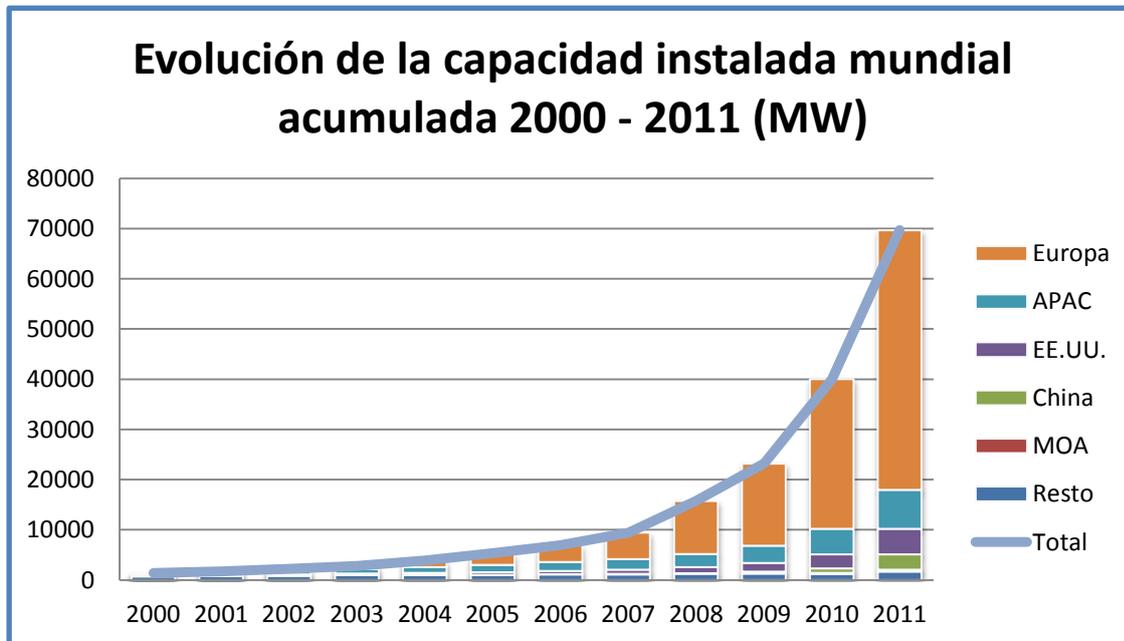


Gráfico 17. Capacidad total instalada a nivel mundial de energía solar. Fuente: European Photovoltaic Industry Association (EPIA).

El crecimiento **exponencial** que se observa en la producción solar muestra la importancia de esta energía a nivel mundial. Hoy en día este tipo de energía es una probable **alternativa** de energía renovable. Se espera la construcción de nuevas centrales aumentando su **producción** y mejorando su **eficiencia** a través de nuevas tecnologías.

Oferta Solar en Argentina

Comenzando el análisis de las centrales **construidas**, vemos que las localizaciones se encuentran concentradas en la región CUYO, particularmente en la provincia de San Juan, y que existe un enorme **potencial** de crecimiento. Dadas las condiciones económicas y políticas, la capacidad de generar más energía solar es enorme.

La producción argentina de energía solar, según puede apreciarse en el gráfico, empieza en 2011 con "San Juan I" y crece en 2012 con "Cañada Honda I" y "Cañada Honda II". Se espera que para 2013-2014 se encuentren en operación el resto de las centrales adjudicadas en GENREN.

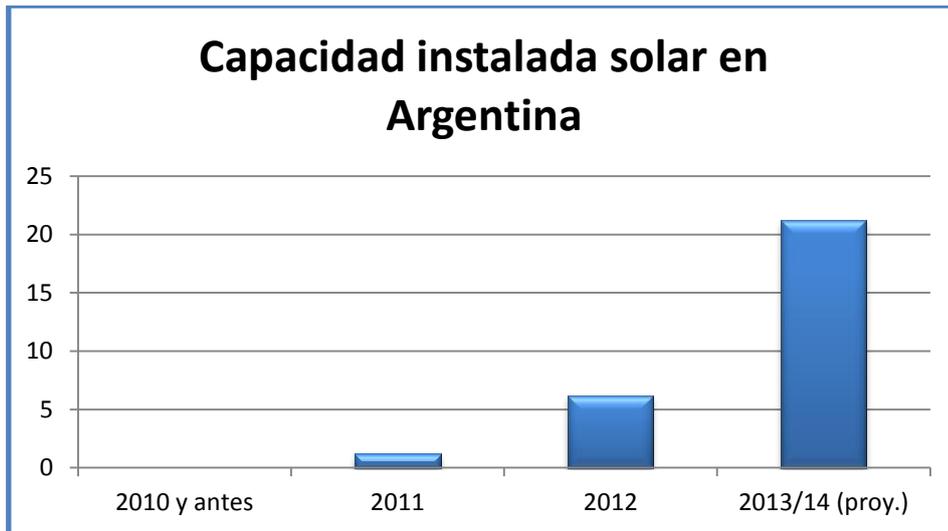


Gráfico 18. Capacidad Instalada Solar Nacional. Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

La oferta solar se vio **favorecida** en los últimos años gracias a la licitación **GENREN**. La proyección en la oferta se basa en la capacidad que la licitación estableció (**20 MW**). Se espera que para **2013-14** estén todas las centrales terminadas con una capacidad total instalada de **21,2 MW** (Gráfico 18).

Licitación GENREN

Programa GENREN, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Energía, ENARSA SA. Ver Ilustración 4.

Proceso Licitatorio

- 21 Empresas oferentes
- 51 proyectos presentados
- Potencia Ofertada 1436,5 MW (40% superior a la licitada)

Beneficios Esperados

- Más de 7.000 puestos de trabajo
- 9.000 Millones de Pesos de Inversión
- Más de 2 Millones de Toneladas de CO2 evitadas
- Promoción del Desarrollo Industrial Local
- Desarrollo de la Economías Regionales
- Diversificación de la Matriz Energética
- Impacto Federal y Distribuido

Empresas Adjudicatarias

- Emgasud Renovables S.A
- Patagonia Wind Energy S.A.
- Energías Sustentables S.A.
- International New Energy
- Sogesic S.A.
- Isolux Corsán Argentina S.A.
- IMPSA S.A.
- Nor Aldyl S.A.
- Centrales Térmicas
- Mendoza S.A.
- SIRJ SRL
- Generación Eólica S.A
- IECSA S.A. - Hidrocuyo S.A

Adjudicación

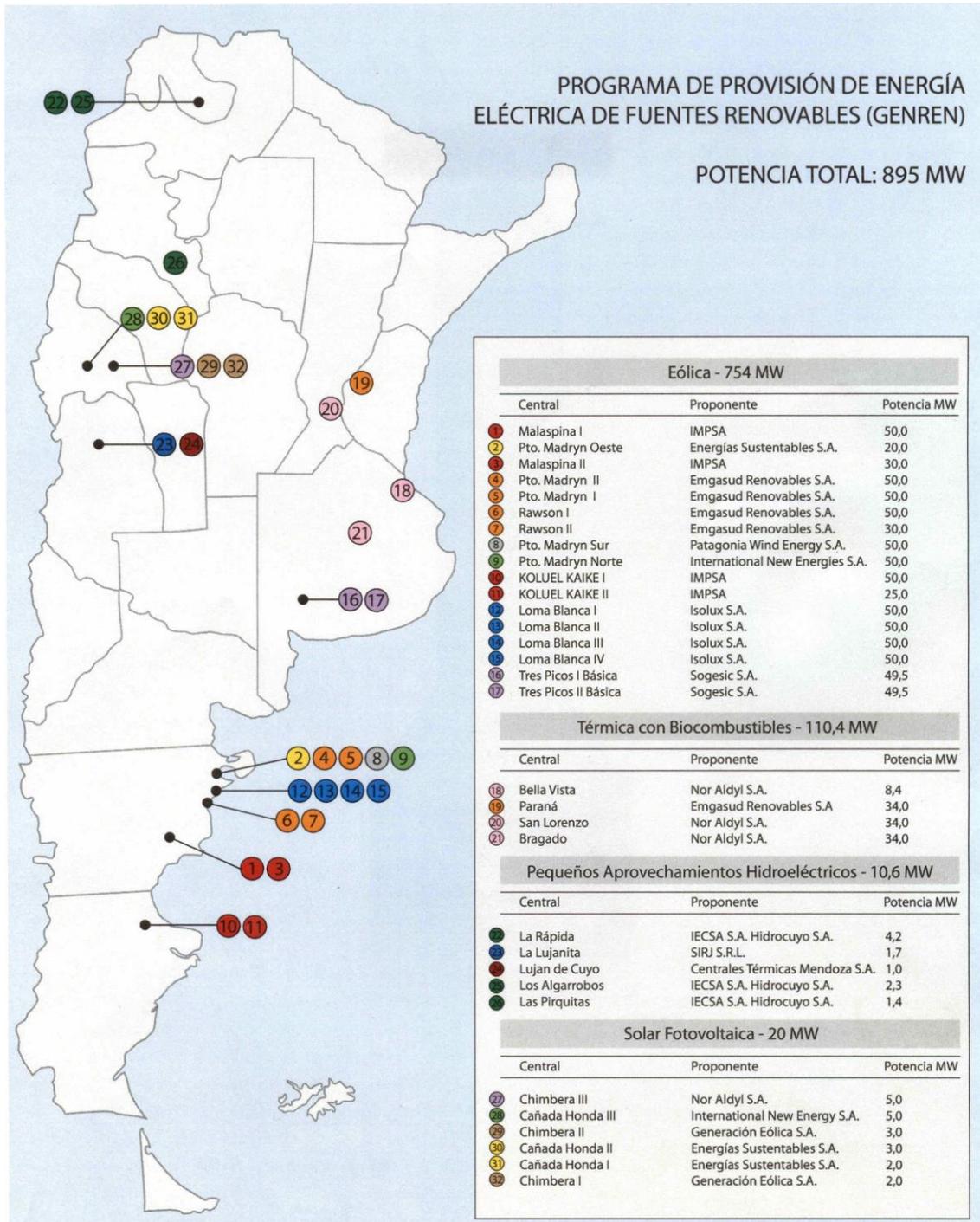


Ilustración 4. Adjudicaciones correspondientes al programa GENREN. Fuente: Ministerio de Planificación Federal, Inversión y Servicios, Junio 2010

Para el desarrollo del proyecto es necesario considerar los competidores que producen energía directamente a partir del sol y los productores de electricidad a partir de otras fuentes, tanto renovables como no renovables (Ilustración 5). De este modo, se tendrán en cuenta a los competidores directos e indirectos.

Mercado competidor

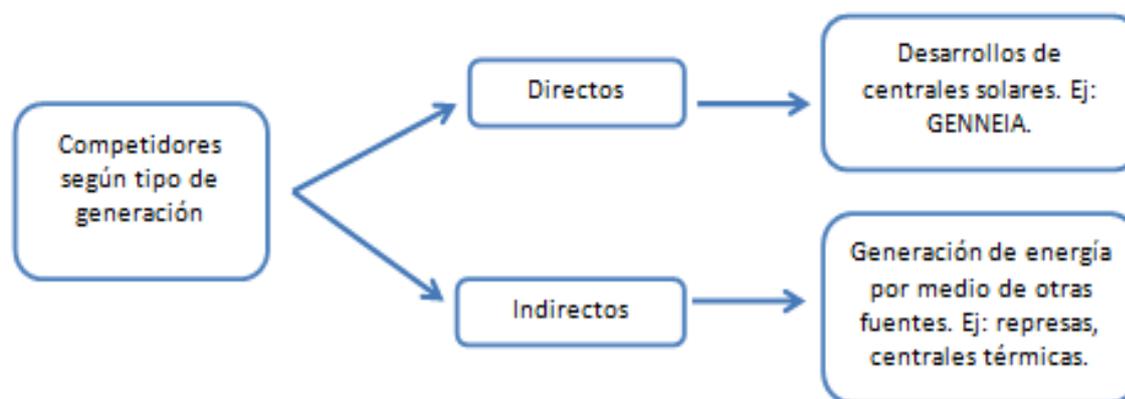


Ilustración 5. Esquema de competidores.

Empezando por los competidores directos se puede dividir el mercado competidor en empresas con desarrollos potenciales y en empresas ya con proyectos en ejecución.

Competidores actuales

GENNEIA (Ex-Emgasud) nació como sub distribuidora de gas natural para algunas ciudades de la costa bonaerense y desde 1997 incursiona como inversor y operador de centrales de generación eléctrica; hoy en día es una compañía energética. Provee soluciones con tecnologías de última generación en equipamientos térmicos y es el principal inversor en proyectos de energías renovables en el país. Se encuentra operando 80 MW eólicos y 5 MW solares, proyectos eólicos con PPA de 220 MW eólicos y 15 MW solares (GENREN) +1000 MW de energía renovable en pipeline, todos ellos en Argentina. Entre los más importantes, están los proyectos adjudicados “Parque Eólico Rawson I” y “II”, “Parque Eólico Madryn I” y “II”, y “Cañada Honda I” y “II”; todos mediante **GENREN**.

Planes futuros de inversión incluyen 1817 millones de dólares para incorporar 1000 MW al parque energético nacional en los próximos diez años a través de GENNEIA y sus empresas afiliadas, considerando proyectos que incluyen 350 MW en energía eólica, 200 MW en energía térmica a base de biocombustibles, 250 MW en energía solar y 200 MW en energía térmica convencional.

Por el momento, solo este grupo del inversor Alejandro Ivanissevich (EMGASUD, GENNEIA), cuenta con desarrollos solares en operación en Argentina.

Aclaración: las centrales solares mencionadas en este apartado no pertenecen formalmente a GENNEIA sino que son propiedad de otras empresas (sociedades vehículo) conformadas por los mismos inversores específicamente para cada proyecto, como Energías Sustentables SA, Generación Eólica SA, etc.

Respecto a los competidores **indirectos**, se pueden diferenciar quienes producen electricidad a partir de fuentes renovables y quienes utilizan recursos no renovables.

Entre los primeros se destacan la generación de energía **hidroeléctrica** con un 27% del total de energía producido en el país. Las energías **renovables** luego que entren en operación las centrales adjudicadas en el GENREN aportarán un 3% a la matriz energética (Secretaría de Energía, 2011). Sin embargo, hoy en día la producción solar representa un 0,02% del total de la matriz energética.

Los **hidrocarburos** aportan un 69,2% de energía en la **matriz** energética y la energía **nuclear** un 3,3%. Se consideran competidores indirectos porque por más que ocupan una parte importante del mercado, el **origen** del commodity es distinto en cada caso. Las **condiciones** tanto económicas como legales de producción se adecúan de acuerdo a sus características. (Síntesis MEM 2012, CNEA)

Cabe destacar que el **crecimiento** de la economía nacional viene asociado con el aumento de la **demand**a de energía eléctrica, lo cual conlleva a la preocupación del **Estado nacional y de los provinciales**. Considerando esto último, se puede inferir el aval y apoyo a nuevos ingresantes en mercado de la energía, punto que juega como un arma de doble filo para este proyecto ya que si bien nos amplía las probabilidades de entrar al mercado, nos pone en competencia directa con los demás aspirantes.

Otros aspectos positivos a considerar como atractivos para el sector son: el calentamiento global, creciente preocupación por el medio ambiente y el avance tecnológico en la energía solar.

Competidores potenciales

Existen varios desarrolladores de centrales solares que por el momento no han incursionado en el mercado argentino. Europa, principalmente y EE.UU. continúan siendo el centro del desarrollo solar mundial, aunque China e India están invirtiendo fuertemente en esta parte del sector energético.

Dentro de los principales productores mundiales se encuentran España, Alemania y Estados Unidos.

Particularmente, en Alemania y España, la tecnología solar se ha ido desarrollando favorablemente. Entre la amplia cantidad de empresas que operan en esos países se encuentra:



GLOBAL SOLAR: es una empresa estadounidense con sede en Tucson, Arizona y Berlín (Alemania). Tiene una planta con capacidad instalada de 40MW en EEUU y 35 MW en Alemania. Además, en 2010 instaló el módulo CIGS más grande del mundo de 820 KW en Orgiano, Italia.

ABENGOA SOLAR **ABENGOA SOLAR:** es una empresa Española, con oficinas comerciales en EEUU, Chile, España, Italia, Sudáfrica, Emiratos Árabes unidos, India, China y Australia. Además cuenta con dos plantas en operación (Termo solar) en España y Argelia, y con varias en construcción en Estados Unidos, España y Emiratos Árabes. Abengoa Solar también se ocupa de desarrollar proyectos para terceros, como es el caso de una planta instalada en Chile.



HELIO VOLT: es una empresa estadounidense con sede en Texas. Combina la producción de CIGS con producción continua.

Si bien por el momento ninguna de las principales compañías se encuentran con posibilidades reales (en el corto plazo) de invertir en la Argentina, es necesario tenerlas en cuenta. Hay que recordar que la Energía Solar esta en desarrollo (menor evolución que la eólica) y que además los paneles de láminas delgadas son una tecnología nueva en el mundo, por lo que todavía está en etapa de desarrollo.

Mercado Proveedor

Para el desarrollo, construcción, operación y comercialización de una central solar se necesita contar con los siguientes abastecimientos:

Terreno: techo de grandes dimensiones

La superficie necesaria para la implementación de paneles solares, deberá estar ubicada en una zona propicia para su disposición (preferentemente en CUYO o NOA). Además es deseable una geometría simple, sin estructuras complejas. Es por esto que consideramos que un techo (galpón) de un establecimiento industrial es ideal para el propósito de este trabajo.

Fabricantes de láminas solares flexibles

En principio este proyecto se base en la generación de energía solar fotovoltaica de láminas delgadas, en particular haciendo uso de la tecnología CIGS. Debido a que se trata de tecnología de punta, cuyos costos y complejidad de fabricación en el país exceden los límites de este trabajo, se considerará adquirir los equipos a terceros. Para esto es importante evaluar y conocer los principales fabricantes.



Solar Frontier es una empresa japonesa, orientada al desarrollo de paneles solares CIGS, CIG, CdTe además de poli y mono cristalinos.

Solibro es una empresa con sede en Bitterfeld-Wolfen Alemania, productora de paneles CIGS. Es una subsidiaria del grupo Hanergy, empresa China dedicada a la energía.



Avancis es una empresa Alemana, pionera en el desarrollo de tecnología de CIS de paneles rígidos.

Stion es una empresa estadounidense en la vanguardia de desarrollo CIGS monolíticos de alta eficiencia probada (14.8%).



Existen también otros fabricantes, tales como **Odersun, Ascent Solar, MiaSolé, Heliovolt, NuvoSun, Soltecture, Nanosolar, Solopower.**

Elementos para estudio de pre factibilidad y servicios asociados

Es necesario realizar un estudio particular de la irradiancia solar en la zona a evaluar, para poder predecir con mayor certeza la energía obtenible. Por otro lado, esto permite también elegir la tecnología óptima.

Además es necesario, realizar y verificar las condiciones de los techos, los vientos en la zona y cuestiones climatológicas como las lluvias y granizos.

En cuando a los servicios asociados, como pueden ser los servicios logísticos, mantenimiento, estudios eléctricos y consultoría especializada, se encuentra también una amplia variedad de oferta. **La oferta es elevada y el poder de negociación de estos proveedores tiende a ser baja, sin cambio aparente.**

Mercado Distribuidor

Una vez generada la energía en la central solar, ésta debe ser transportada a los centros de consumo. El proyecto en estudio se encargará de **llevar** la energía a la red previo paso por una **estación transformadora**. La electricidad generada es inyectada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) con las características (**tensión**) disponibles.

Este tipo de **distribución** es por **terceros** ya que el bien llega al consumidor final por medio de una serie de intermediarios. La distribución de energía es muy diferente a la que puede caracterizar a un producto y no existe otra alternativa ya que el mercado se encuentra altamente **regulado**.

Se podría tener en cuenta, en otro tipo de proyecto, realizar una **distribución directa** o propia si la central solar proporciona electricidad a un determinado punto de consumo (grupo residencial o pequeña población aislada). Este tipo de distribución no es tenida en cuenta en este trabajo y se proseguirá únicamente con una distribución mediante inyección al SADI.

Para lograr una conexión eficiente a la red, se deben estudiar los canales de distribución actualmente presentes en el SADI. Las líneas disponibles por tensión son las expresadas a continuación (Tabla 10 y Tabla 11).

Tensiones de líneas disponibles
500 kV
220 kV
132 kV
33 kV
330 o 345 kV
150 kV (no se usa actualmente en Argentina)
66 kV

Tabla 10. Tensiones de líneas disponibles. Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

Sistema de Transporte (km)	500kV	330kV	220kV	132kV	66kV	33kV	Total
Alta tensión	13194		562	6			13762
Dist. troncal		1116	848	14825	422	24	17212
Región Comahue			641	611			1252
Región Bs As				1215			1215
Region Cuyo			177	5535	398		6110
Region NEA			30	1407		24	1460
Región NOA							4184
Región Patagonia		1116					2990

Tabla 11. Longitudes de línea (km) por nivel de tensión y región, año 2011. Fuente: CAMMESA.

Otro factor importante a estudiar para la elección de la línea de distribución es la **saturación** actual y/o potencial de la misma. Por ejemplo, la red troncal de 500 kV para GBA presenta una carga mayor al 45% de su capacidad. Sin embargo, se están colocando nuevas líneas de todas las tensiones pero en su mayoría de **500 kV** (Tabla 12). En particular, en Santa Cruz se está uniendo Río Turbio, El Calafate y Río Gallegos, mientras que están por ponerse en marcha obras en NOA y NEA. (Informe anual 2010, ENRE)

De acuerdo con la **normativa** vigente, los generadores, distribuidores y grandes usuarios (y, en algunos casos particulares, las provincias o cualquier entidad pública o privada que demuestren tener **intereses** legítimos) emprenden obras de ampliación de la capacidad de transporte cuando el costo de efectuarlas es inferior a los beneficios que esperan recibir por mejorar su conexión con el mercado.

El Área de Análisis Regulatorio y Estudios Especiales (AAREE) del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) releva anualmente las **obras** de ampliación de la capacidad de transporte, utilizando los registros propios, los de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) y la información aportada por las **concesionarias** transportistas.

	Longitud	Transformación
Alta Tensión (500 kV)	1463 Km	1350 MVA
Distribución Troncal	8 Km	180 MVA

Tabla 12. Incrementos registrados durante 2011 en la capacidad de transporte en líneas, longitud y potencia instalada de transformación en redes de transporte (incluyen a los transportistas independientes de cada red de transporte). Fuente: CAMMESA.

Los **contratos** de concesión del servicio público de distribución de energía eléctrica incluyen un régimen de penalizaciones que se aplica cuando las concesionarias superan los límites de **tolerancia** de calidad del servicio establecidos.

Desde el punto de vista de las empresas, las **penalizaciones** constituyen el costo de oportunidad en que incurren si sus erogaciones en operación y mantenimiento e

inversiones no permiten prestar el servicio dentro de los parámetros de **calidad** determinados.

Obras e Inversiones en el Sistema de transporte

La **ejecución** de una ampliación -desde la decisión empresaria hasta su entrada en operación- insume un período de **24 a 30 meses**, aproximadamente, que incluye la preparación técnica, administrativa y regulatoria de las obras en cuestión.

En 2010 entraron en operación 25 nuevas obras cuyo valor es de \$ 579.283.168. En este monto se destacan dos tramos de una obra por concurso público en el ámbito de Transener S.A. de 500 kV por \$ 542.658.236, que representan cerca del 94% de la inversión total realizada en 2010. En el siguiente gráfico se puede observar los niveles de inversión en transporte de energía (Ilustración 6). (Informe anual 2010, ENRE)

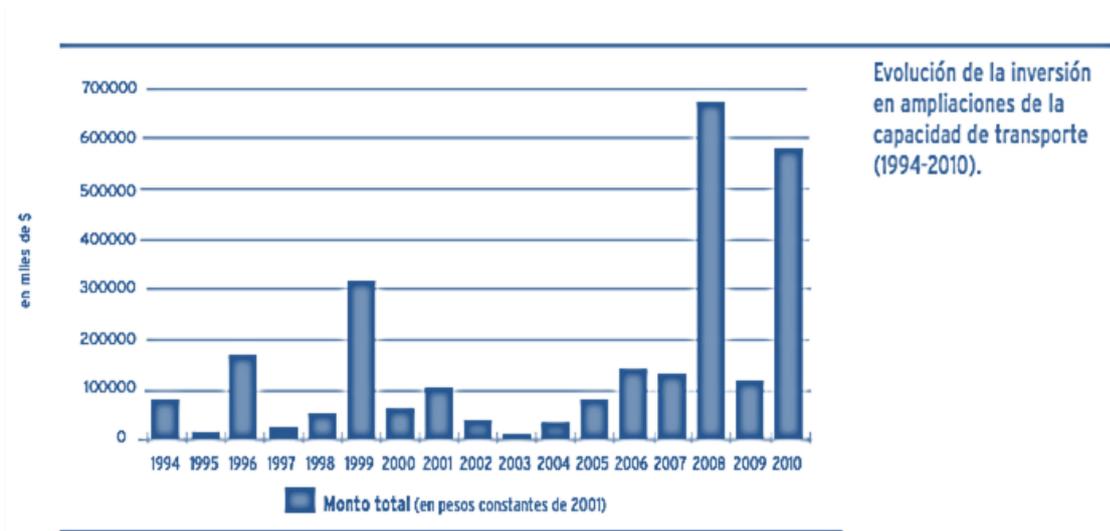


Ilustración 6. Inversiones en red de transporte 1994 – 2010. Fuente: ENRE

Las **obras** efectuadas por **concurso** público **predominan** claramente en el valor total de las ampliaciones (73%), seguidas por las realizadas mediante contrato entre partes (20%).

Transener SA es la concesionaria de transporte en alta tensión concentra cerca del 22% de la cantidad total de obras y el 82% del monto total de inversiones en ampliaciones de la capacidad del período 1994-2010: 92 obras y \$2.133.407.868. En 2010 Transener S.A. realizó tramos de 500 kV por \$ 542.658.236(94% de la inversión total realizada en 2010). Se destacan 11 obras que concentran el 85% del valor total de lo llevado a cabo en el ámbito de Transener. Se trata:

- Interconexión NOA – NEA [Tramos Este y Norte] con incidencia del 25% en el total.
- Tercer Tramo de Yacyretá (15%).
- La Cuarta Línea de Extra Alta Tensión (LEAT) Comahue-Buenos Aires (12%)

- La Interconexión Puerto Madryn – Santa Cruz Norte (8%)
- La LEAT Estación Transformadora (ET) Rincón Santa María – Central Hidroeléctrica (CH) Salto Grande (6%)
- La LEAT Choele Choel – Puerto Madryn (5%)
- El Electroducto entre ET Resistencia, Rincón Santa María y CH Yacretá (3%)
- La LEAT Gran Mendoza – San Juan (3%)
- La Interconexión Recreo – La Rioja Sur (3%)
- La ET Río Coronda (3%)
- La ET Manuel Belgrano (2%).

En 2010, se habilitaron 2 obras por concurso público. En el período 1994-2010, las inversiones realizadas por concurso público sumaron \$ 1.891.740.017 y explicaron el 73% del valor total.

Por otra parte, se habilitaron 11 ampliaciones por contrato entre partes. Las inversiones bajo esta modalidad llegaron a \$ 517.632.143 y representaron el 20% del monto global invertido en el período 1994-2010. También en el 2010 se habilitaron 12 ampliaciones menores.

Finalmente, cabe señalar que para 2012 y años siguientes se prevé que **persistirá** la habilitación de obras de **ampliación** de la capacidad de transporte por montos relevantes, fundamentalmente como consecuencia de la conclusión prevista para el Plan Federal en **500 kV**, y de la continuidad de las obras realizadas por contrato entre partes, financiadas por las Provincias, fondos federales y emprendimientos productivos privados, tendencia que se advierte en los Certificados de Conveniencia y Necesidad Públicos emitidos por el ENRE en 2010.

A continuación se presenta el esquema unifilar geográfico del SADI (Ilustración 7).

Mapa de Distribución

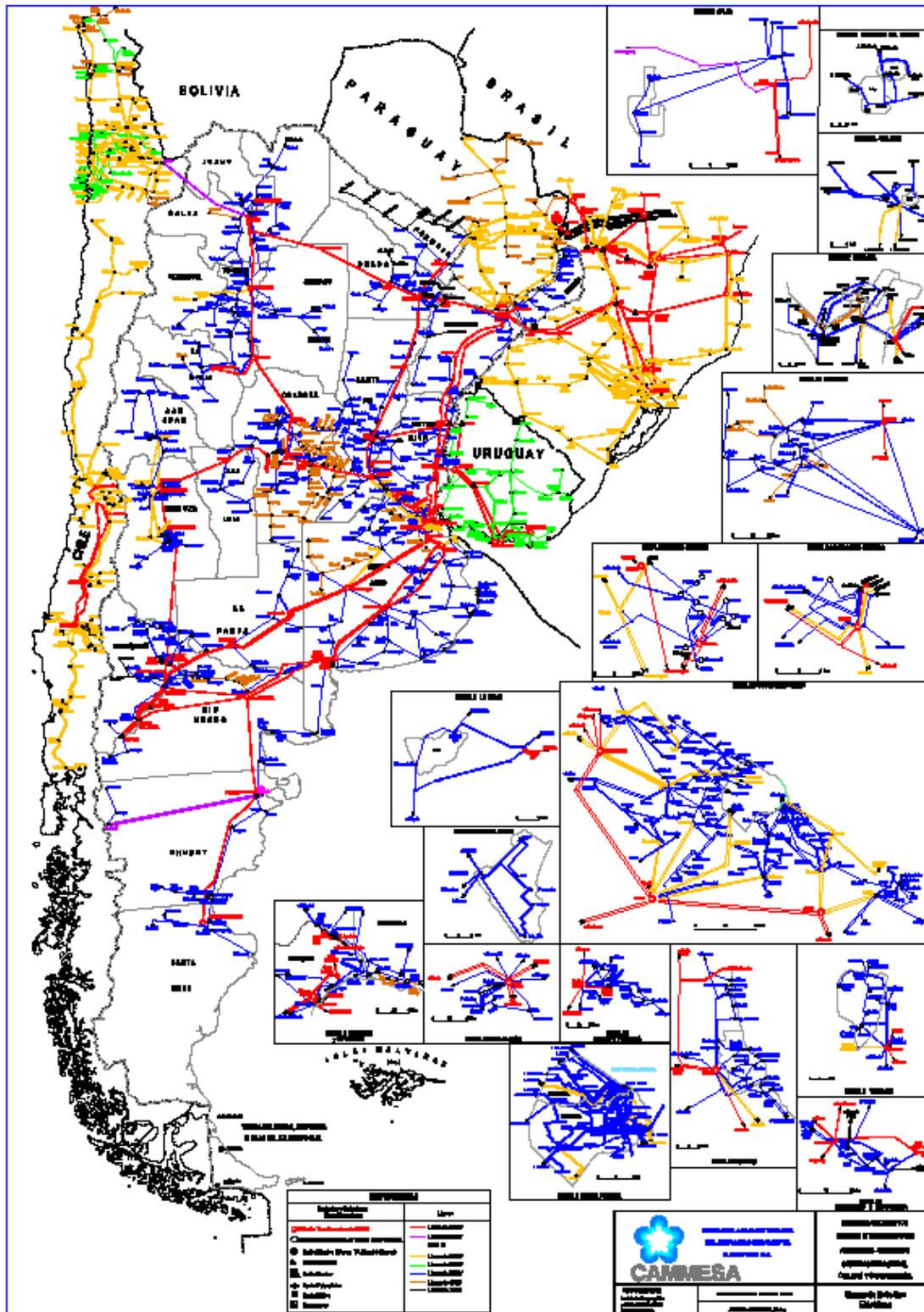


Ilustración 7. Esquema de la red eléctrica geográfica del SADI (diciembre 2012). Fuente: CAMMESA.

Análisis FODA

Para realizar tanto un diagnóstico del entorno del proyecto como su radiografía interna, se realizó un análisis FODA mediante la confección y evaluación de las matrices de **Factores Externos Importantes (FEI)** y de **Factores Internos Importantes (FII)**. En dichas matrices, se listan los factores más relevantes que afectan o pueden afectar al proyecto estudiado y su entorno, asignándoles un peso relativo a cada uno y a su vez una calificación que varía entre 1 y 4. Sin importar cuántos factores se incluyan, la suma de los pesos en cada matriz debe ser 1, de tal forma que al sumar los productos (Peso X Calificación) se obtenga un peso total ponderado entre 1 y 4. El resultado de estas matrices puede evaluarse según este peso total ponderado, con un valor de quiebre en **2,5**: resultados inferiores a este número pueden considerarse débiles mientras que valores superiores se consideran fuertes, tanto en la matriz FEI (Tabla 13) como en la FII (Tabla 14).

Análisis Externo

Análisis Externo: Matriz FEI

Factores Externos Importantes	Peso	Calificación	Peso Ponderado
Oportunidades			
Economía en crecimiento	0,15	2	0,3
Apoyo gubernamental	0,1	4	0,4
Avances tecnológicos	0,08	4	0,32
Recursos Naturales	0,1	4	0,4
Mercado del Carbono	0,02	3	0,06
Consumo energético creciente	0,03	4	0,12
Capital humano talentoso	0,04	2,5	0,1
Conciencia Ambiental	0,03	3	0,09
Amenazas			
Precio de las energías fósiles	0,11	2	0,22
Capacidad del pago del utility (CMMESA)	0,07	2	0,14
Entorno cambiante	0,12	1	0,12
Impacto ambiental	0,05	4	0,2
Redes de transporte saturadas	0,06	2	0,12
Restricción a las importaciones	0,04	2	0,08
Total	1		2,67

Tabla 13. FODA: Diagnóstico externo. Matriz FEI.

Oportunidades

Economía en crecimiento?

La economía argentina ha mostrado un crecimiento importante en los últimos 10 años. El crecimiento económico de la mano con el crecimiento industrial lleva a una mayor demanda de energía generando un panorama beneficioso para la instalación de un parque. Sin embargo, durante el primer semestre de 2012 se notó un detenimiento generalizado en la industria, augurando quizás un punto de inflexión. **Calificación: 2**

Apoyo gubernamental

Las recientes legislaciones (Leyes nacionales, resoluciones de la SE, licitación GENREN) han generado un marco propicio para el desarrollo del parque. El Plan Estratégico de Energía fomenta el desarrollo de energías renovables y apoya el desarrollo en particular de la energía solar. Esto deja un gap en el mercado de energías renovables a satisfacer. **Calificación: 4**

Avances tecnológicos

La tecnología CIGS es hoy una de las tecnologías de láminas delgadas más eficientes. El material fue sintetizado por primera vez en 1953 y propuesto como material fotovoltaico en 1974. En los años 1983-1984, **Boeing Corp.** informó eficiencias en exceso de 10% de CIGS de lámina delgada. Las primeras células solares CIGS comerciales salieron a la venta recién en 1998. Hoy en día, muchas empresas han desarrollado módulos fotovoltaicos CIGS con diferentes procesos, y los costos mantienen una clara tendencia decreciente. **Calificación: 4**

Recursos Naturales

El sol como recurso natural es gratuito, perpetuo, renovable y la argentina posee una gran cantidad de ese recurso, con zonas de radiación solar media diaria superior a 4,5 kWh/m² en más de un tercio del territorio argentino. Además la ventaja frente al recurso hídrico es que la contaminación debido a la influencia de las estructuras es mucho menor. **Calificación: 4**

Mercado del Carbono

Según lo establecido en el Protocolo de Kioto existen límites para la generación de carbono. Cada país de acuerdo a su nivel de desarrollo posee cuotas de generación. El protocolo establece que existen bonos de carbono intercambiables entre países; en caso que un país exceda su cuota y otra no llegue a completarla puede haber un intercambio de sus capacidades a cambio de un resarcimiento económico. Generar energías limpias permite reducir los niveles emitidos generando oportunidades beneficiosas para el desarrollo de la central solar. **Calificación: 3**

Consumo energético creciente

Debido al desarrollo de nuevas tecnologías y los cambios sociales y de vida diaria existen nuevas necesidades de electricidad. Por ejemplo, el aumento de los sistemas de calefacción y refrigeración ha incrementado el consumo a nivel hogares.

Calificación: 4

Capital humano talentoso

La Argentina no ha sido un núcleo de progreso en términos de desarrollo de nuevas tecnologías, y en el sector solar el capital humano argentino no ha desarrollado proyectos de gran porte. De ser posible captar el talento disperso, el desarrollo de ideas sería muy grande aportando oportunidades muy interesantes. **Calificación: 2,5**

Conciencia Ambiental

Como gran oportunidad generada por las tendencias actuales de conciencia ambiental el desarrollo de energías limpias ha visto un auge importante. Cada día aumenta el pensamiento ecológico y se busca mejorar o al menos reducir la contaminación. Este tipo de ideales aporta una cuota extra a la necesidad de centrales solar que son símbolos de bienestar ambiental y aporte a la sociedad. **Calificación: 3**

Amenazas

Precio de las energías fósiles

El precio del petróleo posee variaciones influenciadas por muchísimos factores a nivel mundial. La crisis energética mundial ha inflado el precio del petróleo permitiendo rentabilidad de otras energías. De todas formas, el margen que poseen esas energías es muy alto y es un sustituto inmediato de la energía solar. **Calificación: 2**

Capacidad del pago del utility (CAMMESA)

Los pagos por parte de CAMMESA generalmente no son en fecha y afectan la situación financiera de la empresa. La estructura financiera de CAMMESA se vio muy afectada por los precios máximos impuestos por el gobierno. Se ve obligada a depender del subsidio estatal para realizar los pagos traduciéndose en complicaciones al último eslabón de la cadena, el productor. **Calificación: 2**

Entorno cambiante

La Argentina es considerada un país muy volátil para las inversiones de esta magnitud. Los últimos cambios y giros políticos generan incertidumbre y falta de predictibilidad.

Calificación: 1

Impacto ambiental

Este punto es de importancia ya que la construcción de una central solar de paneles rígidos tradicional cambia la fisonomía del lugar. Sin embargo, al instalar la central solar en el techo de alguna infraestructura ya construida el impacto ambiental puede

considerarse muy bajo. Por otro lado, es muy ventajosa la contaminación respecto a otras fuentes de producción. **Calificación: 4**

Redes de transporte saturadas

Existen varias redes de distribución eléctrica saturadas. Si bien hay inversiones y desarrollos en este ámbito no todos los puntos geográficos poseen capacidad para transporte y para el desarrollo de una central solar. La imposibilidad de interconexión podría frustrar la totalidad del proyecto, pero al ser un proyecto de baja escala (2-5 MW) se estima reducir este riesgo. **Calificación: 2**

Restricción a las importaciones

Los proveedores para una central solar son muy variados y es necesario tanto proveedores para la construcción como para los paneles solares flexibles. Existen muy pocos proveedores de este tipo de tecnología solar y gran cantidad de otros componentes deben ser importados. La falta de componentes puede poner en jaque el proyecto de no conseguirse un remplazo. **Calificación: 2**

Análisis Interno

Análisis Interno: Matriz FII

Factores Internos Importantes	Peso	Calificación	Peso Ponderado
Fortalezas			
Gratuidad y Perpetuidad de la fuente	0,18	4	0,72
Contratos de largo plazo	0,09	3	0,27
Bajo costo de Operación y Mantenimiento (O&M)	0,1	4	0,4
Predictibilidad del Flujo de Fondos	0,07	3	0,21
Convivencia de act. agropecuarias y parques eólicos	0,2	4	0,8
Debilidades			
Nivel de inversión	0,2	1	0,2
Costo de la electricidad producida	0,06	1	0,06
Lejanía a las fuentes comerciales y de servicios	0,03	2	0,06
Inexperiencia en el desarrollo de parques	0,07	1	0,07
Total	1		2,79

Tabla 14. FODA: Radiografía interna. Matriz FII

Fortalezas

Gratuidad y Perpetuidad de la fuente

Como fue mencionado anteriormente la ventaja que poseen las energías renovables es que obtienen energía de procesos cíclicos naturales de donde se obtiene energía sin generar cambios en el medio ambiente. El sol es un recurso natural y perpetuo.

Calificación: 4

Contratos de largo plazo

Los contratos para la construcción y desarrollo de una central solar son de largo plazo. Las inversiones requeridas son comparativamente altas y debido a la inestabilidad política y económica del país es muy importante conseguir garantías que cubran al proyecto y sus inversores ante cambios inesperados, reduciendo el riesgo de la inversión. Los contratos fijan precio y establecen beneficios que, en principio, no pueden ser modificados. **Calificación: 3**

Bajo costo de producción

Aunque el costo de implementación y la inversión inicial es muy alto, los costos de operación y mantenimiento (O&M) son bastante bajos, comparados con los de otras fuentes de generación. **Calificación: 4**

Predictibilidad del Flujo de Fondos

Tal como se mencionó anteriormente una vez definido y concedido el contrato queda establecido el precio de venta por los siguientes 15 años (según antecedentes de GENREN, Res. SE 108/11). Los costos de mantenimiento son predecibles y estables. Las cantidades producidas poseen variaciones pequeñas (que pueden ser acotadas y previstas mediante estudio de pre factibilidad) y el precio es prefijado. **Calificación: 3**

Convivencia de actividades industriales y centrales solares

La actividad solar es perfectamente compatible con una unidad productiva industrial, tal como las que abundan en los parques industriales del país. Empresarios interesados en aprovechar el sol que irradia en el techo de su establecimiento, manteniendo su actividad industrial, para obtener rendimientos adicionales por gran cantidad de años y a la vez beneficiar al medio ambiente, pueden utilizar su techo como sede de una central solar. **Calificación: 4**

Debilidades

Nivel de inversión

Así como se destacó que el flujo de fondos es predecible y estable permitiendo hacer un análisis detallado de valuación de proyectos, por otro lado, el nivel de inversión es muy alto. Teniendo en cuenta que una central solar de 5MW puede costar entre 25-50 millones de dólares, son muy pocos los jugadores en el mercado que pueden afrontar

semejante proyecto. En muchos países los desarrollos los realizan los gobiernos, en otros casos, grandes multinacionales con fuerte apoyo financiero por parte del estado.

Calificación: 1

Costo de la electricidad producida

Si bien los costos de producción solar son cada día más bajos, todavía la rentabilidad no es competitiva respecto de otras fuentes de generación, principalmente debido a la amortización de la inversión inicial. Esto limita la viabilidad y el atractivo del proyecto.

Calificación: 1

Lejanía a las fuentes comerciales y de servicios

Los lugares de mejor producción solar en Argentina se encuentran en las zonas CUYO y NOA, donde no abundan grandes centros urbanos excepto contadas excepciones (capitales de provincia). La instalación de la central solar incluye una cantidad considerable de servicios, especialmente el de transporte de la electricidad sin el cual la central no puede vender la energía producida. Es importante tener en cuenta la capacidad de transporte ya que la construcción de las líneas de transporte sería muy costosa. A su vez, durante la etapa de construcción se requiere movilizar una importante cantidad de recursos, provenientes de puertos (paneles solares y demás componentes importados) y grandes centros urbanos. **Calificación: 2**

Inexperiencia en el desarrollo de centrales solares

El Know-How para el desarrollo de una central solar implica conocimientos teóricos pero también experiencia en la construcción civil, equipamiento eléctrico y demás procedimientos. Carecer de experiencia es una debilidad importante frente a otros competidores. **Calificación: 1**

Conclusión del análisis FODA

Tanto la matriz **FEI** como la **FII** arrojan resultados superiores al valor de quiebre establecido de **2,5**. Por lo tanto, la conclusión de este análisis es **positiva** para el proyecto, indicando que se encuentra en una buena posición relativa tanto interna como externamente.

Esquema de Porter

Para el análisis objetivo y crítico de un esquema de Porter (Ilustración 8), es necesario tener en cuenta no solo los actores dentro de cada grupo, sino también su fuerza y peso dentro del mercado actual. En este sentido, se debe considerar para la formulación de una estrategia comercial la "vida" del proyecto en el "medio ambiente" que lo rodea. La clave es encontrar una posición mediante una estrategia competitiva, que permita la viabilidad del proyecto dentro de la industria actual. En una primera instancia es preciso el análisis de las **barreras de entrada** existentes en el mercado objetivo.

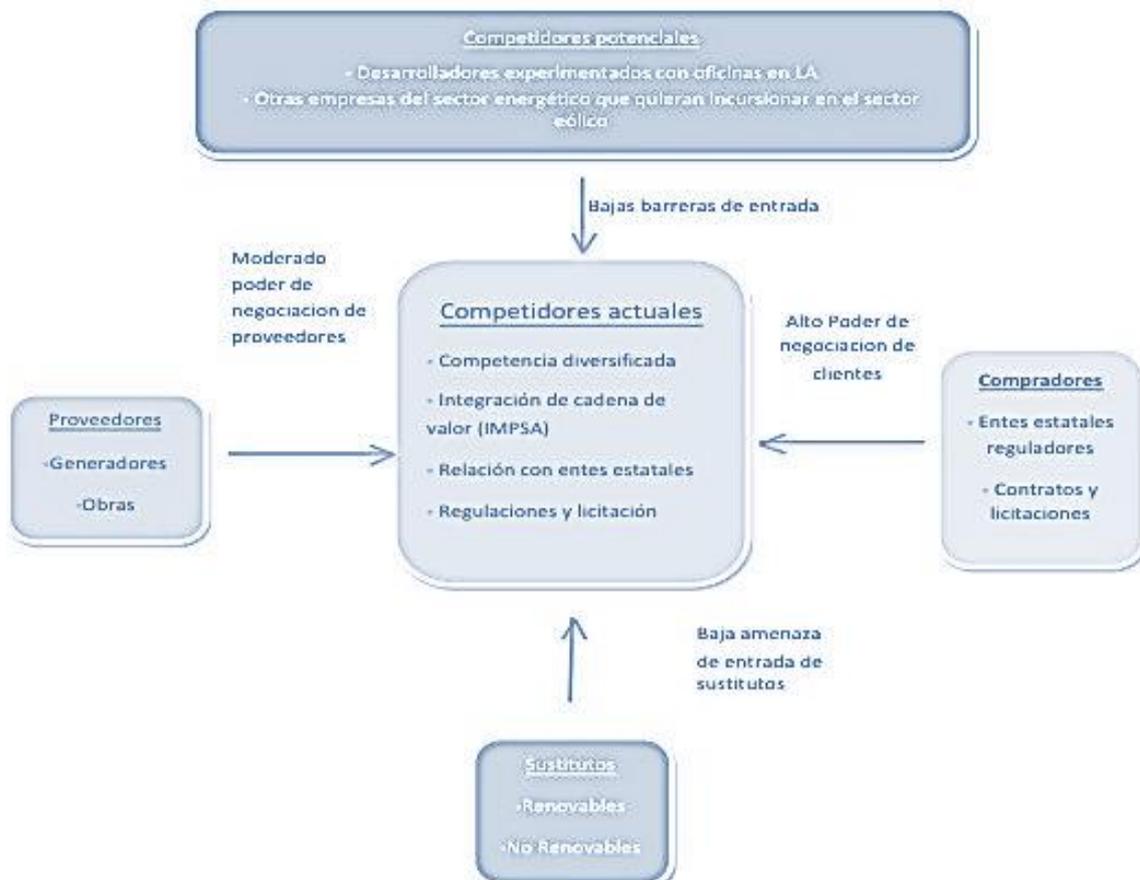


Ilustración 8. Esquema de las 5 fuerzas de Porter.

Considerando las **economías de escala**, se debe destacar que cuanto mayor sea la capacidad del proyecto en cuanto a la generación de energía, mayor va a ser la capacidad de absorción de los costos fijos pero a su vez, también aumentará la inversión requerida. Se deberán analizar las relaciones entre las variables antes mencionadas para llegar a un punto de compromiso que optimice las mismas.

El proyecto en estudio no puede **diferenciarse por producto** debido a que el mismo es un commodity. Debido a esto, la competencia se torna más incisiva y demandante. La idea es enfocarse en la optimización de las distintas etapas de ejecución del proyecto

para lograr poder producir energía a partir del sol con el menor costo posible. De este modo, sí se podrá diferenciar de los competidores, no a través del producto, sino a través de la eficiencia del proceso en estudio. Esto conllevará la necesidad de exhaustivos estudios que tendrán como objetivo hacer una inversión que tenga en cuenta un conjunto de variables interrelacionadas cuyo carácter arrojará el precio al cual se va a ofrecer el MWh producido.

En cuanto al **reconocimiento de la marca**, es importante destacar la presencia que tiene una marca nacional en el proceso de adjudicación de un proyecto. El hecho es la necesidad de la aprobación de un ente estatal y la firma del Ministro de Planificación Julio De Vido. Considerando el modelo del gobierno actual con la incesante defensa para la industria nacional, el hecho de que nuestra empresa sea compradora de maquinaria y con posible financiamiento del exterior no nos brinda una buena imagen de marca, y nos genera un impedimento para un posicionamiento eficaz en los entes estatales.

En relación al **acceso a los canales de distribución**, la situación del proyecto dependerá principalmente de la micro localización elegida luego de hacer el estudio pertinente. Es sabido que en ciertas zonas del país (especialmente la Patagonia) las líneas de distribución de electricidad están en su punto de saturación. Si tal caso se repitiera en las regiones NOA y/o CUYO, generaría un fuerte impedimento físico para la viabilidad del proyecto.

El factor de **requerimiento de capital** es un aspecto muy importante y clave para el desarrollo del proyecto. Dependiendo de muchos factores, la inversión a requerir puede llegar a ser de hasta 10 M USD/MW instalado. Esto impone una clara necesidad de financiamiento y búsqueda de inversores. El dinero expuesto es muy alto sin embargo, algo tan necesario como la energía en un país en crecimiento, funcionará como atractivo para posibles inversores.

Otro punto importante a tener en cuenta es el **acceso a la tecnología**. El desarrollo de la central solar planteada en este proyecto no requerirá de complejas maquinarias ni de gran trabajo durante la instalación, pero la única alternativa que se maneja para la provisión de las láminas solares es la importación. Hoy en día, esto genera una gran traba a la viabilidad del proyecto, debido a las regulaciones existentes. La posibilidad de fabricación, compra o alquiler de maquinaria de producción nacional actualmente es inviable, dado que no existen proveedores de este tipo de tecnología solar flexible en el país.

Análisis de las 5 fuerzas de Porter

Competidores actuales

No existen en el país desarrollos similares en energía solar de láminas delgadas. Sin embargo considerando como competidores directos a los productores de energía solar fotovoltaica, podemos nombrar a Genneia, empresa descripta anteriormente.

Competidores potenciales

Como se mencionó anteriormente, los competidores potenciales son mayoritariamente cualquier compañía que esté involucrada en el sector de energía renovable. Tanto los inversores “solares” como los inversores “eólicos” compiten por la financiación de sus proyectos. Empresas como IMPSA en la Argentina, que cuenta con una infraestructura desarrollada, capital social y económico y know-how en la fabricación de turbinas eólicas, no tendría fuertes impedimentos para invertir en la energía solar.

Por lo pronto no se considera riesgosa la entrada de empresas extranjeras, ya que la energía solar está en un estadio de desarrollo donde las principales firmas están en una fase de investigación y mejora e intentando construir sus primeras centrales solares, por lo que una expansión internacional no es factible en el corto plazo.

Sustitutos

Considerando que **no existen sustitutos de la energía** como tales, se consideraran como bienes sustitutos a la energía generada por fuentes distintas de la solar.

La energía generada a partir de **combustibles fósiles** tiene un precio muy bajo en relación a la energía generada por otras fuentes haciendo que la competencia en base a precio con este tipo de energía sea prácticamente imposible. Sin embargo, por más que la energía sea un commodity, el **impacto ambiental** que genera la fuente de la energía es muy considerado hoy en día, lo que permite a la energía solar protegerse de la competencia de precios detrás de la barrera de “energías renovables” con la consecuencia de quedar a merced de las **políticas ambientales y energéticas** del país.

La energía de origen **nuclear**, posee una gran ventaja con respecto a emisiones de CO₂ a diferencia de las de carbón o gas; además, pueden alcanzar precios competitivos. Pero estas energías cuentan con fuertes barreras de ingreso con respecto a la inversión inicial, localización y riesgo.

Dentro de **energías renovables** se encuentran la solar, geotérmica, mareomotriz, eólica, y en cierta forma la hidroeléctrica y biomasa. La **energía hidroeléctrica** es la más rentable por el momento, pero su desarrollo a gran escala se encuentra limitado por la localización y el impacto ambiental que genera en la zona donde funciona la represa.

Las **energías solar y eólica** son de los tipos de generación más “limpios”, por lo que se puede considerar que la energía eólica es la **principal amenaza** como sustituto, sobretodo ya que por el momento la energía solar cuenta con una clara desventaja en cuanto al precio que puede ofrecer.

Proveedores

En cuanto al **techo** en el cual se instalara la central, si bien el empresario dueño de la infraestructura no clasifica como proveedor, se deberá negociar oportunamente. La cantidad de territorio en el país apto para una central solar es muy vasto. Se firmará un contrato entre ambas partes, constituyendo un **derecho real de goce o disfrute de cosa ajena**. Es decir, se tiene la posesión del terreno pero no la propiedad. Si bien esto puede generar un rechazo por parte del dueño del techo, éste es normalmente una superficie no utilizada por actividades industriales, por lo que las unidades productivas industriales pueden coexistir con una central solar en su techo. La gran cantidad de espacio disponible se ve drásticamente disminuido si no se tiene en cuenta la disponibilidad de techos. Esto, sumado al beneficio que obtendrá el dueño (cánones fijos y variables) sin sufrir grandes cambios en su propiedad hace que el **poder de negociación de ellos sea de medio a alto**. Igualmente, en casi todos los casos se suelen firmar cláusulas especiales impuestas por los dueños.

Las empresas que realizan **servicios eléctricos** (cableados, estación transformadora, etc....), mantenimiento y construcción e infraestructura (mínimos en este tipo de tecnología solar) son bastante amplias. Esto deriva en un **bajo poder de negociación** para este tipo de proveedor.

Clientes

Las características del **mercado eléctrico** son particulares debido a su **organización y configuración**. Como bien se destaca en el marco regulatorio, la venta del commodity está regulada por entes estatales por medio de contratos y licitaciones.

El mercado eléctrico solar cuenta con algunas **ventajas económicas** en términos de beneficios impositivos y precios diferenciados a los otros medios de generación. Existen diferentes formas de venta de la producción eléctrica; el **mercado spot** funciona con un régimen de compra-venta directa en función de las necesidades, del consumo y la producción. Quienes no poseen ningún contrato, venden toda su producción al Mercado Spot recibiendo por la misma los precios que rijan hora a hora. Este tipo de regulación no favorece al desarrollo de una central solar debido a las **variaciones de precio, producción e imposibilidad de almacenamiento**.

Cuando un **Generador** posee contratos de abastecimiento con un **Distribuidor o con un Gran Usuario Mayor**, cobra en cada hora por su producción, de forma tal que hasta el nivel de su contrato, su generación será considerada en el **Mercado a Término**.

Se concluye que el contrato desarrollado para la licitación **GENREN** es el tipo de contrato más ventajoso para una central solar. La licitación está cerrada y se espera la ampliación (segundo llamado) o incluso una nueva licitación similar; de todas formas se lo toma como modelo. Sus principales características son:

- Concede 20 MW de energía solar con un precio entre 547 a 598 USD/MWh (promedio ponderado del conjunto 571,6 USD/MWh)
- Contrato por 15 años con precios fijos
- Venta total de la producción eléctrica y prioridad de pagos, garantía del tesoro nacional

Por otra parte, la desventaja es la falta de **claridad a la hora de pagos** por parte de CAMMESA siendo difícil la financiación del proyecto.

Se mencionó anteriormente que al ser un commodity no existe diferenciación por producto sino únicamente por precio. Lamentablemente la producción solar tiene **costos altos**, y a su vez una empresa que carece de experiencia materializada incurre en gastos mayores. Jugadores históricos en el mercado eléctrico hacen más difícil la **asignación de las cuotas eléctricas**. Dicho esto el **poder de negociación** se reduce a lograr un **PPA** a través de una mejor oferta o un aporte externo, ya sea incluyendo al estado de alguna forma (se prevé la asociación con ENARSA en la Res. SE 108/11, por ejemplo) u ofreciendo el mejor precio entre todos los competidores de una licitación. Existe también la posibilidad de lograr algún acuerdo con entes provinciales favorecido por los aspectos ambientales y demás ventajas de la energía solar. **Mejorar la propuesta económica** cede rentabilidad para el proyecto, limitando la viabilidad del mismo. Este último punto es la clave para lograr una negociación fructífera y llevar adelante el proyecto.

Poder de negociación del Gobierno

El Gobierno es de particular importancia para el presente proyecto debido a su capacidad de cambiar las **reglas del juego**. Como se analiza en el apartado Marco Regulatorio, la viabilidad y las características principales del proyecto estarán claramente afectadas por las regulaciones vigentes. En la actualidad, Argentina se encuentra en constante avance hacia la incorporación de normativas que fomenten el desarrollo de las energías renovables, y dentro de ellas, la energía solar. A pesar de ello, estas normativas son relativamente nuevas como la Res. SE 108/11 (año 2011), lo que implica una falta de datos históricos para realizar **estimaciones a largo plazo**. Además, todo parece indicar que el país se encuentra en un **periodo de prueba** en lo que a marco regulatorio energético se refiere, especialmente en el mercado de energías renovables. Las licitaciones GENREN I y II son un claro ejemplo de esta situación. La posibilidad de negociación con esta fuerza es prácticamente nula.

Precio

El precio de un **commodity** tan necesario y de características tan diferentes como lo es la energía no se puede estudiar ni predecir tan fácilmente como otros productos por medio del estudio clásico de la oferta y la demanda. En Argentina, el precio **spot** del Mercado Eléctrico Argentino es determinado, desde el 2004 (regulado por la Resolución 240/2003) en base al costo de generación con gas a natural a nivel local. Fuera de esto también existen, a partir de la Resolución 1281/2006 ciertos proyectos privados que recibirán un precio por la energía acordes al repago de su **inversión** y **eficiencias** de sus **operaciones**.

Para determinar qué estrategia en relación al precio tendrá el proyecto se realizó la proyección del precio spot de la electricidad utilizando el método **Mean Reversion** con la previa validación de la regla Random Walk y la estimación de la distribución probabilística del error. También se realizó la proyección del precio utilizando series de tiempo para contrastar los resultados.

Se utilizaron datos de los informes anuales de CMMESA, de donde se obtuvieron los precios monómicos mensuales desde el año 2002 hasta el 2011. Si bien se contaba con más datos históricos, se buscó trabajar **después** del año **2001** con el objetivo de sacar de la muestra histórica a lo ocurrido durante la crisis.

El precio de la energía, determinado según las Res. SE 240/03, que supone abastecimiento de gas sin límites para todo el parque generador que lo pueda consumir y con un tope **de 120 \$/MWh**, fue evolucionando a lo largo del 2011 según las variaciones del precio de dicho combustible y del parque térmico convocado, con un precio medio mensual de 119,5 \$/MWh.

El precio **monómico**, incluyendo los cargos de potencia y sus servicios asociados y los sobrecostos debido a la utilización de combustibles distintos al gas natural tuvo una media anual para el 2011 del orden de los **260 \$/MWh**.

Si adicionalmente se incluyen los cargos a la demanda excedente de los GU, la cuenta de importación de Brasil y los Contratos de Abastecimiento MEM, el precio monómico representativo de costo total de operación del **MEM** alcanza una media del orden de los **320 \$/MWh**, frente a los 260 \$/MWh del año 2010.

- En la siguiente tabla y gráfica correspondiente, se muestra la evolución del precio medio monómico mensual del mercado spot horario, y precio monómico estacional para el 2011, subdividido en:
- Componente relacionada a la energía, distinguiendo dentro de ella a la correspondiente a los sobrecostos (SCTD) debidos a la utilización de combustibles alternativos al gas, los cargos pagados por la demanda excedente y la cuenta Brasil y la de Contratos Abastecimiento MEM que incluyen los cargos no pagados por la demanda por estos conceptos.

- Componente relacionada a la potencia y reserva
- Componente por cargos por utilización de la red de transporte.

Los distintos componentes del precio monómico varían según el **volumen** de generación térmica requerido, dependiente a su vez principalmente de la oferta hidroeléctrica, y dada la aplicación de la Res. SE 240/03, del precio del gas y en forma atenuada del valor de los combustibles líquidos dado que su valor se incluye en el precio como sobrecosto (SCTD). Se observa que el precio monómico presenta **estacionalidad** a lo largo del año (Gráfico 19), siendo mayor en los meses de invierno, relacionado con el aumento del consumo de combustible líquido (CAMESA, 2011).

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media
Precio Energía	119.8	119.4	119.0	119.8	119.7	120.0	119.7	119.8	119.9	116.8	119.9	119.7	119.5
Energía Adicional	4.9	4.0	4.2	4.3	3.4	3.9	3.7	3.6	3.2	3.6	3.9	4.0	3.9
Sobrec. de Comb.	9.8	8.9	7.6	11.2	10.4	5.5	4.7	4.5	6.6	6.9	8.5	9.7	7.9
Sobrec. Transít. Desp.	33.9	32.3	62.9	67.1	195.3	264.8	269.0	208.6	83.1	34.3	28.8	40.7	110.1
Cg. Dem. Exced. + Cuenta Brasil + Contratos Abastec. MEM	47.1	52.1	40.0	43.8	78.4	82.4	82.7	79.3	62.2	40.7	41.7	47.3	58.2
Potencia Despachada	6.8	7.1	6.6	6.7	6.9	7.1	6.9	7.1	7.2	6.8	7.0	6.7	6.9
Potencia Serv. Asoc.	8.8	8.6	10.2	9.0	11.5	14.5	15.2	16.4	9.7	9.4	8.1	7.7	10.8
Potencia Reserva Corto Plazo + Serv. Res. Inst.	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
Potencia Reserva Mediano Plazo	1.3	0.9	0.6	1.0	1.3	0.8	0.9	1.0	1.6	1.2	1.2	1.0	1.1
Precio Monómico	232.7	233.6	251.7	263.4	427.4	499.4	503.1	440.8	294.1	220.1	219.6	237.4	318.6
Transp. Alta Tensión	0.8	1.0	1.1	1.1	1.0	0.8	0.8	0.8	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9
Transp. Distrito	0.9	0.8	0.8	0.9	0.8	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.8
Precio Monómico + Transp.	234.3	235.4	253.6	265.4	429.3	501.0	504.7	442.4	295.9	222.0	221.2	239.1	320.3
Componente Energía	45.8	48.9	47.1	46.5	44.7	39.6	38.7	42.2	43.5	46.1	44.9	52.1	45.0
Componente Potencia + Reserva	11.3	12.9	11.9	12.0	11.5	11.8	11.3	11.0	11.9	11.6	11.9	11.5	11.7
Precio Monómico	57.1	61.7	59.0	58.6	56.2	51.4	50.0	53.2	55.4	57.8	56.7	63.6	56.7

Tabla 15. Cálculo del precio monómico mensual para 2011. Fuente: CAMESA.

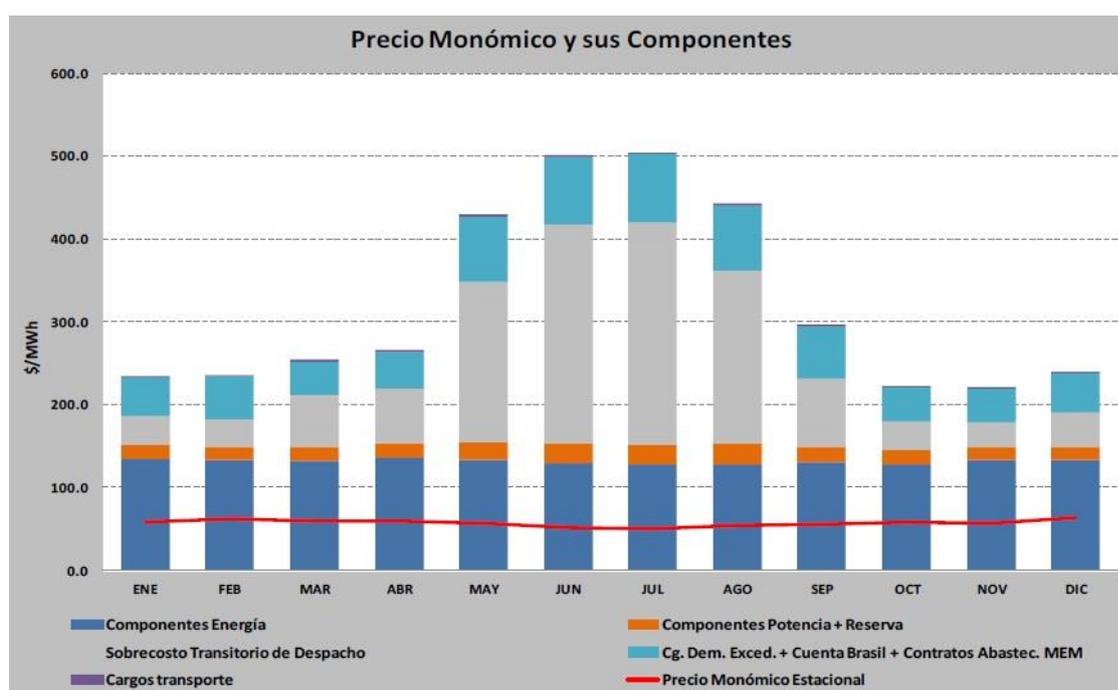


Gráfico 19. Evolución del precio monómico mensual y sus componentes, año 2011. Fuente: CAMESA

Proyección del precio utilizando Mean Reversion

La premisa del Mean Reversion se basa en que generalmente son **industrias maduras** donde los precios están directamente asociados con los costos de producción. El paso previo al desarrollo de Mean Reversion es el Random Walk.

Random Walk

El objetivo de esta herramienta es determinar si es posible la aplicación del método Mean Reversion, es decir, la validación del método. Para esto se deben verificar ciertos parámetros, a saber:

1. Coeficiente de Correlación E_t y E_{t-1} , entre -0,25 y 0,25
2. Coeficiente de Correlación E_t y E_{t-2} , entre -0,25 y 0,25
3. Coeficiente de Correlación E_t y E_{t-3} , entre -0,25 y 0,25
4. Coeficiente de Correlación E_t y E_{t-4} , entre -0,25 y 0,25
5. Coeficiente de Correlación E_t y E_{t-5} , entre -0,25 y 0,25
6. Coeficiente de Correlación E_t y E_{t-6} , entre -0,25 y 0,25
7. Coeficiente de Correlación Y_t y Y_{t-1} , cercano a 1

Donde,

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

El E_t corresponde a la diferencia entre precio de la energía del año t menos el de $t-1$ en US\$ constantes de diciembre de 2011. El E_{t-1} va a ser la diferencia del año $t-1$ y del año $t-2$, y así sucesivamente. Estos E_t s representan la variación del precio de la energía de un año con respecto a su predecesor y tienen una distribución probabilística determinada.

Y_t es el precio monómico en US\$/MWh ajustado en base a diciembre de 2011. Cabe aclarar que los datos de CAMMESA están en \$/MWh y se trabajó con la tasa de cambio \$/US\$ mensual (según Balanz Capital) para convertir los precios a dólares. Además para ajustarlo con base diciembre 2011, se usó la inflación en dólares provista por la cátedra Proyectos de Inversión del ITBA en 2011.

Los datos arrojados por la serie de precios monómicos históricos se muestran en la Tabla 16.

Coeficientes de Correlación						
$E_t ; E_{t-1}$	$E_t ; E_{t-2}$	$E_t ; E_{t-3}$	$E_t ; E_{t-4}$	$E_t ; E_{t-5}$	$E_t ; E_{t-6}$	$Y_t ; Y_{t-1}$
0,3935	-0,0477	-0,2396	-0,4095	-0,1667	-0,0835	0,9033
No	Si	Si	No	Si	Si	Si

Tabla 16. Datos arrojados por la regla Random Walk.

Para verificar la regla del Random Walk, la diferencia entre cada observación y su inmediato predecesor, llamada “primera diferencia” debe seguir un patrón aleatorio. La regla a seguir es que si la **auto correlación** de estas primeras diferencias tiende a cero, se cuenta con primeras diferencias que siguen patrones aleatorios y se está frente a una serie Random Walk.

En el Gráfico 20, se observa que la correlación entre las primeras diferencias para E_t y E_{t-1} no sigue ninguna tendencia ni relación ya que la mayoría de los puntos se disponen formando una circunferencia alrededor del origen. Por otro lado, en la Tabla 16, se puede ver que la regla Random Walk no verifica para E_t ; E_{t-1} ni para E_t ; E_{t-4} ya que el coeficiente de correlación no está comprendido en el intervalo $[-0,25; 0,25]$. Estos valores deben verificar para un nivel de **confianza del 68%**, pero en este caso no lo hacen. Esto es lógico ya que para poder aplicar el Mean Reversion, se asume que la rentabilidad no varía con el tiempo. En el país, las **políticas** cortoplacistas y cambiantes de los gobiernos juntas con la crisis y restricciones, hicieron que no se pueda llegar a esta condición de estabilidad en la rentabilidad. Por ende, es lógico que no valide la regla Random Walk.

A continuación, se presentan los gráficos arrojados por la validación de la regla de Random Walk

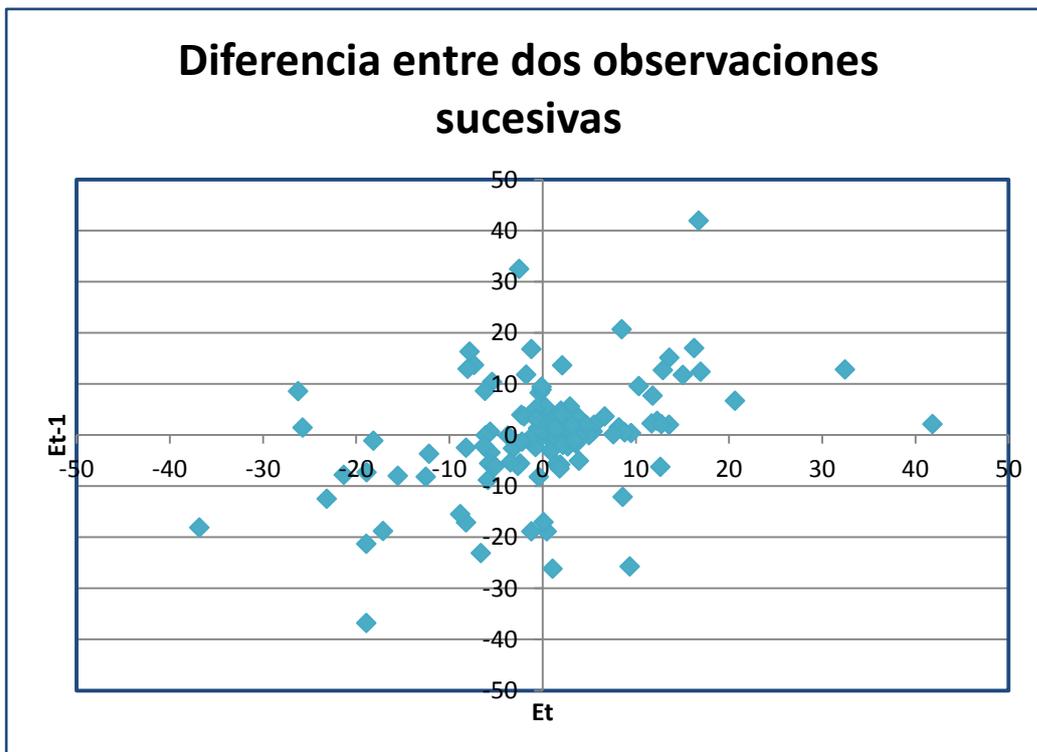


Gráfico 20. Correlación entre primeras diferencias E_t ; E_{t-1} .

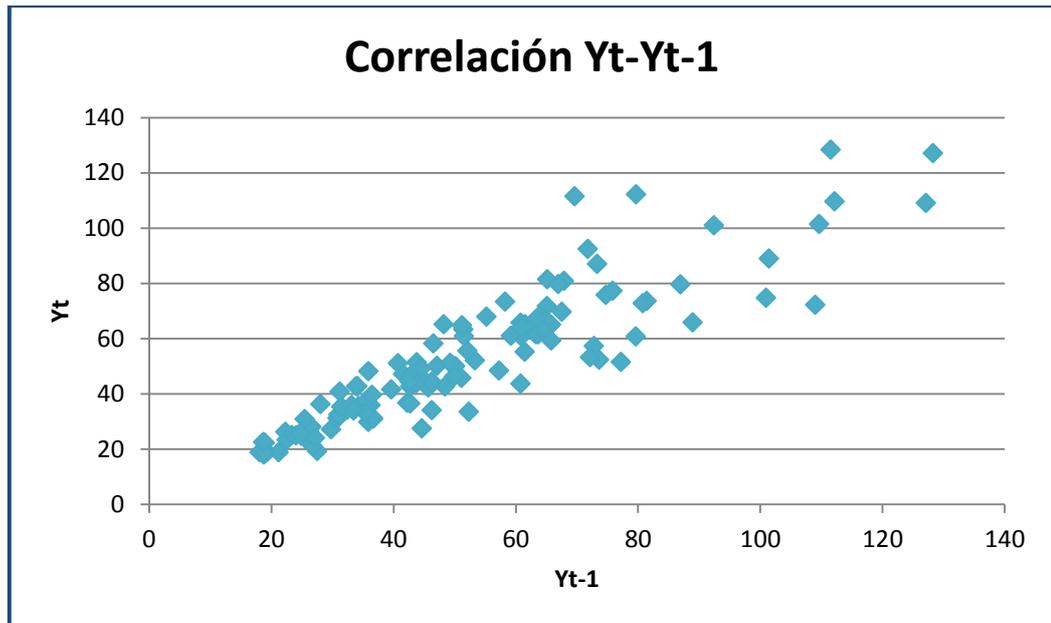


Gráfico 21. Correlación entre precio ajustado en US\$/MWh del año t con el del año t-1.

Una vez hecho el Random Walk, se puede ver de la ecuación (1) que como las primeras diferencias, E_t tienden a cero, la mejor proyección para el precio del año t, es el precio del año anterior. Es decir, siempre el mejor pronóstico será el valor observado.

Ahora se tiene que estudiar el **pronóstico** desde un punto de vista probabilístico, esto es pronosticar precios que tendrán un cierto valor dado con un determinado nivel de confianza y siguiendo la distribución presentada por los E_t . Por esto, lo siguiente es identificar la distribución probabilística de los E_t . A estos efectos se realizó el estudio mostrado en la Tabla 17:

Intervalo	Valor		Frecuencia
-3	-32,1213417	-3σ	3
-2	-21,383498	-2σ	10
-1	-10,6456542	-1σ	41
0	0,092189634	Media	49
1	10,83003342	$+1\sigma$	13
2	21,56787721	$+2\sigma$	0
3	32,305721	$+3\sigma$	2

Tabla 17. Cálculo de la distribución de probabilidad de E_t .

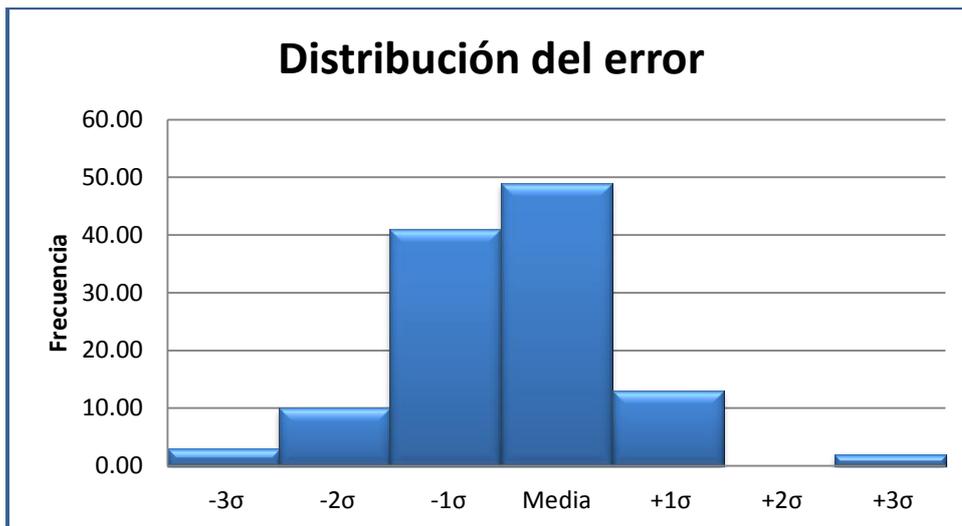


Gráfico 22. Cálculo de la distribución de probabilidad de Et.

Como puede verse en el Gráfico 22, la distribución de probabilidad de las primeras diferencias Et es aproximadamente **normal** y con **media igual a cero**. Entonces, se puede estimar el desvío estándar de las muestras a partir de la distribución del desvío estándar de los Et.

Mean Reversion

Para proyectar el precio de la electricidad, es necesario el cálculo de los siguientes valores:

- 1) $\text{Var} [y (t)] = (\sigma^2 / 2\eta) * (1 - e^{-2\eta t})$; es la varianza del precio de la electricidad en el período t
- 2) $E [y (t)] = M + (y(0) - M) e^{-\eta t}$; es la esperanza del precio de la electricidad en el período t
- 3) $y(0) = 55,60$; es el precio monómico en US\$/MWh de la electricidad en diciembre de 2011

La ecuación que predice la evolución del precio de la electricidad es la siguiente:

$$Y_t - Y_{t-1} = a + b * Y_{t-1} + \epsilon_t \quad (2)$$

Esto nos induce a que en vistas de realizar el Mean Reversion, es necesario realizar un **modelo auto regresivo**. La regresión lineal auto regresiva necesaria para estimar los parámetros utilizados en el modelo, es de $(Y_t - Y_{t-1}; Y_{t-1})$. Esta es la regresión lineal entre las diferencias de los precios de la serie y los precios en sí mismos.

A continuación se muestran las siguientes constantes necesarias para el cálculo de la varianza y la esperanza, en la Tabla 18.

M	52,10	Promedio de los precios ajustados en US\$/MWh de diciembre de 2011
σ	10,74	Desvió Estándar entre la variación del precio del año t respecto del t-1
b	-0,50	Coeficiente de la recta $E_t = f(Y_{t-1})$
η	0,70	- Logaritmo natural de (1+b)

Tabla 18. Parámetros para el Mean Reversion.

En el siguiente cuadro (Tabla 19) se muestran los resultados arrojados por correr el modelo de regresión lineal entre la variable E_t y Y_{t-1} .

Resumen								
<i>Estadísticas de la regresión</i>								
Coeficiente de correlación múltiple	0,220524281							
Coeficiente de determinación R ²	0,048630959							
R ² ajustado	0,040499599							
Error típico	23,92498213							
Observaciones	119							
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	3423,362752	3423,362752	5,980668	0,015952893			
Residuos	117	66971,35808	572,4047699					
Total	118	70394,72083						
	<i>Coeficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	52,11935325	2,193281031	23,76318973	1,35E-46	47,7756751	56,4630314	47,7756751	56,4630314
Yt-1	-0,501612529	0,205113165	-2,445540382	0,015953	-0,907828404	-0,095396653	-0,9078284	-0,0953967

Tabla 19. Regresión entre E_t y Y_{t-1} .

Los **resultados** que arroja el análisis autorregresivo son **positivos**, salvo el R² que presenta un número bastante bajo. Esto se relaciona de nuevo con lo expuesto para la validación del Random Walk. Las restricciones y crisis económica por las que atravesó el país son de suma importancia para este modelo. Se puede ver que F es mayor que el valor crítico, las probabilidades son menores a 0,05 y ninguno de los intervalos contiene al 0. En la Tabla 20 a continuación se muestran los resultados para los primeros meses.

Periodo	t	MEAN	STD	E(yt)	E(yt)-1*	E(yt)-2*
		M	DEV		STDEV	STDEV
dic-11	0	52,10	0,00	55,60	55,60	55,60
ene-12	1	52,10	7,89	53,85	45,96	38,07
feb-12	2	52,10	8,81	52,97	44,16	35,34

Periodo	t	E(yt)-3*	E(yt)+1*	E(yt)+2*	E(yt)+3*
		STDEV	STDEV	STDEV	STDEV
dic-11	0	55,60	55,60	55,60	55,60
ene-12	1	30,18	61,73	69,62	77,51
feb-12	2	26,53	61,78	70,60	79,41

Tabla 20. Muestra del pronóstico de los primeros dos meses según modelo de Mean Reversion.

- 1.El valor Mean es constante para todos los períodos analizados (Columna N° 3).
- 2.El STDDEV es la raíz de la Var (y(t)), es decir, el desvío estándar (Columna N°4).
- 3.E(y(t)) es el precio esperado de la electricidad en el período t en moneda constante de diciembre de 2011 en US\$/MWh (Columna N°5).

Precio corriente	Precio real	-1σ corriente	-2σ corriente	-3σ corriente	1σ corriente	2σ corriente	3σ corriente
54,30	42,00	46,35	38,39	30,44	62,26	70,21	78,17
53,82	42,50	44,86	35,91	26,95	62,77	71,72	80,68

Tabla 21. Comparativa del pronóstico de Mean Reversion con lo ocurrido. Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA

En la Tabla 21 se puede observar al comparar los precios reales con los pronosticados, que si bien no coinciden con la media del **intervalo** arrojado por el Mean Reversion, están **dentro** del mismo. En particular, los valores están muy cercanos al E (yt)-1σ corriente.

Los resultados arrojados por el Mean Reversion se pueden observar en el siguiente Gráfico 23:

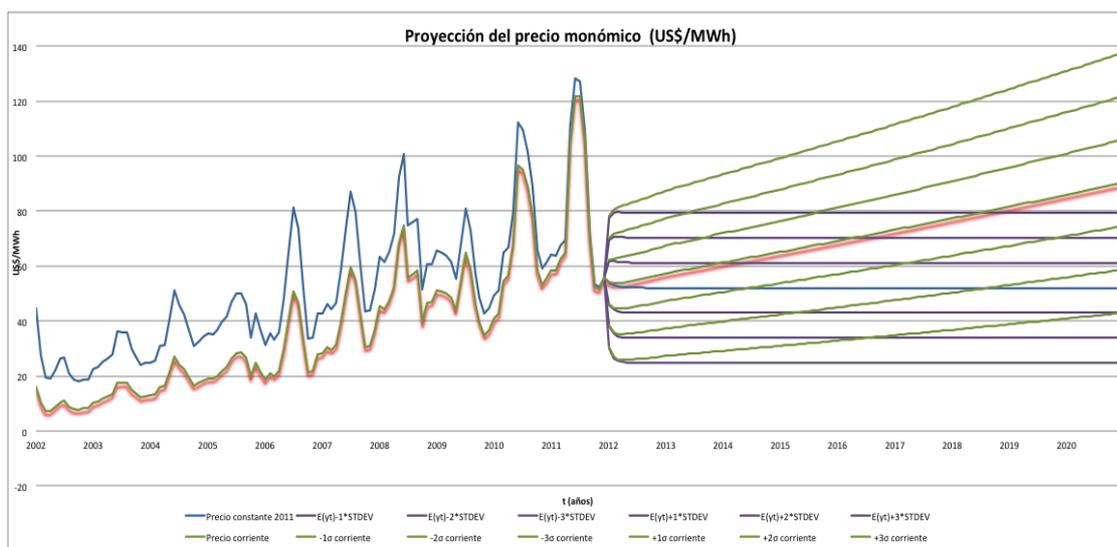


Gráfico 23. Proyección del precio de la electricidad.

Se realizó la **proyección del precio monómico** mensual en dólares constantes de diciembre 2011: proyección (intervalo violeta) y datos históricos (línea azul); y en precio corriente: proyección (intervalo verde) y datos históricos (línea verde con sombreado rojo). Cabe aclarar que la línea sombreada en rojo es la proyección de la media en precios corrientes.

Como conclusión, la **demand**a es muy **estacional** y con **tendencia creciente**. Esto está contemplado en la proyección ya que se cuenta con una tendencia creciente en la media y la estacionalidad estaría cubierta por los intervalos de dispersión.

Proyección del precio utilizando Series de Tiempo

Con el objetivo de pronosticar el precio también se llevó a cabo un análisis de series de tiempo utilizando el precio nominal en dólares. Se linealizó la evolución del precio nominal entre 2002 y 2011 (Gráfico 24).

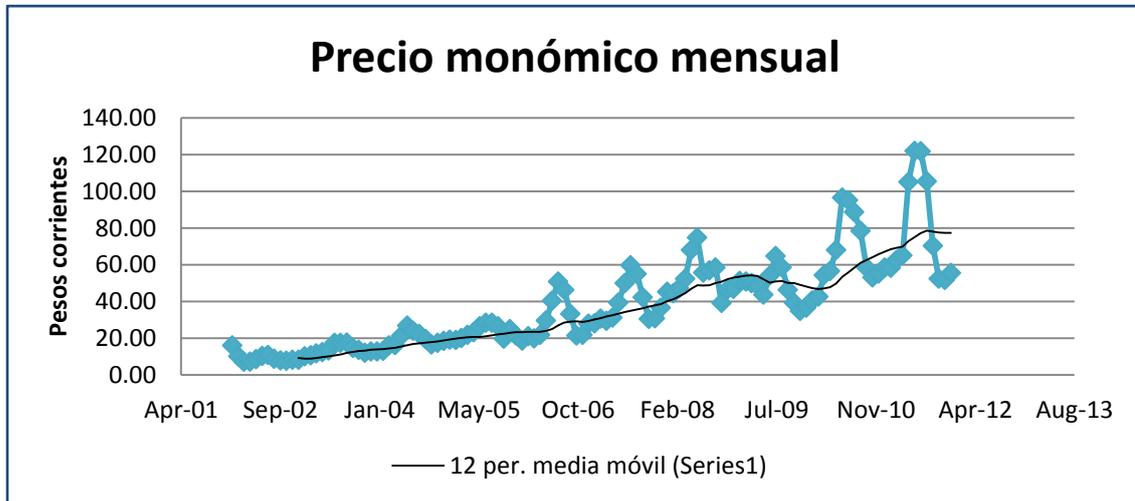


Gráfico 24. Serie histórica del precio con estimación lineal. Fuente: CAMMESA

Se calculó el cociente entre el **precio nominal** y el precio obtenido a partir de la **proyección lineal** para luego calcular la **estacionalidad** de cada mes. Para obtener un valor de estacionalidad y ruidos más razonables no se consideraron los datos de 2002, dado que la proyección lineal se alejaba mucho de los valores reales en los primeros meses (Tabla 22).

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Suma	Promedio
Enero	1,19	0,80	0,82	0,61	0,74	1,00	0,97	0,68	0,87	20,14	0,85
Febrero	1,16	0,80	0,80	0,68	0,79	0,96	0,95	0,70	0,86	13,03	0,86
Marzo	1,18	0,93	0,82	0,63	0,75	1,01	0,93	0,89	0,91	10,94	0,89
Abril	1,19	0,92	0,87	0,67	0,78	1,11	0,89	0,91	0,94	10,60	0,92
Mayo	1,20	1,16	0,90	0,89	0,97	1,42	0,79	1,09	1,50	12,26	1,10
Junio	1,49	1,41	1,00	1,19	1,21	1,54	0,97	1,53	1,73	14,48	1,34
Julio	1,42	1,23	1,05	1,48	1,43	1,14	1,15	1,49	1,71	14,28	1,34
Agosto	1,36	1,11	1,03	1,33	1,30	1,15	1,03	1,38	1,47	12,72	1,24
Septiembre	1,09	0,94	0,94	0,93	0,98	1,16	0,80	1,21	0,97	10,31	1,00
Octubre	0,96	0,77	0,68	0,59	0,70	0,77	0,68	0,89	0,72	7,91	0,75
Noviembre	0,83	0,79	0,85	0,60	0,70	0,91	0,59	0,80	0,70	7,87	0,75
Diciembre	0,83	0,81	0,71	0,74	0,82	0,90	0,61	0,82	0,75	8,05	0,78
Suma	13,91	11,66	10,48	10,34	11,19	13,07	10,36	12,38	13,12	142,58	11,83
Promedio	1,16	0,97	0,87	0,86	0,93	1,09	0,86	1,03	1,09		0,99

Tabla 22. Tabla utilizada para el cálculo de la estacionalidad en Series de Tiempo.

De la **diferencia** de la proyección lineal con estacionalidad y el precio original se calculó el **error** (ruido). Los datos fueron volcados en un histograma (Gráfico 25) con la intención de corroborar su **distribución normal**.

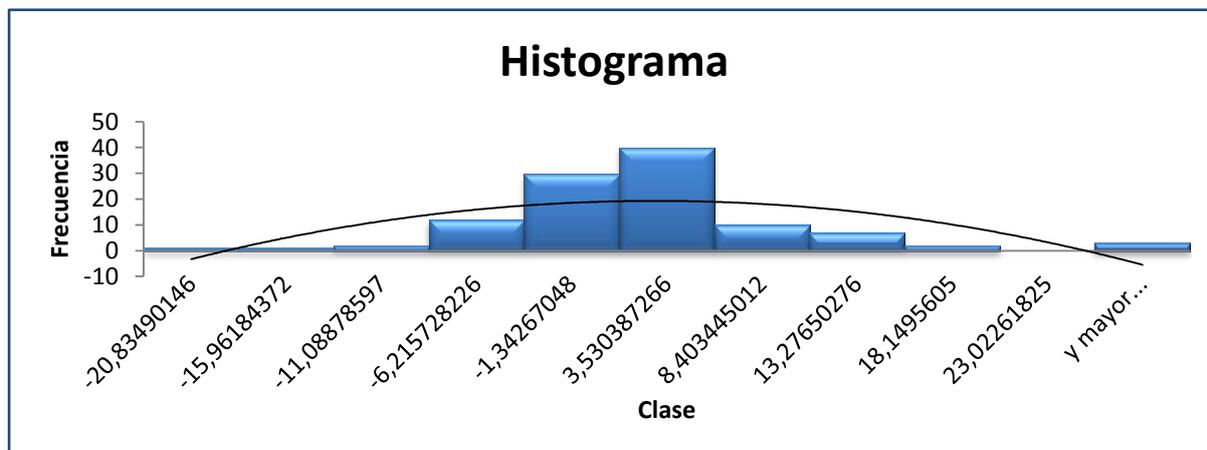


Gráfico 25. Histograma de la distribución del error para Series de Tiempo.

A partir del histograma se decidió generar una **muestra artificial del error** como una distribución normal con los siguientes parámetros (Tabla 23).

Parámetros del error	
Promedio	0,10
Desvío	7,71686026

Tabla 23. Parámetros del error. Series de Tiempo.

El alto valor del desvío del ruido es razonable considerando los grandes saltos del precio de la energía y lo inconveniente que es pronosticar el precio de un commodity usando series de tiempo. Sin embargo considerando que el Random Walk no validó, la proyección obtenida a partir del estudio de las series de tiempo nos da una aproximación importante para al menos los primeros años del precio spot.

Se **proyectó** el precio hasta diciembre de 2020 (Gráfico 26) utilizando la tendencia, estacionalidad y generación aleatoria del error.



Gráfico 26. Serie de precio histórica + Serie de precio proyectada, modelo de Series de Tiempo.

Determinación del precio

Al observar los resultados arrojados por el Mean Reversion y la Serie de Tiempo, se observa que el precio histórico tiene una alta **carga estacional** y una **tendencia creciente** en el tiempo. Ambos componentes se manifestaron en los pronósticos de manera fuerte y marcada.

Para el caso de Mean Reversion, esto se ve reflejado en la proyección de la media en dólares corrientes y en los respectivos intervalos de dispersión. Por ende, si bien este método no arroja una predicción del valor exacto del precio, se concluye que la estimación es válida para un análisis económico posterior.

Para el caso de la Serie de Tiempo también se ven muy reflejados la estacionalidad y la tendencia en el pronóstico. Las grandes fluctuaciones de precio entre los distintos meses generan un ruido que permite tener un modelo estadísticamente solvente pero de alta dispersión. Al comparar los resultados arrojados por ambos métodos se obtuvo lo siguiente (Tabla 24):

Año	Precio Serie de tiempo (US\$/MWh)	Precio Mean Reversion (US\$/MWh)
Promedio 2012	77,12	55,02
Promedio 2013	84,37	59,35
Promedio 2014	91,63	63,03
Promedio 2015	98,89	66,94
Promedio 2016	106,14	70,97
Promedio 2017	113,4	75,09
Promedio 2018	120,66	79,30
Promedio 2019	127,91	83,59
Promedio 2020	135,17	87,94

Tabla 24. Comparativa entre Mean Reversion y Series de Tiempo.

Cabe aclarar que el precio Mean Reversion es una representación del promedio de las medias mensuales, mientras que el precio serie de tiempo proviene del promedio de las proyecciones sin ruido.

Como se observa el precio de la serie de tiempo arroja valores superiores a los de la media de Mean Reversion. Esto puede deberse a que el Mean Reversion no proporciona un número exacto, sino un intervalo.

Teniendo en cuenta los resultados arrojados por los modelos se observa la gran variabilidad a lo largo del año, pero a su vez la tendencia creciente con el tiempo. Los saltos en el precio son cada vez mayores según pasan los años (ver Gráfico 26), lo que genera una mayor **incertidumbre** para el análisis económico financiero del proyecto. Esto sumado a que los modelos no son lo suficientemente robustos debido a la naturaleza de la variable proyectada, hace apoyar fuertemente que se decida la decisión de optar por un **contrato a precio fijo**. De este modo se optara por la resolución 108 (ver sección “Resumen de Marco Regulatorio”) en la cual se negocia un precio que ronda hoy por hoy en los 120 U\$D/MWh el cual debe estar en consonancia con la relación costo beneficio del proyecto aprobada por la Secretaria de Energía por un periodo de 15 años, firmando un **PPA con CAMMESA**.

En ambos modelos estudiados, el precio muestra una clara tendencia creciente, mayor en el método de series de tiempo que en el de Mean Reversion. De todas formas, por todo lo expuesto anteriormente, ninguno de los modelos puede contemplar las grandes **externalidades** a las que se encuentra expuesta la variable (principalmente de índole político), explicado en los grandes intervalos de dispersión del error de la serie de tiempo y en la no validación completa de las hipótesis del modelo de Mean Reversion. A su vez, los 2 modelos tienen tendencias de crecimiento muy distintas, de manera tal que los valores proyectados difieren hasta casi un 50% según el año.

En general, toda la evidencia empírica de cómo se ha comportado la variable precio en los últimos años indica que es extremadamente difícil de predecir, y ninguno de los modelos puede tomarse como confiable, sino como una mera herramienta más de comparación. A su vez, esta gran variabilidad e impredecibilidad de la variable refuerza los argumentos a favor de optar por un esquema de tarifa fija a 15 años, si bien en el modelo de series de tiempo del precio spot en el 2019 se superan los valores de tarifa fija adjudicados por GENREN I.

Para contrastar lo dicho mencionado anteriormente con la realidad se analizarán unos puntos clave para la fijación del precio.

En primer lugar, como se dijo es notable la conveniencia de trabajar con la seguridad relativa que brinda la opción de venta por contrato. Aquí se pueden diferenciar dos argumentos que avalan esta posición.

El primer análisis a tener en cuenta es que el **precio spot es menor** que el precio que se espera de la resolución 108 y según los modelos analizados lo seguirá siendo por lo

menos durante los primeros años de operación. Actualmente para la resolución 108 se esperan precios entre **115 US\$/MWh y 130 US\$/MWh** (datos estimativos según benchmarking debido a que aún no comenzó ningún proyecto que trabaja con esta resolución, que fue lanzada en 2011) según la estructura de costos del proyecto aplicando una rentabilidad dada aprobada por la SE.

El segundo argumento a favor de la opción contractual radica en la seguridad que presenta esta modalidad. Al emplazar el proyecto en un país donde la previsibilidad y la estabilidad macroeconómica brillan por su ausencia, la **seguridad jurídica** que encierra un contrato de estas características es algo para tener en cuenta. Sin embargo hay que considerar que estos contratos son impulsados por el gobierno de turno y como es característico de la Argentina, las políticas a largo plazo no abundan y la evidencia histórica no permite pensar que aquellas vigentes en la actualidad persistirán con certeza durante todo el periodo de operación del proyecto.

Por esta razón es importante plantear **distintos escenarios** que podrían afectar las decisiones con respecto al proyecto. Por ejemplo un escenario desfavorable podría implicar un corte radical en las políticas medioambientales actuales al terminar el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner, es decir en 2016. En este escenario, el contrato podría de alguna manera disolverse o modificarse y el precio podría ubicarse por debajo del fijado anteriormente e incluso por debajo del límite de rentabilidad. Esto afectaría negativamente la sustentabilidad del proyecto, sin embargo teniendo en cuenta la importancia de las energías renovables y en especial la eólica dadas las condiciones naturales del país, el costo ambiental y político para quién tome la decisión y las posibles consecuencias jurídicas serían lo suficientemente altas para asignarle a este escenario una probabilidad de ocurrencia relativamente baja.

Otro escenario a considerar podría ser aquel donde el precio spot promedie, para algún año previo a finalización del contrato, un valor superior al pactado. En este caso, el gobierno de turno podría habilitar o no la extinción del contrato, pudiendo optar la sociedad controlante del parque eólico por esto último si se estimara conveniente.

Similar al anterior, otro escenario posible es que se dicte una nueva resolución que favorezca a los precios de las energías renovables que por contratos de larga duración hayan quedado por debajo del spot.

El último escenario a analizar, es la continuación de las políticas actuales durante la operación del parque eólico. Este escenario probablemente no será el más conveniente para los últimos años de operación ya que podría ocurrir que el precio spot de la energía se ubique por encima del valor fijado por contrato. Sin embargo, cabe destacar la mayor rentabilidad otorgada durante los primeros años en contraste con la que brindaría operar a precio spot. Si bien las turbulencias económicas a nivel país y globales sugieren la consideración de más escenarios, se estima que los escenarios considerados se encuentran entre los más probables.

Considerando el **valor tiempo del dinero** y la importancia de contar con una mayor **espalda financiera** al comienzo, todos estos escenarios planteados avalan a simple vista la decisión de optar por un contrato a precio fijo (más adelante se evaluarán en detalle todos estos escenarios en el análisis económico-financiero y el de riesgo).

Otro elemento a considerar con respecto al **precio spot**, es que el mismo se determina en base horaria y es inconveniente no solo por el precio (hoy en día menor al ofrecido por el contrato según la información obtenida por benchmarking) sino además por la disponibilidad del recurso viento: las horas de mayor viento son durante los valles de demanda, por lo tanto se obtiene un menor precio. A su vez, las velocidades medias más altas se suelen registrar en verano cuando el precio es menor en el año.

Cabe destacar además, que el precio de la energía va a depender de la capacidad de aprovechar el recurso viento de la localización y equipos; por ejemplo, si se decide la implantación en la Patagonia, el precio otorgado por el contrato seguramente será menor por la abundancia del recurso en el lugar.

De esta forma, cuando mayor es el potencial generador (durante el día y en verano), el precio es menor porque disminuye el precio del gas, la demanda es menor (en verano) y se encuentra en un punto medio durante el día, imposibilitando aprovechar los picos nocturnos. En el Anexo 1: Estudio de carga diaria y semanal INVIERNO/VERANO se encuentran los gráficos que muestran un estudio de carga diaria y de carga semanal INVIERNO/VERANO. Como conclusión de los gráficos, se ve cómo perjudica al proyecto la estacionalidad del recurso viento.

Para entender cómo se mueven los precios en el mercado spot a lo largo de los últimos 2 años, se puede remitir al Gráfico 27. Allí se puede observar que el precio tiene una componente estacional muy fuerte y una tendencia creciente. Se vislumbra un alto incremento durante el invierno debido a que el precio de la electricidad se calcula en base al precio del gas natural y este último sufre grandes incrementos en el invierno debido a su mayor demanda.

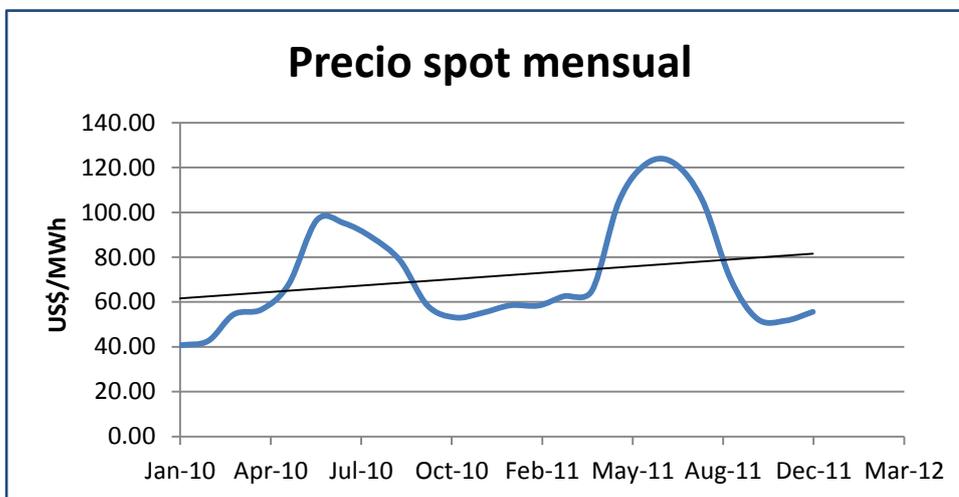


Gráfico 27. Evolución del precio spot para 2010 y 2011. Fuente: CAMMESA

Como resultado de este análisis, se concluye que es muy difícil y más durante los primeros años de operación, solventar los costos estimados vendiendo a precio spot. Si bien en el invierno se contaría con precios iguales o incluso mayores a los firmados en el PPA, se considera que, además de las particularidades del recurso eólico mencionadas anteriormente, un precio más estable concedido en base a una rentabilidad dada por la SE otorga mayor protección brindando una fuerte situación financiera para la consumación del proyecto.

Otro factor importante a considerar, es que al firmar un PPA según resolución 108/11 se acuerda la compra de todo lo producido al precio fijado. En la siguiente tabla, se resumen los **principales drivers** antes comentados, que juegan un papel importante para la decisión de optar por contrato fijo y no trabajar según el mercado spot.

Puntos a favor de PPA	Puntos en contra de PPA
Saltos en los precios cada vez mayores	Impulsado por el gobierno de turno
Incertidumbre económica	Precio spot mayor para años posteriores
Seguridad financiera inicial	Falta de datos históricos de la Res. 108
Precio spot menor para los primeros años	
Se vende todo lo que se produce	
Picos de oferta no coinciden con picos de demanda	
Velocidades medias mayores se dan en verano	
Rentabilidad según costos (asegurada)	
Reintegración de gastos de transporte y distribución	
Prioridad de pago	

Tabla 25. Drivers que indican la conveniencia o no de firmar un PPA.

A modo de ejemplo, a continuación se muestran las principales características de los últimos modelos de **contratos** que se dieron en Argentina.

	Energía plus (Res. 1281/06)	GENREN I	Resolución 108/11
PARTES	<ul style="list-style-type: none"> • Agentes Generadores • Grandes Usuarios (GUME/GUMA) 	<ul style="list-style-type: none"> • ENARSA, como Agente Generador del MEM. • Adjudicatario GENREN I 	<ul style="list-style-type: none"> • MEM, representado por CAMMESA • Agentes Generadores
DURACIÓN	Según acuerdo entre partes.	15 años + prórroga 18 meses	15 años + prórroga 18 meses
PRECIO	Precio monómico compuesto por costos asociados (avalados por el OED) y margen de utilidad (definidos por SE “ad referéndum” del MinPlan).	Será el ofertado en la licitación que se traslada al contrato. Los precios permanecen fijos, solo modificables según pautas de estabilidad fiscal.	Se remunera sólo la energía efectivamente entregada por precio. El precio se calculará en base a la anualidad de costos de instalación y costos fijos y variables. Los costos pueden ser revisados por la SE si alguno presenta variaciones significativas.
PAGO	Según lo acordado entre las partes.	ENARSA paga al verificarse la disponibilidad de pago por parte de CAMMESA. En caso de incumplimiento de pago, recién a los 90 días se puede ejecutar el Fondo de Garantía por el monto adeudado + intereses.	Prioridad artículo 4° (e) Res.406/03, y nunca inferior a la prioridad correspondiente al reconocimiento de costos operativos de generadores térmicos.
IMPUESTOS	Según acuerdo entre partes.	Estabilidad fiscal indirecta, vía modificación Contrato entre CAM MESA y ENARSA.	Estabilidad fiscal. Revisión de precio si se modifican impuestos, tasas y cargos nacionales, provinciales y municipales. Sujeto a aprobación SE.
OBS.	Limitación técnica para brindar respaldo físico.	Licitación ya finalizada y adjudicada.	

Tabla 26. Comparativa entre los contratos firmados por Energía Plus, GENREN y Res. 108.

Abreviaturas utilizadas en el cuadro:

- **MEM:** Mercado Eléctrico Mayorista.
- **MINPLAN:** Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.
- **SE:** Secretaría de Energía de la Nación.

Como se dijo anteriormente, se optará por trabajar con un contrato del tipo de la Resolución 108. El precio a pagar por CAMMESA se calculará en base a la anualidad de costos de instalación y costos fijos y variables. Los costos pueden ser revisados por la SE si alguno presenta variaciones significativas. Se reintegran además ciertos cargos que debe abonar el generador principalmente a transportistas y distribuidoras.

Cabe destacar que la posibilidad de participar en la licitación GENREN ha caducado. Sin embargo, se espera que la Resolución 108 siga en vigencia por lo que será posible hacer un contrato de este tipo.

Proyección de Ventas

Cantidad

La **cantidad** de energía a vender, en base a los términos del contrato a través de la **resolución 108/11** de la SE, es la **total producida** por la central solar:

Res. SE 108/11, ANEXO, VI. ENERGÍA CONTRATADA

VI.1. La PARTE COMPRADORA se compromete a adquirir hasta un máximo de MWh durante el Plazo de Vigencia del CONTRATO. (...)

VI.2. La ENERGIA CONTRATADA se ha determinado como el valor esperado de la energía producida por la CENTRAL durante el PLAZO NOMINAL DEL PROYECTO, fijado en 15 años.

De esta manera, el **volumen de ventas** dependerá exclusivamente de la capacidad de producción, la cual a su vez será determinada por las condiciones del **recurso solar** (localización), las **tecnologías utilizadas** y el sistema físico de **interconexión** a la red.

En el capítulo de ingeniería se analizarán estos factores en detalle, con el objetivo de determinarlos de tal manera de maximizar la producción. A continuación se realiza una aproximación en base a distintos factores de capacidad de la central solar (Tabla 27).

Detalle	Unidad	Valor
Tamaño del parque	MW	5
Precio	USD/MWh	571,6
Horas de operación	Hs / año	8400 (96%)

Tabla 27. Parámetros para obtener una proyección de ventas genérica. Fuente: elaboración propia en base a datos de mercado.

En el análisis se incluyen valores de **Factor de Capacidad (FC)** arriba del **4%** (ver Tabla 28), que según los expertos consultados es habitualmente el límite inferior de tecnología todavía comercializada. A su vez, los mismos especialistas coinciden que por encima del 10% el proyecto se torna además atractivo en términos de inversión y riesgo.

FC (%)	Producción anual (MWh)	Ventas anuales (M U\$S)
4,00%	1680	0,960
6,00%	2520	1,440
8,00%	3360	1,921
9,00%	3780	2,161
9,50%	3990	2,281
10,00%	4200	2,401
10,50%	4410	2,521
11,00%	4620	2,641
11,50%	4830	2,761
12,00%	5040	2,881
12,50%	5250	3,001
13,00%	5460	3,121
14,00%	5880	3,361
15,00%	6300	3,601
17,50%	7350	4,201
20,00%	8400	4,801
22,50%	9450	5,402
25,00%	10500	6,002
30,00%	12600	7,202

Tabla 28. Proyección de ventas genérica. Fuente: elaboración propia en base a análisis previo.

Estrategia comercial

Lineamientos para la segmentación

Como indican los análisis anteriormente analizados en este trabajo, Argentina sufre una **crisis energética** a causa del recalentamiento de la economía. En los últimos años, la demanda ha crecido tan rápido que el sistema energético, tanto de generación eléctrica como de refino de petróleo, no da abasto, según reportes de prensa. Desde 2005, en Argentina se compraron 4,5 millones de equipos de aire acondicionado, mientras que en el 2011 se batió el récord de ventas de coches nuevos, según cifras recogidas por El País (País, 2011) Este aumento de demanda que no puede ser equilibrado con la oferta, genera un **gap** de energía que debe ser **importado** a un **precio mayor**.

La crisis energética mundial y en Argentina, sumado al aumento en las regulaciones de emisión de CO₂ hace que crezca el desarrollo de nuevas formas de generación de energía más limpias y eficientes. Controlar las **emisiones de CO₂** se ha transformado en una variable importante en la economía de las empresas; y por lo tanto a la hora de evaluar proyectos. Los **proyectos de impacto negativo** en el medio ambiente ya no pueden ser llevados a cabo sin ser **penalizados** por la contaminación que generen; mientras que los proyectos sustentables son generalmente apoyados por los gobiernos. Por otro lado, el precio de **petróleo** está aumentando cada vez más, ya que las **inversiones** necesarias para alcanzar los distintos yacimientos son cada vez **mayores**. Esto hace que la energía generada por estas fuentes también se torne más caras dando lugar a proyectos de energías alternativas que antes no se consideraban rentables (CAMMESA 2011).

Como se menciona anteriormente la **Ley Nº 26.190** establece que el **8%** del consumo de energía para el año **2016** deberá ser generado por energías renovables. Si bien es difícil que este objetivo se cumpla, ya marca una tendencia para años futuros.

Segmentación

Si bien en un **commodity**, como lo es la energía, es difícil poder diferenciar distintos segmentos en el mercado, el cambio de políticas con respecto a las regulaciones del impacto ambiental permite diferenciar un **nuevo segmento** de mercado que está interesado/obligado a comprar **energía renovable y limpia**. Dentro de cada uno de estos dos segmentos (renovables y no renovables) la energía puede ser, más o menos limpia; más o menos costosa. Esto abre un escenario que permite el análisis para establecer un adecuado posicionamiento.

En el segmento de las no renovables se encuentran la energía de origen fósil y la nuclear. La energía generada a partir de **combustibles fósiles** (petróleo, gas, carbón) tiene un precio muy bajo en relación a la energía generada por otras fuentes, pero las

emisiones de CO₂ son muy altas y las actividades previas a la generación de energía son destructivas con respecto al medio ambiente; lo que transforma a este tipo de generación de energía es la más perjudicial para el medio ambiente. La energía de origen **nuclear**, posee una gran ventaja con respecto a emisiones de CO₂ a diferencia de las de carbón o gas; pudiendo generar gran cantidad de energía a precios competitivos. Sin embargo, los generadores nucleares cuentan con fuertes barreras de ingreso con respecto a las regulaciones de la materia prima, inversión inicial, localización y riesgo. Si bien en algunos países (Francia) la generación nuclear sigue creciendo junto con sus mejoras tecnológicas; en otros países (Alemania) se está desalentando su uso por el alto riesgo de catástrofe buscando diversificar la matriz energética hacia las energías renovables.

Dentro del segmento de energías renovables se encuentran las de origen hidráulico, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz y biomasa. La **energía hidroeléctrica** es la más rentable por el momento dentro del segmento de renovables, pero su desarrollo a gran escala se encuentra limitado por la localización y el impacto ambiental que genera en la zona donde funciona la represa. Las energías de origen **geotérmico, mareomotriz y biomasa** son importantes fuentes de generación para el futuro aun no han alcanzado un desarrollo que permita su generación a gran escala. La energía de origen **solar** es la más limpia de las energías renovables. Las plantas de generación a base de paneles solares se están construyendo cada vez más en Europa, pero aun tienen en contra la gran inversión que necesitan, y el alto precio que exigen para poder ser un proyecto rentable.

Posicionamiento

Para lograr un correcto posicionamiento se debe analizar cuáles son los interventores de la cadena de suministros del sector eléctrico. Estos son el productor, el transportista, la estación transformadora, el distribuidor, el comercializador, el regulador y el cliente final (Ilustración 9).

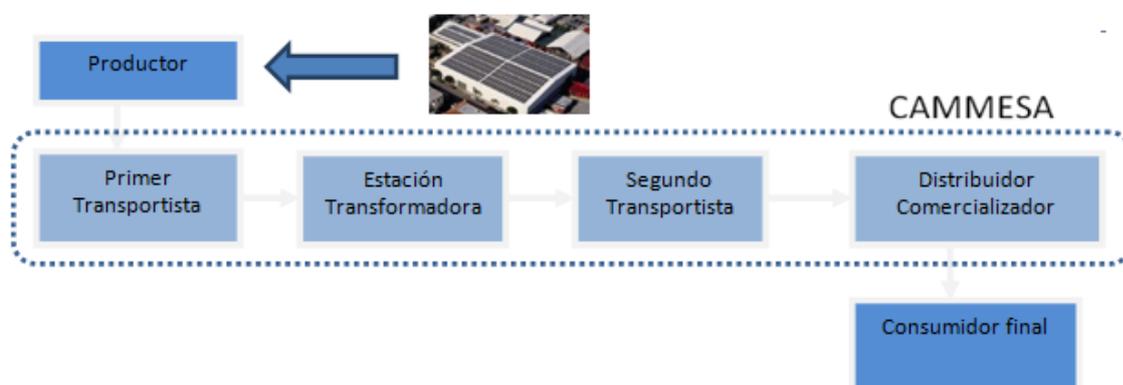


Ilustración 9. Esquema de la cadena de valor del sector eléctrico. Fuente: elaboración propia en base a la Secretaría de Energía

Considerando las tendencias del macro entorno y la segmentación anterior se buscara posicionar al proyecto de generación de energía como:

Productor de energía, el cual venderá electricidad al MEM representado por CAMMESA mediante una interconexión al SADI, buscando contribuir a reducir el gap entre demanda y oferta en Argentina y a diversificar la matriz energética nacional (ayudando a cumplir los objetivos gubernamentales), diferenciándose por ser energía renovable, de las más limpias dentro de éstas. En este sector, se buscará posicionarse en el segmento solar.

Canales y Estrategia de Distribución

La capacidad a instalar en este proyecto será de entre 2 y 5 MW. Para este número, las personas entrevistadas (principalmente ingenieros eléctricos) coincidieron en que la línea más conveniente para la distribución son las de **66/33 kV**. El razonamiento se basa en el hecho de que a mayor tensión, mayores la **inversión** de la estación transformadora.

La línea próxima de superior tensión es de 132 kV pero para utilizarla se debe incurrir innecesariamente en una inversión mayor para la estación transformadora ya que cuanto mayor es la tensión de la línea, mayor es la inversión en la estación de transformación y el cableado.

Otro punto importante para definir la estrategia de distribución es la **localización** de la central y de la **estación transformadora** (existente o a construir). Esta característica sirve para estudiar la saturación de la red de transporte. Cabe destacar que la localización ideal es cerca de la línea de distribución. Debido a lo expuesto, se intentará aprovechar alguna estación transformadora existente. En caso esto no fuera posible, se colocará una nueva estación transformadora en el lugar de instauración de la central solar, ahorrándose cables entre la misma y la línea, siempre y cuando las condiciones **reglamentarias** y **físicas** lo permitan.

Como conclusión de la estrategia de distribución, si bien la localización afectará soberanamente todos los otros parámetros mencionados, la idea de trabajar con líneas de **66/33 kV** es muy probable se mantenga, ya que es la óptima para la capacidad de 2-5 MW solares.

Bibliografía del Capítulo I

- **CAMMESA. Informe Anual 2011. Mercado Eléctrico mayorista. Enero 2012.**
- **Cecilia Giralt. Energía eólica en Argentina: un análisis económico del derecho**, Revista Letras Verdes N. o 9, mayo-septiembre 2011, pp. 64-86.
<http://www.flacsoandes.org/letrasverdes>
- **ENARSA, 2011: Adjudicación de contratos de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables**, Licitación GENREN.
- **Mateos, 1999: Análisis de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina entre 1992 y 1997**, Julio 1999
- **Boletín Síntesis del MEM: SINTESIS DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DE LA REPUBLICA ARGENTINA**, Diciembre 2011
- **CADER, 2009: Informe CADER, Estado de la Industria Eólica en Argentina, 2009**
- **EIA, 2009 (US Energy Information Administration): Assumptions to the Annual Energy Outlook 2009** DOE / EIA-0554, Marzo 2009.
<http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/assumption>
- **Plan Estratégico Nacional de Energía Eólica** : Secretaría de energía, 2005
- **Ley 26.190: REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA**, 6 de Diciembre de 2006. Boletín Oficial, 2 de Enero de 2007
- **Ley Nacional Nº 25.019: Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar - Ley 25019** BUENOS AIRES, 9 de diciembre de 1999
- **Resolución SE 208/11**
- **INDEC:** <http://www.indec.gov.ar>
- **Fabra, 2007: Fuentes de generación de energía eléctrica: cuánto, cómo y a qué precio**
- **Proyecciones cátedra Proyectos de Inversión del ITBA**
- **Proyecciones FMI para PBI: International Monetary Fund, World Economic Outlook Database**, Abril 2012
- **Plan Energético Nacional: Noticia Plan Energético Nacional**, Diario el País 29 de Noviembre del 2010
- **Balanz Capital**, Balanz Capital Sociedad de Bolsa S.A.
- **Entrevista especializada:** Entrevista durante el primer cuatrimestre del 2012 con gente especializada
- **Informe Secretaria 2010:** Informe Grupo de Planeamiento Energético de la Secretaría de Energía del año 2010
- **IMPSA Wind:**
<http://www.impsa.com/es/productos/impsawind/SitePages/IMPSA%20Wind.aspx>
- **NRG Patagonia:** <http://www.nrqpatagonia.com/noticias/ya-entrega-energia.php>
- **Revista Nuevas Energías:** artículo "UNA EMPRESA ESTATAL COMENZARÁ A FABRICAR AEROGENERADORES DE ALTA POTENCIA", 2011

CAPÍTULO II: ESTUDIO DE INGENIERÍA Y LOCALIZACIÓN

Resumen del Capítulo

En el presente capítulo se desarrolla el estudio de Ingeniería y Localización de la central solar. Para una mejor organización y un mayor entendimiento, este capítulo se encuentra dividido en **Introducción, Localización, Proceso, Tecnología, LayOut, Ingeniería, y Producción**, donde se analizan todos los aspectos pertinentes de la central fotovoltaica. En resumen, el estudio de Ingeniería está relacionado con los aspectos técnicos del proyecto.

Este tipo de central solar se diferencia de los demás, debido a que su emplazamiento será sobre un espacio libre, de amplia dimensión y cuya utilización sea nula. Particularmente se considerará analizar el emplazamiento sobre techos, galpones, parque industriales o solados de gran tamaño.

Además la tecnología empleada para el proyecto es considerada **de punta** ya que se utilizarán paneles solares flexibles, disminuyendo de esta forma el impacto de las inversiones en infraestructura necesaria y aumentando la flexibilidad en la implementación del parque.

Al principio de este capítulo, se encuentra la sección de Localización. Esta sección está dividida en dos partes: primero se encuentra el análisis de la Macro localización, donde se define la provincia óptima para la instalación del proyecto y posteriormente, el estudio de la Micro localización.

Para la selección de la tecnología se evalúan distintos proveedores estudiando las características de sus productos, procesos productivos y costos asociados. Cabe destacar que la diferencia entre ellos radica principalmente en los costos de obtención y en la eficiencia del panel producido, los cuales están estrechamente vinculados con los procesos de producción. Los proveedores fueron analizados y comparados, eligiendo el que presente el ratio costo/eficiencia más conveniente.

Con las especificaciones técnicas de los paneles, se definen los equipos auxiliares a utilizar. Luego se define la disposición final de los paneles y se estima la capacidad de producción de la central.

Introducción: conceptos sobre la energía solar

Se entiende por **Energía solar** a la energía obtenida a partir del aprovechamiento de la luz solar. Dependiendo de los métodos utilizados, se puede aprovechar la componente **térmica** (energía termo solar) o la componente lumínica (**fotovoltaica**). Particularmente, se analizará en este proyecto la utilización de la fase **lumínica**.

La energía lumínica proveniente del **sol** puede ser aprovechada de forma directa, difusa, o como la suma de ambas. La radiación **directa** es la que llega directamente del foco **solar**, sin reflexiones o refracciones intermedias. La **difusa** es la que llega luego de la **reflexión** y **refracción** solar en la atmósfera, en las nubes y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación **directa** puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz **difusa** que proviene de todas las direcciones. La **potencia** de la radiación varía según el momento del día; las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de radiación el valor es de aproximadamente **1000 W/m²** en la superficie terrestre. A esta potencia se la conoce como **irradiancia**.

Los **paneles solares fotovoltaicos** aprovechan ambos tipos de incidencia (directa y difusa) mientras que las tecnologías actuales de energía termo solar solo son capaces de captar la componente directa.

La conversión de la energía lumínica (directa + difusa) a energía eléctrica se logra través del efecto fotoeléctrico descubierto por **Heinrich Hertz** en 1887 e interpretado y explicado por **Albert Einstein** en 1905 según su interpretación de la cuantización de la energía lumínica en cuantos llamados **fotones**.

Básicamente lo que se genera en una lámina de silicio (principal constituyente de los paneles solares) es una excitación de los **electrones** por la incidencia de un fotón (ver Ilustración 10), esto produce un movimiento de cargas en el material que origina una corriente **eléctrica**.

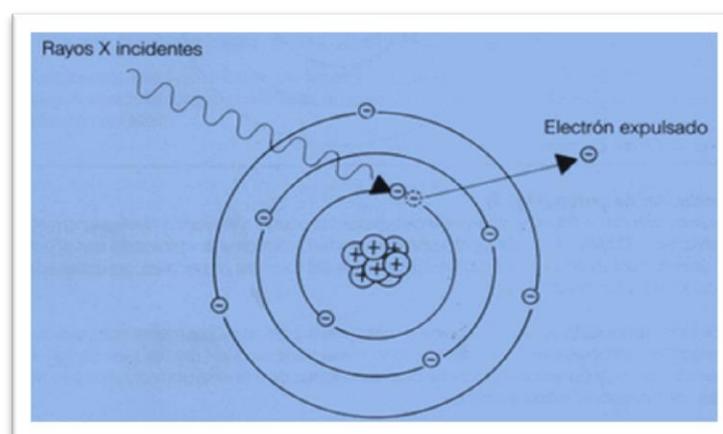


Ilustración 10. Efecto fotoeléctrico. Fuente: Google Images.

Localización

El proceso de **localización** consiste a grandes rasgos en definir una **ubicación** que sea **óptima**, según ciertos **criterios** determinados, para la instalación del proyecto. Es un elemento **esencial** en el estudio de ingeniería, no solo por el impacto **económico** que tiene en el proyecto, sino por la necesidad de **considerar y ponderar** las restricciones y ventajas/desventajas de cada opción, para así elegir la que pueda generar mayores **ganancias**, teniendo en cuenta factores relacionados al **clima**, radiación solar, técnicos, de impuestos e incentivos fiscales, medioambientales, sociales, legales, etc. En este trabajo, por el enfoque elegido, se ha restringido el universo de localizaciones posibles a techos de gran superficie en las zonas urbanas/suburbanas de las regiones CUYO y NOA.

Vale la pena aclararlas **particularidades** de esta etapa en un proyecto de instalación de una **central solar**, significativamente **diferentes** en comparación con un proyecto de una planta productiva tradicional. En este último tipo de planta, definir la localización implica trabar una **gran inversión**, pero que puede ser **modificada** en un futuro (generalmente a un costo alto). Una central solar tiene en su localización un factor de **concepción**: nace de su localización, por su vital vínculo con un **factor climático**, la radiación solar. En este sentido, definir la **localización** del parque, es decir, definir el techo donde se emplazará la central solar y **asegurarlo** mediante un contrato de disponibilidad (usufructo) con el dueño del edificio se convierte en elemento esencial del estudio de ingeniería.

El estudio de localización llevado a cabo en este proyecto se divide en **dos etapas** principales: macro y micro localización. **Macro localización** consiste en acotar el número de ubicaciones posibles, determinando una región óptima en particular, mientras que la segunda permite definir la localización definitiva del emplazamiento.

Una vez definida la provincia o región óptima, se realizará nuevamente un estudio de los factores principales analizando en detalle las distintas localidades posibles. En el **micro localización**, se consideran nuevos elementos y se tratan los anteriormente mencionados con mayor especificidad.

Introducción a la Localización

Uno de los **factores** más importantes en la determinación del **output** de energía de la central solar es la **calidad** del recurso **solar**, cuyo principal indicador es la **radiación global diaria (media anual, en kWh/día)**. Retomando lo visto en el estudio de mercado, la modalidad de venta elegida es a través de la resolución de la SE 108/11, por lo cual el principal objetivo del estudio de ingeniería y localización será **maximizar** la producción de **energía**.

Dado que el recurso solar en Argentina varía mucho de región a región (e incluso dentro de una misma región), y que la elección de la tecnología a utilizar no depende

mucho de sus características, la localización puede ser definida antes o después de avanzar con la etapa de ingeniería propiamente dicha. En este trabajo, se ha optado por hacerla al principio ya que todo el dimensionamiento de la planta requiere contar con datos muy específicos de la localización.

Criterios para la selección del emplazamiento de una central solar

El sitio idóneo para un proyecto solar depende de **múltiples factores**. A priori, un techo apto debe presentar las siguientes características:

Potencial solar

Combinando características de ubicación **geográficas** del terreno (latitud) junto con un fuerte recurso **solar** en el emplazamiento (régimen de radiación alto), la **orientación** y **exposición** del terreno, se favorece la producción energética. Se debe tener en cuenta el llamado “**efecto sombra**”, una pérdida de energía disponible por **interferencia** en la luz solar recibida por los paneles solares. El objetivo es **reducir** esta interferencia mediante un lay out adecuado, restringiendo en las llamadas zonas de exclusión las áreas del techo que se encuentren afectadas por sombras de elementos cercanos (edificios, postes de luz, carteles, etc.).

A su vez, es deseable la cercanía del emplazamiento a una **estación meteorológica** que cuente con registros históricos de mediciones de radiación solar. **Pre-evaluaciones** realizadas con el Modelo **SIG** (Sistema de Información Geográfico) del Ministerio de Planificación de la Nación, basados en el Atlas solar de Grossi Gallegos y Righini, permiten analizar los sitios como primer filtro. Una vez realizada la selección del área de localización del Proyecto, se procede a negociar la **adquisición** del techo involucrado.

Zonas urbanas

Con el objetivo de maximizar la producción de energía aprovechando un techo “ocioso” de alguna edificación, se apunta a localizar el proyecto en una gran superficie. Este suele ser el caso de grandes instalaciones industriales, hipermercados, grandes depósitos, edificios públicos

Disponibilidad de mediciones

Debido a la **imposibilidad** de realizar una **campana de medición solar**, en este proyecto se **limitará** la búsqueda a sitios con un promedio anual de radiación global diaria superior a 5 kWh/m², según el Atlas Solar mencionado anteriormente. Este valor no ha sido definido arbitrariamente, sino que responde al criterio adoptado por ENARSA en la licitación del GENREN como requisito para aceptar ofertas por centrales solares fotovoltaicas.

Luego de aplicar los criterios mencionado, se observa que según el Atlas Solar las únicas localizaciones aptas son las áreas metropolitanas de las ciudades de Mendoza y

San Juan. Cabe aclarar que también se restringió la búsqueda a zonas con techos de dimensiones considerables.

Macro localización

En esta sección se analizan distintos **factores** para determinar la provincia **óptima** para la instalación del proyecto en Argentina. Tal como se mencionó anteriormente, la **macro localización** queda limitada a 2 provincias: **Mendoza y San Juan**. En esta etapa de la localización se definirá entonces en cuál de las provincias es más conveniente localizar el parque según el **régimen de radiación solar**, la infraestructura eléctrica y los beneficios impositivos/fiscales que otorgue cada una a proyectos de este tipo.

Es necesario hacer una mención al respecto de la actual **distribución** de centrales solares en el país conectadas a la red con el objetivo de identificar a priori como está distribuida la producción de energía solar. Tal como puede observarse en la tabla de centrales solares en Argentina (Tabla 29), la provincia de **San Juan** concentra el total de los 21,2 MW proyectados.

Nombre de la central solar (provincia)	Estado	MW
San Juan I (San Juan)	Operativa	1,2
Cañada Honda I (San Juan)	Operativa (GENREN)	2
Cañada Honda II (San Juan)	Operativa (GENREN)	3
Cañada Honda III (San Juan)	Proy. (GENREN)	5
Chimbera I (San Juan)	Proy. (GENREN)	2
Chimbera II (San Juan)	Proy. (GENREN)	3
Chimbera III (San Juan)	Proy. (GENREN)	5
Potencia Total		21,2

Tabla 29. Centrales solares conectadas a la red. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía, CAMMESA.

Licitación GENREN

Tal como fue analizado en la etapa de **estudio de mercado**, se espera que varios proyectos entren en etapa de **construcción** en el corto y medio plazo. El **GENREN** ha sido el primer concurso de energías renovables, y el único efectivamente adjudicado, con más de 1200 MW de proyectos de energías renovables. La lista de adjudicados, como muestra la Ilustración 11 a continuación, detalla los proyectos solares y su localización (San Juan I y Cañada Honda I y II ya se encuentran en operación).

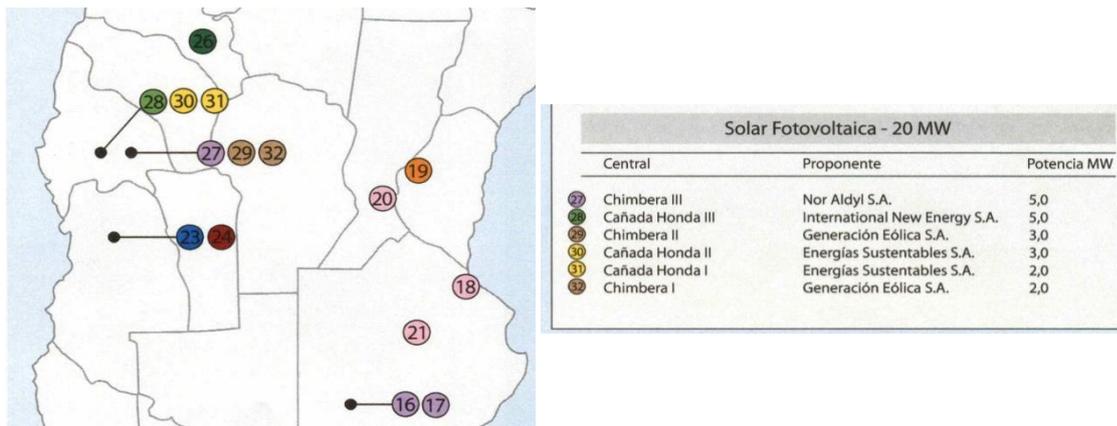


Ilustración 11. Centrales solares adjudicadas en la licitación GENREN. Fuente: Secretaría de Energía.

Se han dejado de lado algunas **provincias** por dos motivos principales: **falta de recurso** solar atractivo (las pertenecientes al a Patagonia, NEA, Centro y Litoral) e **incumplimiento de criterio de los 5 kWh/m2** (en las provincias con recurso bueno/aceptable como La Rioja, Catamarca, Salta y Jujuy).

Para poder realizar un **estudio completo** sobre las dos provincias seleccionadas, se deben tener en cuenta los siguientes **factores** para realizar un **análisis comparativo**, definiendo su **ponderación** y el desempeño de cada provincia en cada uno de ellos.

Recurso solar

Según los estudios realizados por H. Grossi Gallegos y R. Righini, y tomando el área total en Argentina como disponible para la explotación solar (2.500.000 km²), la potencia nominal instalable sería de **250 TWp** (10 m²/kWp) y la energía generada sería del orden de **875 TWh** (10% eficiencia y 3,5 kWh/m² de radiación anual global media), con lo cual se podría cubrir en forma teórica **miles de veces** la demanda actual de energía.

En el **Atlas Solar** se puede identificar la región CUYO como la principal región solar, debido a su altísima radiación global media. No obstante, existen otras regiones argentinas que también cuentan con radiación solar interesante y por lo tanto son susceptibles de albergar a una central solar. A continuación se muestra el mapa solar Argentino (Ilustración 12) donde se pueden observar las zonas de mayor irradiancia solar.



Ilustración 12. Mapa con las posibles ubicaciones según criterios adoptados. Fuente: “Atlas de energía solar de la República Argentina”, H. Grossi Gallegos y R. Righini.

Infraestructura eléctrica

Es necesaria la proximidad de una línea de media tensión (preferentemente de 33 kV o 132 kV) y una **estación transformadora (ET)** para el despacho de la energía. De no existir una **ET** cercana, deberá construirse una subestación nueva. En el caso de que efectivamente exista una ET cercana, simplemente deberá agregarse la o las celdas correspondientes.

El **Sistema Argentino de Interconexión** cuenta con redes de transporte de tensiones desde 33 kV hasta 500 kV. Se caracteriza por su estructura **radial**, similar a los sistemas vial y ferroviario. Los **nodos** de mayor estabilidad se encuentran en las zonas de mayor **consumo**, como son Capital Federal y GBA, seguidos por la Región Pampeana, Cuyo y

Comahue. La Región Patagónica cuenta con una red saturada y requiere proyectos de refuerzo y extensiones en el transporte.

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. Las provincias con líneas de 33 kV y 132 kV y estaciones transformadoras tendrán mayor **puntaje**. Los costos relacionados con la instalación eléctrica también modifican el costo por kW instalado, y varían según las regiones, tal como puede verse en la Tabla 30 a continuación.

Descripción	Unidad	Mendoza	San Juan
Línea de Alta Tensión (LMT 33 kV)	USD/Km	59.500	61.900
ET o sub-ET (33 kV; 5 MW inst.)	USD	1.577.500	1.621.000

Tabla 30. Precios 2011 de líneas de Alta Tensión y Estación Transformadora por Provincia. Fuente: empresa consultora del rubro eléctrico.

De las 2 zonas en estudio, **San Juan** es la que posee un desarrollo menor de redes de alta tensión, tal como puede verse en el esquema geográfico del **SADI** elaborado por **CAMMESA**. Por otro lado, todos los proyectos solares de Argentina se localizan en esta provincia, lo que aumenta la disponibilidad de datos provenientes de medición frente a Mendoza.

El siguiente mapa del Sistema Argentino de Interconexión (ver Ilustración 13) ha sido confeccionado por **CAMMESA** y cuenta con todas las redes de 132 kV o superior, estaciones transformadoras y puntos principales de generación en servicio a Octubre de **2012**. Si bien existen proyectos de redes de transmisión para los próximos años, las mismas no serán contempladas en este análisis ya que introduciría una complejidad que hoy por hoy no se justifica abarcar debido a la disponibilidad de excelentes emplazamientos sobre las redes actuales.

Beneficios impositivos, fiscales e incentivos

Aquellas provincias cuyas **autoridades** influyen y apoyan la instalación de centrales solares mediante incentivos al emplazamiento del proyecto, se tendrán en cuenta en esta etapa. Las provincias con exención tributaria y permisos para instalaciones poseen una atracción especial para los desarrolladores de parques ante aquellas que no muestran interés por la generación de origen renovable.

De acuerdo con una preselección de posibles provincias para el desarrollo de la central se describen a continuación los beneficios aplicables para las provincias de Mendoza y San Juan.

Se detallan además, las **leyes nacionales 26.190 y 25.019**, ya que determinan el marco regulatorio para las legislaciones provinciales. Por su aplicación en todo el territorio no inciden en la determinación de la macro localización, si bien vale aclarar que deberían considerarse en caso se tomara a toda la región latinoamericana como posible.

Remuneración Ley Provincial 7.822 MZA

La ley Provincial 7.822 de Neuquén establece que la provincia adhiere a la ley nacional 26.160 e incluye otros beneficios tales como **exención de impuesto a ingresos brutos** y estabilidad fiscal (provincial) entre 2008 y 2022.

Leyes Nacionales

Tal como fueron citadas en el marco legal del proyecto. Las **Leyes Nacionales 25.019 (1998) y 26.190 (2009) promueven el uso de energías renovables:**

Ley Nacional No. 25.019 (1998)

- IVA diferido, por la adquisición o importación de bienes de capital, obras civiles e instalaciones. Monto diferido a pagar en 15 cuotas anuales.
- Los bienes de capital, obras civiles e instalaciones no se puede vender, transferir o poner fuera de servicio hasta 5 años después de la puesta en marcha.
- 15 años de estabilidad fiscal (a partir de octubre de 19 98).
- Remuneración: 900 ARS/MWh (aprox. 180 USD/MWh) para toda la energía solar despachada a la red nacional.

Ley Nacional No 26.190 – 2006 (energías renovables)

- Para 2016, la matriz energética nacional debe incluir un 8% de energías renovables Aplicación de la Ley Nacional No 25.924 (Régimen para la promoción de inversión en bienes de capital nuevos y obras de infraestructura). Comprende la Ley 25.019.
- Devolución anticipada del IVA o amortización acelerada para efectos del impuesto a las ganancias (IG).
- Exención del impuesto a la ganancia mínima presunta.

- Remuneración: 900 ARS/MWh para toda la energía solar despachada a la red nacional.

Cabe aclarar que ambas leyes son complementarias, es decir, que los incentivos propuestos por estas leyes a la fecha de elaboración de este trabajo resultan en lo siguiente:

- Devolución anticipada del IVA o amortización acelerada para efectos del impuesto a las ganancias (IG).
 - Devolución anticipada del IVA: se entiende como IVA diferido, por la adquisición o importación de bienes de capital, obras civiles e instalaciones. Monto diferido a pagar en 15 cuotas anuales.
 - Amortización acelerada: según la ley nacional 25.924 de promoción de inversiones en bienes de capital y obras de infraestructura, reducción de un 50% de la vida útil aplicable (suponiendo construcción menor a 1 año).
- Los bienes de capital, obras civiles e instalaciones no puede venderse, transferir o poner fuera de servicio hasta 5 años después de la puesta en marcha.
- Exención del impuesto a la ganancia mínima presunta.
- Estabilidad fiscal hasta 2013 (1998 + 15 años).
- Remuneración: 900 ARS/MWh (aprox. 180 USD/MWh) para toda la energía solar despachada a la red nacional.

Conclusiones sobre beneficios impositivos, fiscales e incentivos

De lo citado anteriormente se concluye que los mayores incentivos para este tipo de energías provienen del **estado nacional**, siendo Mendoza la única provincia que presenta incentivos específicos para la generación eléctrica de origen renovable (exención de IIBB y estabilidad fiscal provincial).

Población estable

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. Vale aclarar que estos requisitos para la construcción si bien no son sencillos, tampoco son demasiado elevados, es decir, encontrar MO con características idóneas **no resulta complicado** en prácticamente ninguna región del país. Ambas provincias poseen condiciones favorables por distintos motivos: Mendoza, donde no solo hay más población sino que también es más **fácil encontrar personal calificado**, y San Juan, donde reside personal con **experiencia** por ser el anfitrión de las únicas centrales solares fotovoltaicas del país.

Accesos

De gran importancia en el momento de **construcción** de la central solar, por la movilización de materiales requerida, en particulares los paneles, que por falta de proveedores locales deberá ser necesariamente importada desde el exterior. Si bien el **tamaño** de todos los elementos necesarios no presenta dificultades mayores de transporte (de cualquier tipo), el impacto del costo del flete puede ser significativo: según información facilitada por una empresa del rubro, la cotización DAP aumenta hasta **un 15%** entre Sur de Bs. As. (zona cercana al puerto de Bahía Blanca) y zonas de la región Cuyana con buenos accesos. Una opción a evaluar, debido a la ubicación de ambas provincias, es ingresar la mercadería por Chile.

Costo del terreno

Debido a que no existe una competencia por instalaciones en los techos de grandes dimensiones y que el uso de los mismos para este proyecto no genera ningún impacto negativo para el dueño, la opción de comprar una superficie es **poco eficiente**. El vehículo legal a utilizar, tal como se mencionó en el estudio de mercado, será el de un usufructo “a medida” para el proyecto solar, en el cuál se explicita una compensación que cobra el propietario del edificio a partir de la decisión de construcción. Durante la pre factibilidad no se abona esta compensación debido a que el impacto y el riesgo para el propietario es prácticamente nulo.

Si bien luego de la construcción el impacto de una central solar en la actividad productiva del edificio en cuyo techo se realizará la instalación 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 por esa pérdida de rentabilidad hipotética para vender su terreno para construir otro tipo de edificio (por ejemplo, una torre complejo residencial). Todo esto queda plasmado en el **contrato de usufructo** como “canon a percibir” por el propietario, y valores estándar para otras industrias (en particular la eólica) señalan que debe ubicarse por **debajo del 1%** de total de los ingresos generados por la venta de energía.

Impacto ambiental

El objetivo de la búsqueda también implica ubicar emplazamientos de baja conflictividad medioambiental, buscando evitar problemas desde las primeras fases del Proyecto. A su vez, al elegir un emplazamiento urbano, se excluyen localizaciones cercanas a zonas con espacios protegidos (Área Protegida Nacional, Parque Nacional, Reserva Natural, etc.).

Matriz de Macro localización

Factores	Alternativas	Ponderación	Mendoza (ciudad)		
			Caracterización	Calif.	Nota Ponderada
OBLIGATORIOS	Área NO protegida amb.	-	OK	-	-
	Red NO saturada	-	OK	-	-
DESEABLES	Recurso solar (rad. Global media)	40	BUENO	7	280
	Infraestructura eléctrica	20	DESARROLLADA	8	160
	Beneficios impositivos/fiscales	15	EXC. ING. BRUTO	4	60
	Accesos/Conectividad	10	MUY BUENOS	9	90
	Población estable	10	MUY BUENA	9	90
	Costo del terreno	5	MEDIO	5	25
Total					705

Factores	Alternativas	Ponderación	San Juan (ciudad)		
			Caracterización	Calif.	Nota Ponderada
OBLIGATORIOS	Área NO protegida amb.	-	OK	-	-
	Red NO saturada	-	OK	-	-
DESEABLES	Recurso solar (rad. Global media)	40	MUY BUENO	8	320
	Infraestructura eléctrica	20	REGULAR	5	100
	Beneficios impositivos/fiscales	15	N/A	0	0
	Accesos/Conectividad	10	BUENOS	8	80
	Población estable	10	BUENA	8	80
	Costo del terreno	5	ECONÓMICO	8	40
Total					620

Tabla 31. Matriz de macro localización.

Otras consideraciones importantes

La ponderación responde en gran medida a la estructura de **costos** del proyecto: **Recurso solar** e **infraestructura eléctrica** (60% en conjunto) asociados a la generación de energía con los paneles (aprox. 70% del CAPEX), son los factores de decisión preponderantes.

Accesos/Conectividad (10%) pondera el costo adicional si se deben construir o reparar grandes extensiones de caminos, aunque en este trabajo el puntaje se limita a reflejar el grado de desarrollo de la infraestructura vial y cercanía a nodos de comunicación fluvial en las áreas de las ciudades de cada provincia (no se prevé construir nuevos accesos).

Conclusión de Macro localización

A partir de la matriz anterior (Tabla 31) queda claro que la mejor ubicación para la central solar fotovoltaica es la **provincia de Mendoza**, aunque la diferencia con San Juan **no es muy significativa**. De todas formas, debido a que la totalidad de los proyectos solares ya autorizados se localizan en ésta última provincia, el interés provincial por desarrollar una nueva central solar será menor que en Mendoza. Esto contribuye a **ratificar** el resultado obtenido.

Micro localización

Es entonces el momento de determinar **dentro** de la provincia de Mendoza cuál de las 4 localizaciones de las pre-seleccionadas es la que puede entregar al proyecto el mejor rendimiento. Para esa pre-selección se tiene en cuenta la **superficie total**, como elemento de decisión preponderante, a la vez que se corroboró que la **red eléctrica** (33 kV y 66 kV) se encuentre **cerca y no saturada**, y que cuente con **accesos** adecuados. También se intentará aprovechar algún lugar que tenga desarrollo o **interés** de desarrollo de proyectos solares, ya sea mediante licitaciones públicas o privadas.

DETALLE MENDOZA

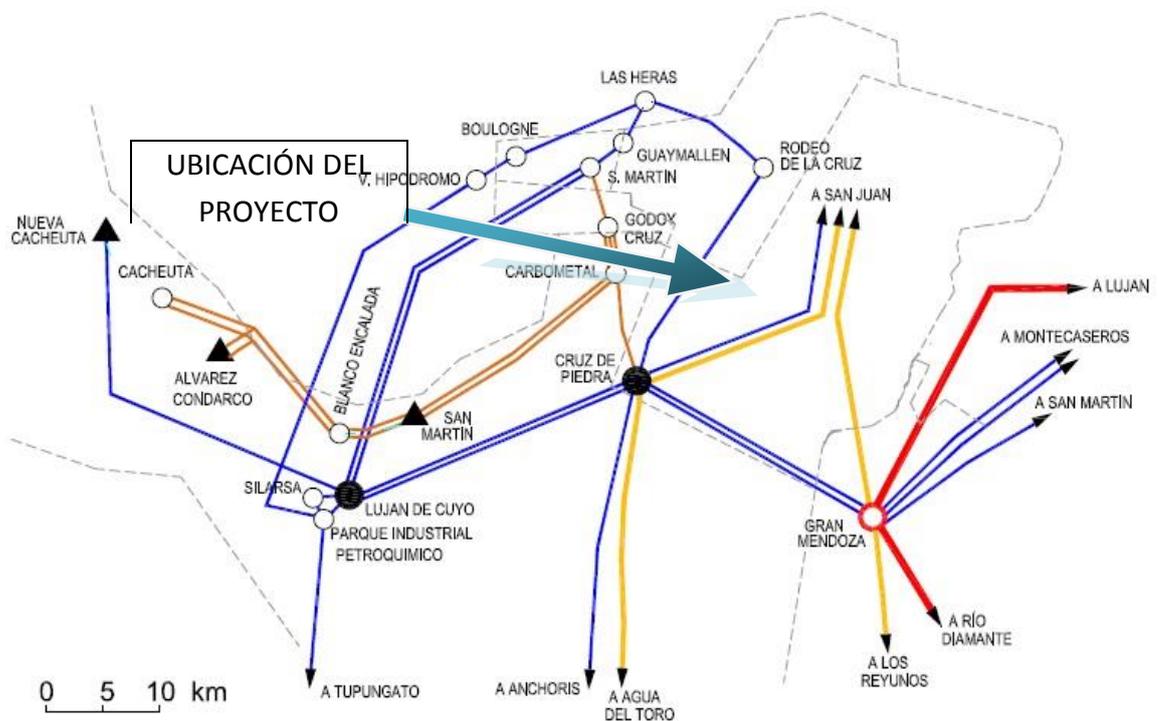


Ilustración 14. Esquema de la red eléctrica geográfico del SADI, detalle Mendoza. Fuente:(CAMMESA, 2012).

La amplia red de 66 kV (color marrón en la Ilustración 14) entre las ET Carbometal y Godoy Cruz sirve de soporte para la red de 33 kV (no mostrada en el gráfico), línea que es cercana a todos las micro localizaciones analizadas, a excepción de MZA 04; la distancia en todos los casos es menor a 1 km. Todas estas redes se verían beneficiadas por la central solar en estudio ya que inyectaría energía a un nodo netamente consumidor, como lo son la mayoría de las ET de la ciudad de Mendoza.

La **radiación global** (diaria, kWh/m²) es una manera muy eficaz de evaluar el potencial aprovechable del sol, ya que considera la cantidad de energía que recibe la superficie terrestre y que, en función de la eficiencia del panel seleccionado, determina la cantidad de energía a producir. Dado que según la resolución SE 108/11 la central solar

tiene prioridad de despacho (puede inyectar al SADI la totalidad de energía que produce), este factor explica los ingresos que podrá generar el proyecto. Cabe aclarar que las condiciones solares de todas las posibles micro localizaciones preseleccionadas son similares ya que se encuentran enmarcadas en una superficie limitada y relativamente pequeña, el área metropolitana de la ciudad de Mendoza.

A continuación se muestra la Ilustración 15 con la localización de las 4 opciones y se lleva a cabo un **análisis detallado** de cada posible emplazamiento en los elementos mencionados anteriormente.

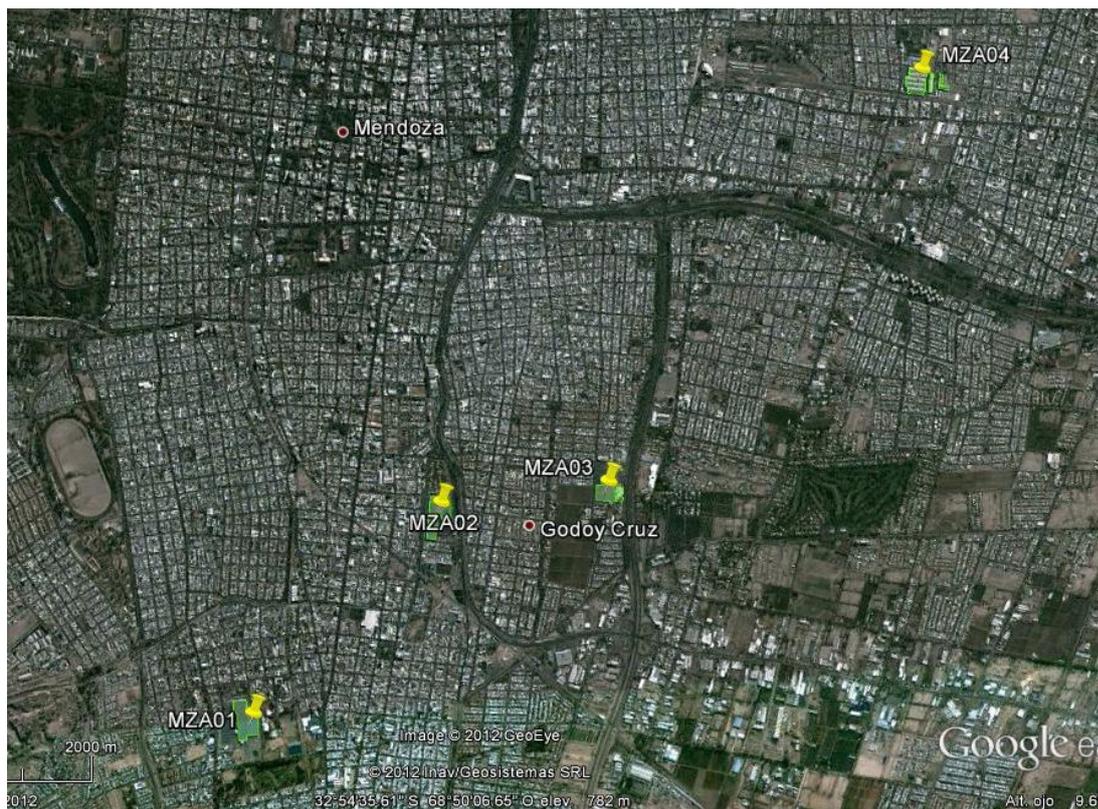


Ilustración 15. Mapa con las posibles micro localizaciones en Mendoza. Fuente: elaboración propia en base a GoogleEarth.

Localización: MZA 01



Ilustración 16. Posible localización MZA01, vista en planta. Fuente: elaboración propia en base a GoogleEarth.

Ficha del lugar

Nombre de la infraestructura	Hipermercado Libertad
Categoría	Supermercado con estacionamiento
Ubicación	Av. Joaquín V. González y Cipolletti, Godoy Cruz
Superficie total	65.000 m ²
Superficie del techo	40.000 m ²
Superficie de techo disponible	36.000 m ² (90%)
Año de ejecución	2000
Red eléctrica en radio 1km	33 kV y 66 kV

Tabla 32. Ficha de MZA 01.

Características del techo

Construido en el año 2000 por la empresa constructora REGAM para **Libertad S.A.** en un contrato de 4,2 M ARS, parece ser actualmente el techo de mayor superficie disponible en todo Mendoza. Es un techo de chapa ondulado (galvanizado), tal como suele suceder en grandes estructuras, y es apto a priori para albergar a la central solar. La principal limitación de superficie utilizable son las instalaciones exteriores de aires acondicionados.

Localización: MZA 02



Ilustración 17. Posible localización MZA02, vista en planta. Fuente: elaboración propia en base a GoogleEarth.

Ficha del lugar

Nombre de la infraestructura	Portal de los Andes – Jumbo/Easy
Categoría	Shopping 116al con estacionamiento
Ubicación	General Balcarce 897, Godoy Cruz
Superficie total	57.000 m ²
Superficie del techo	37.000 m ²
Superficie de techo disponible	31.450 m ² (85%)
Año de ejecución	2001
Red eléctrica en radio 1km	33 kV y 66 kV

Tabla 33. Ficha de MZA 02.

Características del techo

Portal Los Andes es el paseo de compras propiedad de **Cencosud**, junto al Jumbo y el Easy de Godoy Cruz. Una superficie irregular en el área noreste limita un poco más la cantidad de techo disponible que en el caso de MZA 01 (85%). Es también un techo de chapa ondulado (galvanizado) y es apto a priori para albergar a la central solar.

Localización: MZA 03

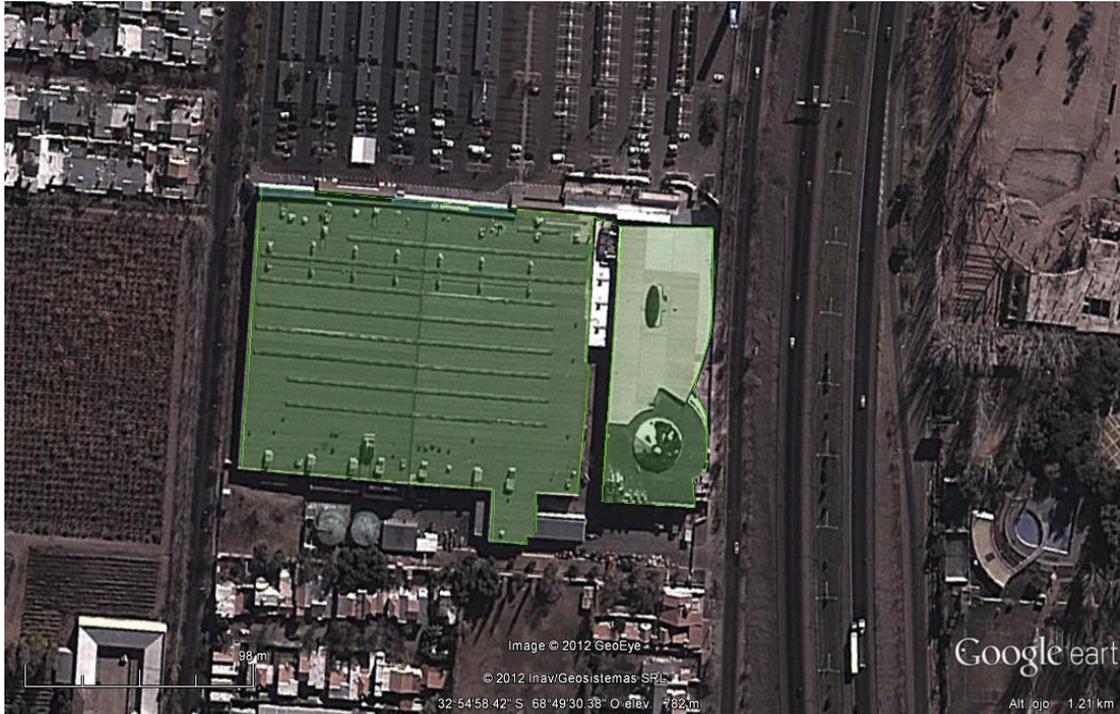


Ilustración 18. Posible localización MZA03, vista en planta. Fuente: elaboración propia en base a GoogleEarth.

Ficha del lugar

Nombre de la infraestructura	Wal-Mart Mendoza
Categoría	Supermercado con estacionamiento
Ubicación	Moldes 1023 y Acceso Sur, Godoy Cruz
Superficie total	38.000 m ²
Superficie del techo	23.000 m ²
Superficie de techo disponible	18.400 m ² (80%)
Año de ejecución	2000
Red eléctrica en radio 1km	33 kV, 66 kV y 132 kV

Tabla 34. Ficha de MZA 03.

Características del techo

Uno de los varios **Wal-Mart de Mendoza**, esta construcción posee una separación física importante entre sus dos principales áreas ($18.300 + 4.7000 = 23.000 \text{ m}^2$) lo que implica una leve complicación en cuanto a instalaciones solares. La superficie irregular en el área este reduce en un 20% la cantidad de techo disponible para paneles solares. Posee un techo de chapa ondulado (galvanizado) y es apto a priori para albergar a la central solar.

Localización: MZA 04 – DESCARTADA



Ilustración 19. Posible localización MZA04, vista en planta. Fuente: elaboración propia en base a GoogleEarth.

Ficha del lugar

Nombre de la infraestructura	Mercado Cooperativo de Guaymallén
Categoría	Mercado de frutas y verduras al por mayor
Ubicación	Sarmiento 1155, Villa Nueva, Guaymallén
Superficie total	28 hectáreas (280.000 m ² , todo el predio)
Superficie del techo	36.500 m ²
Superficie de techo disponible	29.200 m ² (80%)
Red eléctrica en radio 1km	66 kV y 132 kV

Tabla 35. Ficha de MZA 04.

Características del techo

Comúnmente conocido como **“Feria de Guaymallén”** en este mercado se vende al por mayor verduras y frutas que se distribuyen en la mayoría de las verdulerías de Mendoza. Todos los días ingresan cerca de 500 vehículos y más de 800 toneladas de mercadería. El hecho de ser un mercado con tanto movimiento y su disposición con 3 techos separados son considerados como elementos suficientes para **DESCARTAR** esta localización, por las complicaciones asociadas.

Conclusión de Micro localización

Luego del **análisis** de las 3 localizaciones que fueron seleccionadas, se observa que **MZA 01** es la mejor localización ya que al descartar a MZA04 y al tener el resto de las localizaciones la red eléctrica cercana, prima en la decisión la superficie disponible, tal como puede verse en la Tabla 36 siguiente:

Localización	MZA 01	MZA 02	MZA 03
Nombre de la infraestructura	Hipermercado Libertad	Portal de los Andes – Jumbo/Easy	Wal-Mart Mendoza
Categoría	Supermercado con estacionamiento	Shopping al con estacionamiento	Supermercado con estacionamiento
Ubicación	Av. Joaquín V. González y Cipolletti, Godoy Cruz	General Balcarce 897, Godoy Cruz	Moldes 1023 y Acceso Sur, Godoy Cruz
Superficie total	65.000 m ²	57.000 m ²	38.000 m ²
Superficie del techo	40.000 m ²	37.000 m ²	23.000 m ²
Superficie de techo disponible	36.000 m ² (90%)	31.450 m ² (85%)	18.400 m ² (80%)
Año de ejecución	2000	2001	2000
Red eléctrica en radio 1km	33 kV y 66 kV	33 kV y 66 kV	33 kV, 66 kV y 132 kV

Tabla 36. Comparación de micro localización.

Vistas del lugar elegido: Hipermercado Libertad – Godoy Cruz



Ilustración 20. Localización MZA 01, Hipermercado Libertad de Godoy Cruz, vista NORTE. Fuente: Google Earth y Google Maps.



Ilustración 21. Localización MZA 01, Hipermercado Libertad de Godoy Cruz, vista OESTE. Fuente: Google Earth y Google Maps.



Ilustración 22. Localización MZA 01, Hipermercado Libertad de Godoy Cruz, vista ESTE. Fuente: Google Earth y Google Maps.



Ilustración 23. Localización MZA 01, Hipermercado Libertad de Godoy Cruz, vista NORESTE. Fuente: Google Earth y Google Maps.



Ilustración 24. Localización MZA 01, Hipermercado Libertad de Godoy Cruz, vista SUDESTE. Fuente: Google Earth y Google Maps.



Ilustración 25. Localización MZA 01, Hipermercado Libertad de Godoy Cruz, vista satelital. Fuente: (Google, 2012).

Procesos y tecnologías disponibles

Para la obtención de energía eléctrica a través de la luz solar se utilizan los denominados **paneles solares**. Estos están constituidos de distintos materiales, siendo el silicio el más usado, aunque actualmente se están desarrollando nuevas tecnologías para aumentar la eficiencia, disminuir los costos y mejorar la adaptabilidad a los distintos entornos.

Por otro lado, investigar y desarrollar todas las posibilidades que ofrece la energía solar permite contar con diferentes **opciones** de aplicación, lo cual aumenta su posibilidad de aprovecharla en distintos entornos. Una de las corrientes actuales para lograr disminuir el **impacto ambiental**, es buscar métodos de **descentralizar** la producción de energía y lograr así una matriz que localice los puntos de producción cerca de los lugares de uso. Creemos para esto, que la tecnología de **láminas flexibles** brinda una excelente opción, ya que con su baja necesidad de infraestructura, es apta para la colocación en centros urbanos ya que aprovecha espacios no utilizados actualmente como techos, galpones, balcones, etc. A continuación se realizara una breve **explicación** de los dos tipos de tecnología existente para paneles fotovoltaicos. (Corfo, 2012)

Paneles Rígidos:

Los paneles rígidos son los más utilizados en las construcciones de las centrales solares, o los grandes parques. Estos paneles están compuestos por varios módulos de silicio individuales que se conectan a través de cables. Hay tres tipos básicos de paneles rígidos, cuya diferencia radica en el proceso de fabricación y por ende en sus costos. Estos son paneles solares de: cristal de silicio **amorfo**, **mono cristal** de silicio y silicio **poli cristalino**.

Células de silicio amorfo

Estas células fueron las primeras en ser manufacturadas, ya que se podían emplear los mismos métodos de fabricación de diodos.

Los paneles solares de **silicio amorfo** (a-Si) se forman mediante el depósito de diferentes tipos de silicio tratado sobre un **substrato** de vidrio. En primer lugar, un óxido conductor transparente (**TCO**) se aplica a un sustrato de vidrio seguido de un trazado con láser para establecer los límites de las celdas. A continuación, las capas silicio tipo p-i-n, se depositan en el **TCO**. Esta capas tipo p-i-n permiten que los fotones actúen para **excitar** a los pares electrón-hueco. Las capas de silicio son nuevamente trazadas y, finalmente, se incorporan los contactos que conectan las celdas recién formadas conformando el panel que se muestra en la Ilustración 26.

Esta tecnología utiliza silicio de menor calidad y su eficiencia disminuye con el aumento de la temperatura. Está disponible en formato de módulos, tiene baja

eficiencia pero a la vez, menor costo. Es el más utilizado y se encuentra en diversas aplicaciones, desde calculadoras hasta proyectos de generación eléctrica.

La potencia en este tipo de tecnología oscila entre 0,1 y 150 Wp (**Watt pico o “peak”**, en inglés) y la eficiencia de conversión se ubica entre el 6% y el 9%.(IFC, 2011)

Los costos de inversión del sistema fotovoltaico, incluyendo estructuras de montaje, inversores, cables oscilan entre **1.500 y 2.250 USD/KWp**, y los costos de operación y mantenimiento para esta tecnología corresponden aproximadamente al 1% de la inversión (IEA, 2011)



Ilustración 26. Paneles solares de silicio amorfo (a-Si). Fuente: Google Images.

En Chile está presente a nivel de proyectos sociales, electrificación rural y proyectos residenciales. Como referencia se puede mencionar una planta de 250 MW que se pretende instalar en Chile (SEIA, 2012)

Ventajas:

- Funciona con una luz difusa baja (incluso en días nublados),
- Un poco menos costosa que otras tecnologías,
- Integración sobre soporte flexible o rígido.

Desventajas

- Eficiencia a pleno sol baja, del 5% al 9%
- Rendimiento decreciente con el tiempo (~7%).

Células de Silicio mono cristalino

Para este tipo de paneles el silicio fundido se solidifica formando solo un **único cristal** de grandes dimensiones. Luego se **corta** el cristal en delgadas capas que dan lugar a las células. La potencia de los paneles es escalable y oscila entre 80 y 200 Wp por panel. Los costos de inversión del sistema fotovoltaico, incluyendo estructuras de montaje, inversores, cables rondan los 3.750 y 6.250 USD/KWp, mientras que los costos de

operación y mantenimiento para esta tecnología, al igual que los paneles de silicio amorfo, corresponden aproximadamente al 1% de la inversión. (IEA, 2011).

Usualmente, alcanzan un factor de planta cercano al 20% (NREL, 2011), con una eficiencia de conversión actual de entre 15%-19, proyectada para fin del período 2010-2015 de 21%, mientras que para el 2020/2050 será de 23% y 25%, respectivamente, según proyecciones (IEA, 2011).

En la Ilustración 27 que se presenta a continuación se muestran de manera ilustrativa, dichos paneles:



Ilustración 27. Paneles solares de silicio mono cristalino. Fuente: Google Images.

Ventajas:

- Buena eficiencia, de 15% al 19%, con perspectivas de mejora.
- Buena relación Wp/ m² (~150 Wp/m², lo que permite aprovechar mejor el espacio).
- Número de fabricantes elevado.
- Tecnología cuasi-madura.

Desventajas

- Coste por Wp comparativamente elevado.

Células de silicio poli cristalino

Durante el enfriamiento de silicio en un molde se forman varios cristales. La fotocélula es de aspecto azulado, pero **no es uniforme**, se distinguen diferentes colores creados por los diferentes cristales.

Estos paneles ofrecen en general **menor eficiencia** de conversión que los monos cristalinos, fluctuando entre 12 – 16% (IEA, 2011). Usualmente, alcanzan un factor de planta cercano al 20% .La potencia de los paneles es escalable y oscila entre 5 y 300 Wp por unidad. Los costos de inversión del sistema fotovoltaico, incluyendo estructuras de montaje, inversores, cables, rondan los 3.750 y 6.250 USD/KWp, y los costos de operación y mantenimiento para esta tecnología corresponden aproximadamente al 1% de la inversión (IEA, 2011)

Es una tecnología más **antigua** que requiere de mayor superficie y es menos eficiente, pero a la vez es de menor costo que la mono cristalina. A pesar de que no se utiliza en proyectos arquitectónicos como fachadas, su implementación es adecuada para instalaciones **residenciales** o, cuando el espacio no es un factor limitante.

Ventajas:

- Células cuadradas que permite un mejor funcionamiento en un módulo.
- Alrededor de 100 Wp/m², pero un poco menor que en el mono cristalino.
- Lingote más barato de producir que el mono cristalino.

Desventajas

- Bajo rendimiento en condiciones de iluminación baja.

Además de estos tres tipos, actualmente se trabaja en células rígidas de mayor eficiencia para aplicaciones especiales, tales como la industria aeroespacial. Estos módulos son de alto avance tecnológico pero conllevan altos costos. Entre estos paneles especiales se pueden destacar los siguientes, que se mencionan a modo informativo.

Paneles especiales

Célula Tándem

Mediante la combinación de dos células (capa delgada de silicio amorfo sobre silicio cristalino, por ejemplo) se solapan para absorber el mismo espectro lumínico, mejorando así el rendimiento en comparación con las células individuales separadas, sean amorfas, cristalinas o poli cristalinas.

Ventajas

- Alta sensibilidad en un amplio rango de longitudes de onda. Excelente rendimiento.
-

Desventajas

- El costo es alto debido a la superposición de dos células.

Célula multi-unión

Estas células tienen una **alta eficiencia** y han sido desarrolladas para aplicaciones espaciales. Las células multi unión están compuestas de varias capas delgadas.

Una célula de **triple unión**, se compone de semiconductores **GaAs, Ge y GaInP₂**, la cual se muestra en la Ilustración 28. Cada tipo de semiconductores se caracteriza por un máximo de **longitud de onda** más allá del cual no es capaz de convertir los fotones en energía eléctrica. Por otro lado, por debajo de esta longitud de onda, el exceso de energía transportada por el fotón se pierde. De ahí el valor de la selección de materiales con longitudes de onda tan cerca el uno al otro como sea posible, de forma que absorban la mayoría del espectro solar, generando un máximo de electricidad a partir del flujo solar. El uso de materiales compuestos de permite llegar al **50%** (con un máximo teórico de 87%). **Spectrolab** ha logrado el **40,7% de eficiencia** (diciembre de 2006) y un consorcio (liderado por investigadores de la Universidad de Delaware) ha obtenido un rendimiento de 42,8%6 (septiembre de 2007). El coste de estas células es de aproximadamente USD 40 \$/cm².

Ventajas

- Eficiencias muy por encima de sus competidores

Desventajas

- Costos muy elevados

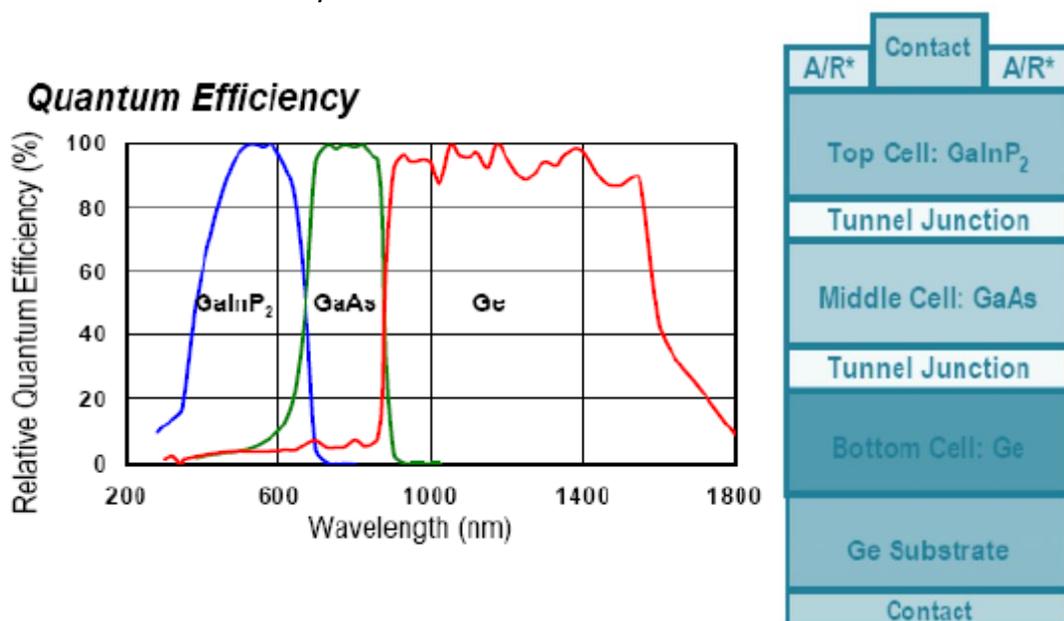


Ilustración 28. Eficiencia cuántica. Fuente: Google Images.

Láminas delgadas

Otro tipo de tecnología son los llamados **paneles de láminas delgadas**, los cuales se basan en la utilización de distintos materiales, en disposición de capas sobre una tela soporte. Esta tecnología se aplica para obtener electricidad, con un rango de potencia variable, desde sistemas muy simples hasta grandes sistemas de electrificación. Usualmente, estos paneles se encuentran en rollos, que consisten en varios paneles unidos longitudinalmente.

Los paneles de láminas delgadas se construyen depositando capas muy delgadas de materiales fotovoltaicos sobre un soporte de bajo costo, tal como vidrio, acero inoxidable o plástico, lo que resulta en menores costos de producción en comparación con la tecnología de materiales cristalinos. Sin embargo, estos menores costos de producción son en parte compensados con las tasas de eficiencia más bajas que se obtienen con esta tecnología.

Comercialmente, los materiales utilizados en la fabricación de estos paneles son: el **Silicio amorfo** (a-Si, la estructura no sigue una configuración cristalina), **Cadmio Telurio** (CdTe), **Cobre Indio (Galio) Selenio** (CIS, CIGS) y **células multi-juntura** (a-Si/m-Si). Los más utilizados en la actualidad son los producidos con silicio amorfo.

La potencia de los paneles es escalable y oscila entre 20 y 300 Wp por panel y, usualmente, alcanzan a un factor de planta entre 11 y 30% [NREL, 2010], con una **eficiencia** de conversión de entre 6% y 12%.(IEA, 2011)

Al 2020-2030 se espera que la eficiencia llegue a estar entre 15% y 18%. Los costos de inversión del sistema fotovoltaico, incluyendo estructuras de montaje, inversores, cables, y cables oscilan entre 1.500 y 2.250 USD/KWp. Para un **proyecto completo**, los costos de inversión están entre 15.000 y 20.250 USD/KWp, incluyendo el requerimiento de mano de obra especializada.

Si bien las **eficiencias** logradas con esta tecnología aún son bajas, el alto nivel de automatización que pueden alcanzar en su producción, la escasa sensibilidad al sobrecalentamiento (en general los paneles disminuyen su desempeño al elevarse su temperatura), su mejor apariencia y la factibilidad de colocar estos paneles en edificios ha aumentado sensiblemente su demanda en los últimos años.

Se espera desarrollar tecnologías que permitan el **aumento en los rendimientos** de estos paneles y disminuyan los costos de fabricación, pues aún se pueden ahorrar costos en la etapa de fabricación y requerimientos de espacio, al avanzar en la curva de aprendizaje. Se puede encontrar a nivel comercial, pero la tecnología sigue bajo estudio y mejora permanente, teniendo como foco principal aumentar la eficiencia. Hoy en día se encuentran en aplicaciones especiales como fachadas, techos solares, remplazo de vidrios, entre otros.

A continuación se efectúa una descripción de los tres tipos más utilizados (**a-Si, CdTe y CIGS**).

a-Si (Silicio amorfo):

Los módulos de silicio mono cristalino (Ilustración 29), son utilizados principalmente en la producción de paneles de láminas flexibles ya que si bien son menos eficientes que sus competidores, sus costos son considerablemente más bajos.

Generalmente, los paneles de silicio amorfo usan una estructura p-i-n. Además son desarrollados según la unión de varias capas de materiales tales como una cubierta de **vidrio, óxidos conductores transparentes (TCO), capa de silicio amorfo, butiral de polivinilo (PVB)** y una capa final de **vidrio negro** como se muestra en la Ilustración 30.



Ilustración 29. Paneles solares de láminas delgadas: silicio amorfo (a-Si). Fuente: Google Images.

La **eficiencia promedio** de estos dispositivos ronda entre el **6%-8%** en condiciones normales, y según pruebas de laboratorio pueden llegar hasta el 12% de eficiencia de conversión. Si bien constituyen la tecnología menos eficiente en cuanto a paneles solares de láminas delgadas, su tecnología de producción ya está desarrollada y es comparativamente la más sencilla, lo que le confiere a estos paneles menores costos por unidad.

single-junction
amorphous (a-Si:H)
microcrystalline (uc-Si:H)

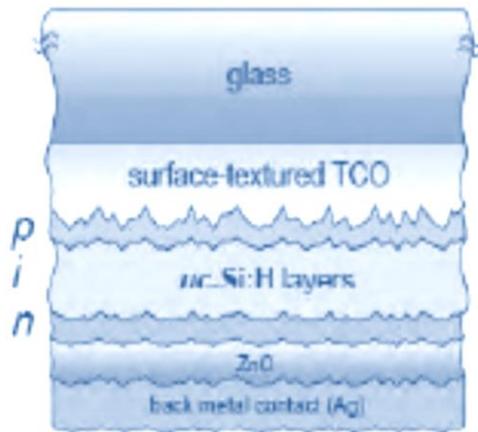


Ilustración 30. Capas de una célula de Silicio Amorfo. Fuente: Google Images.

CdTe (Cadmio - Telurio)

Los paneles de **Cadmio Telurio** se encuentran en pleno desarrollo, siendo First Solar, una de las principales productoras de paneles solares de láminas delgadas. Estos paneles cuentan con una mejor eficiencia frente a los de silicio amorfo, con costos levemente superiores.

Su eficiencia en laboratorios ha sido probada y ronda los 16.5% de conversión. Sus costos de producción, según su principal productor, son de aproximadamente 1 US\$/Wp.



Ilustración 31. Paneles solares de láminas delgadas: Cadmio-Telurio (CdTe). Fuente: Google Images.

Tomando como referencia precios de venta del mismo productor, en el año 2009 (2 US\$/Wp), gracias a las nuevas tecnologías de manufactura sus costos han ido decreciendo año a año. Sin embargo estos paneles representan una dificultad a la hora de su producción e instalación, como también en su disposición final ya que utilizan Cadmio como principal componente el cual es muy tóxico (ver Ilustración 31)

CIGS

Los módulos **CIGS** (cobre, indio, galio y selenio) son los módulos de láminas delgadas más eficientes (en periodo de producción) hasta la fecha (noviembre 2012).

Su **fabricación** consiste en la disposición de materiales sobre un sustrato, generalmente de vidrio, sin embargo, muchas empresas también están buscando sustratos más ligeros y más flexible tales como poliamidas o láminas de metal (ver Ilustración 32). Una capa de molibdeno se deposita sobre el sustrato ya que sirve como el contacto de la parte inferior y además cumple también la tarea de reflexión de la radiación no absorbida hacia el material absorbente para una reabsorción. Después de la deposición de este material, se coloca una capa de tipo p-CIGS (contaminada con impurezas que absorben electrones), seguida de una delgada capa del mismo material pero tipo n (dadora de electrones). El buffer es típicamente CdS depositada mediante un baño químico. En la parte superior se coloca un recubrimiento delgado de ZnO (óxido de zinc) intrínseca que está protegido por uno más grueso del mismo material pero dopado con Aluminio. Esta capa es beneficiosa para el rendimiento celular previniendo el contacto entre el conductor (óxido de zinc dopado con aluminio) y la capa CIGS. El Al- ZnO dopado sirve como un óxido conductor transparente para recoger y mover los electrones fuera de la célula mientras que absorbe tan poca luz como sea posible. Finalmente se coloca una capa muy delgada de Fluoruro de Magnesio que actúa como anti reflejante.



Ilustración 32. Paneles solares de láminas delgadas: Cobre-Indio-Galio-Selenio (CIGS). Fuente: Google Images.

Los semiconductores CIGS, pueden incluir varios elementos de los **grupos I, III y VI** de la tabla periódica que son especialmente atractivos para aplicaciones de células solares de lámina delgada a causa de sus altos coeficientes de absorción óptica y versátiles características, tanto ópticas como eléctricas.

La composición de todas las capas mencionadas anteriormente forman un módulo multi capa de un espesor cercano a los **5 micrones**, con una **capacidad de absorción de 12-15%**. Sin embargo una de las principales desventajas de estos dispositivos son sus altos costos de fabricación. Estos se deben en principio a los costosos métodos de fabricación y a la utilización de materiales no muy abundantes como el Indio y el Selenio.

La disposición de estos metales sobre el sustrato se realiza a través de una **co-evaporación** del cobre, Indio y Galio en una **cámara de vacío** a temperaturas de 500°C para luego **pulverizarlos** sobre el sustrato, luego se recose la película resultante con un vapor de seleniuro para formar la estructura CIGS.

Métodos de producción de paneles solares CIGS

Hay dos etapas principales en la producción de estos paneles, una es la preparación del precursor, siendo la segunda la selenización, mencionadas a continuación.

Precursor de deposición y posterior procesamiento

El método más común utilizado para crear películas de **CIGS** para uso comercial es la **deposición de materiales precursores** - incluyendo siempre Cobre, Indio, Galio y, a veces, incluso Selenio - sobre un sustrato y el procesamiento de estas películas a altas temperaturas en una atmósfera apropiada. En las secciones siguientes se describen las diferentes técnicas para el procesamiento de deposición de precursor, incluyendo pulverización de capas metálicas a temperaturas bajas, la impresión de tintas que contienen nano partículas, electrodeposición, y una técnica inspirada en la oblea de unión.

Selenización

La fuente de **Selenio** es extremadamente importante en la determinación de las propiedades y la calidad de la película producida a partir de capas precursoras (placas que contienen los otros materiales). Este puede suministrarse en el **precursor**, es decir junto con el **Cobre, Indio y Galio** o suministrarse posteriormente en forma de gas. Cuando se suministra en la **fase de gas** (por ejemplo, como H₂Se o Se elemental) a altas temperaturas el Selenio se incorporan a la película por la absorción y posterior difusión. Durante este paso se producen interacciones complejas para formar un **calcogenuro** (compuestos binarios de los elementos del grupo 16 de la tabla periódica). Estas interacciones incluyen la formación aleaciones **intermetálicas** de Cobre-Indio-Galio, la formación de compuestos intermedios binarios de selenio y la separación de fases de los diversos compuestos **CIGS**. Debido a la variedad y

complejidad de las reacciones que tienen lugar, las propiedades de la película CIGS son difíciles de controlar y predecir.

Existen diferencias entre las películas formadas, dependiendo de las fuentes dadoras de Selenio. Usando H₂Se (seleniuro) se produce la mejor incorporación del Selenio en el compuesto, logrando una penetración del 50% en la estructura metálica a temperaturas de 400°C. Sin embargo para obtener una incorporación total, la temperatura requerida es de 500 ° C, un factor crítico a la hora de reducir costos.

Por debajo de los 500 ° C las películas formadas no contienen una apropiada cantidad del material, pero además se pueden formar fases múltiples incluyendo seleniuros metálicos y aleaciones diversas. El uso de H₂Se también proporciona la mejor uniformidad de composición y los tamaños de grano más grande. Sin embargo, H₂Se es altamente tóxico y está clasificado como peligroso para el medio ambiente, haciendo su implementación costosa e insegura para el personal de operación.

A continuación se informan a modo de conocimiento general, los procesos más utilizados para la formación de CIGS y sus ventajas y desventajas en comparación con otros procesos:

Sputtering de capas metálicas seguido por selenización

En este método una película de metal de **Cobre, Indio y Galio** se pulveriza en el sustrato a temperatura ambiente y se hace reaccionar en una atmósfera de **Selenio** a alta temperatura. Este proceso tiene un mayor rendimiento que la **co-evaporación** y una mayor uniformidad de composición.

El **Sputtering** es un proceso que busca formar una multicapa de metales, como por ejemplo Cobre / Indio / Galio, a través de un proceso de pulverización en capas metálicas, lo cual produce una superficie más suave y de mejor cristalinidad en comparación con una bicapa sencilla (Cobre-Galio o aleaciones de estos materiales con Indio) o de tres capas (Cobre / Indio / Galio) obtenidos a través de un proceso de bombardeo iónico. Este proceso da como resultado, dispositivos de mayor eficiencia, pero la formación de la multicapa es un proceso de deposición más complicado y el costo de equipamiento extra sumado a la complejidad del proceso añadido es mucho mayor. Además, las velocidades de reacción del Cobre/ Galio y Cobre / Indio con el Selenio son diferentes. Si la temperatura de reacción no es lo suficientemente alta, o no dura el tiempo suficiente se tienden a formar **capas separadas** de **CGS** y **CIS**. (IFC, 2011)

Las empresas que actualmente utilizan procesos similares son **Showa Shell, Avancis** (ahora una filial de Saint-Gobain Group), **MiaSolé, Soltec Honda** y **Fotovoltaica Energía (EPV)**.

Showa Shell coloca una capa de aleación de Cobre-Galio, seguido por un proceso de selenización con H₂Se y sulfuración con H₂S. La etapa de sulfuración aparece para pasivar la superficie de una manera similar a la que se realiza con los paneles de

Cadmio y Silicio (CdS). Showa Shell ha informado de una eficiencia del módulo máximo de 13,6% con una media de 11,3% para 3600 cm². Otra empresa que utiliza esta técnica es Shell Solar para crear el absorbedor (capa del módulo que absorbe los electrones), sin embargo, utilizar una capa de CdS depositada por deposición de vapor químico. Los módulos que comercializa Shell Solar tienen una especificación de rendimiento del módulo del 9,4%.

La empresa **EPV**, por su parte utiliza un híbrido entre co-evaporación y la pulverización catódica en el que el **Indio** y **Galio** se evapora en una atmósfera de Selenio. Esto es seguido por un bombardeo iónico de Cobre, para luego ingresar en la cámara de selenización. Finalmente, el Indio y el Galio se evaporan de nuevo en presencia de Selenio. Este método, según EPV, permite logra películas con una muy baja concentración de defectos y una eficiencia cercana al 10-11%.

Deposición de Nano partículas

En este método, las **nano partículas** de metal o de óxido metálico se utilizan como precursores para el crecimiento de la capa CIGS. Estas nano partículas son generalmente suspendidas en una solución y luego se aplica en el sustrato, este método permite cubrir grandes áreas en poco tiempo. Luego la película formada es deshidratada y se reduce en una atmósfera de H₂/N₂. Después de la deshidratación, la película porosa se sinteriza y **selenizada** a temperaturas mayores de 400 ° C.

Nano solar e **internacional Solar Electric Technology (ISET)** utilizan este proceso. Una de las principales ventajas de este proceso es que permite lograr una gran uniformidad sobre grandes áreas no utiliza cámaras de vacío y es uno de los métodos ideales para la fabricación de rollos.

Al comparar los tiempos de selenización (esto es el tiempo que debe estar en la cámara de selenio para una correcta adhesión) de los métodos de capas metálicas con el método de nano partículas, se observa que el de este último es mucho menor ya que la selenización de las nano partículas es mucho más rápida, lo cual además permite un disminución considerable en los costos. Sin embargo esto también produce superficies de mayor porosidad, lo que lleva a superficies más ásperas.

El uso de **precursores** de nano partículas permite imprimir sobre una gran variedad de sustratos con la utilización de materiales de alta calidad. Este proceso es sumamente ventajoso ya que evita trabajar con **cámaras de vacío, micro pulverización y altas temperaturas**.

Nano solar ha informado de una celda de eficiencia del 14%, y costos que rondan los US\$ 1.05/Wp. Actualmente la empresa comercializa la versión anterior, con eficiencias cercanas al 13% y costos de 2 US\$/Wp.(CivicSolar, 2012)

Electrodeposición seguida por selenización

Los materiales precursores (Cobre-Indio-Galio) también pueden ser depositados por electrodeposición. Existen dos metodologías diferentes: **deposición de estructuras en capas elementales**, y la **deposición simultánea de todos los elementos** (incluido el Selenio). Ambos métodos requieren un tratamiento térmico en una atmósfera de Selenio para lograr así películas de calidad. Debido a que la electrodeposición requiere electrodos conductores, el sustrato suele ser de metal en lugar de la poliamida que se utiliza con los otros métodos.

La **deposición simultánea** se realiza usando un electrodo de trabajo (cátodo), un electrodo contador (ánodo) y un electrodo de referencia (Ilustración 33). Al igual que en la deposición de estructuras de capas elementales se utiliza un sustrato de metal. Un material inerte se utiliza para el electrodo contador, y el electrodo de referencia existe para medir y controlar la diferencia de potencial entre el ánodo y el cátodo. El electrodo de referencia permite controlar el potencial que se aplica en el sustrato.

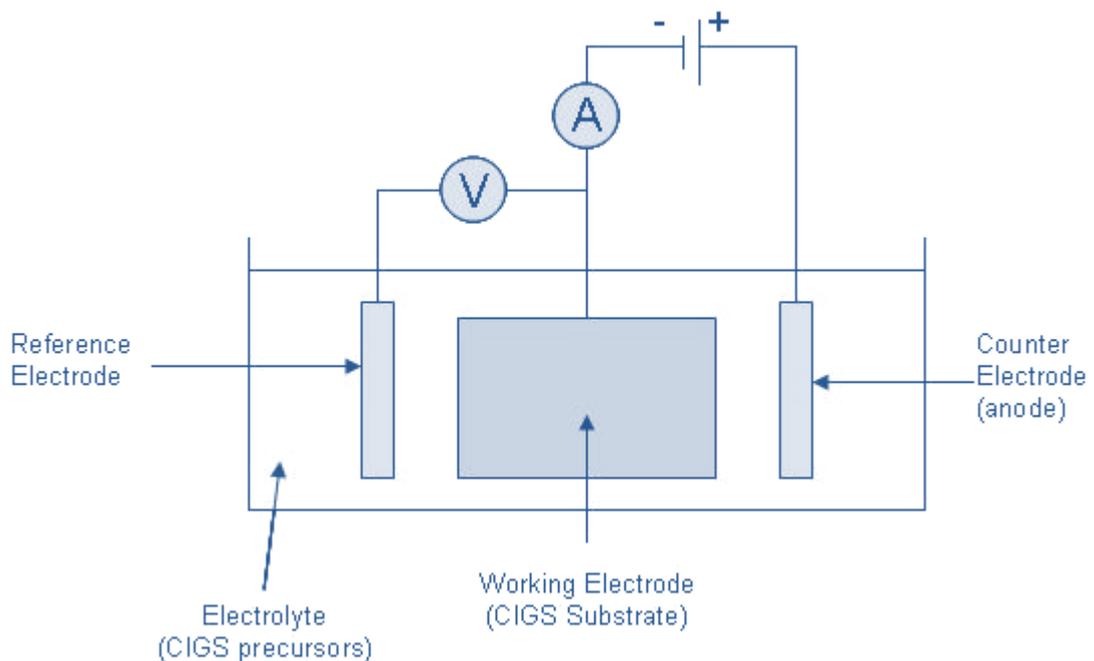


Ilustración 33. Esquema de fabricación por electrodeposición seguida de selenización. Fuente: Wikipedia.

La **electrodeposición** de todos los elementos simultáneamente es un proceso de difícil aplicación por varias razones. En primer lugar, los potenciales de reducción estándares de los elementos no son los mismos, causando la deposición preferencial de un solo elemento. Este problema suele solucionarse mediante la adición de diferentes iones conjugados en solución para cada ión a depositarse (Cu^{2+} , Se^{4+} , In^{3+} , y Ga^{3+}), cambiando así el potencial de reducción para ese ion. En segundo lugar, el sistema Cobre-Selenio tiene un comportamiento diferente y la composición de la película depende del ratio $\text{Se}^{4+} / \text{Cu}^{2+}$ (ratio de flujo de iones), que puede variar sobre la

superficie de la película. Debido a este comportamiento las condiciones de deposición, específicamente las concentraciones de precursores y el potencial de deposición, necesitaría ser optimizado. Incluso con la optimización, la reproducibilidad es baja en áreas grandes debido a variaciones en la composición y caídas de potencial a lo largo del sustrato.

Las películas resultantes tienen granos pequeños, son ricas en cobre, y generalmente contienen impurezas de la forma $(Cu_{2-x}Sex)$ en solución. Además es necesario un proceso de recosido para mejorar la estructura de grano y lograr una mayor cristalinidad. Con el fin de lograr eficiencias superiores a 7%, es necesaria una corrección estequiometría la cual se realiza mediante deposición física de vapor de alta temperatura que no es práctico en la industria.

SoloPower, ha logrado manipular el grado de impurezas a través de un proceso propio, logrando producir células con alta eficiencia y nivel de calidad. Ha sido distinguida como la primera compañía en obtener la certificación UL de paneles solares CIGS flexibles en 2010. Además recibió la **certificación IEC** (IEC 61646 y 61730). En marzo de 2012, los módulos de la compañía establecieron un récord mundial de eficiencia de apertura del 13,4%, medida por el NREL.(NREL, High efficiency Thin film CdTe and a-Si based solar cells, 2011)

Proceso de combinación por presión y calor, FASST



Ilustración 34. Esquema de fabricación de combinación por presión y calor (FASST). Fuente: elaboración propia.

En este proceso, dos películas **precursoras** diferentes se depositan por separado sobre un sustrato y un superestrato. Las películas se presionan entre sí y se calienta para liberar la película del superestrato, dejando una capa **CIGS** remanente. Esta técnica permite la reutilización del superestrato. Este proceso fue creado por **Heliovolt**, el cual fue denominado **FASST** (Ilustración 34). Por lo tanto, **Heliovolt** es la única empresa en la actualidad que utiliza esta técnica. En principio, los precursores pueden ser depositados a baja temperatura, logrando así bajos costos de deposición, reduciendo el coste final del módulo. Heliovolt ha producido una celda de eficiencia superior al 12,2%.

Factores característicos de un panel solar

Punto de máxima potencia

Una placa o célula solar puede operar en un amplio rango de voltajes e intensidades de corriente. Esto puede lograrse variando la **resistencia de la carga**, en el circuito eléctrico, por una parte, y por la otra variando la impedancia de la célula desde el valor cero (**valor de cortocircuito**) a valores muy altos (**circuito abierto**) y se puede determinar el punto de potencia máxima teórica, es decir la carga para la cual la célula puede entregar la máxima potencia eléctrica para un determinado nivel de radiación.

El punto de potencia máxima de un dispositivo fotovoltaico varía con la iluminación incidente (**irradiancia**) (ver Ilustración 35). Para sistemas grandes se puede justificar un incremento en el precio con la inclusión de dispositivos que midan la potencia instantánea por medida continua del voltaje y la intensidad de corriente (y de ahí la potencia transferida), y usar esta información para ajustar de manera dinámica y en tiempo real la carga, para que se transfiera siempre la **máxima potencia** posible, a pesar de las variaciones de luz que se produzcan durante el día.

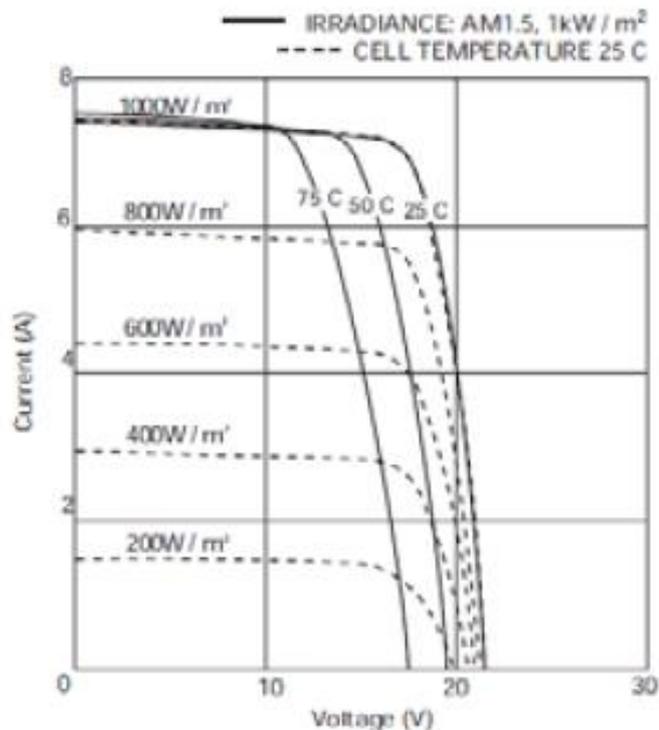


Ilustración 35. Curva característica de un panel solar. Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona.

Eficiencia en la conversión de energía

La eficiencia de una célula solar es el porcentaje de potencia convertida en energía eléctrica de la luz solar total absorbida por un panel, cuando una célula solar está conectada a un circuito eléctrico. Este término se calcula usando la relación del punto

de potencia máxima, P_m , dividido entre la luz que llega a la celda bajo condiciones estándar y el área superficial de la célula solar.

$$\eta = \frac{P_m}{E \times A_c}$$

Ecuación 1. Eficiencia de conversión de un panel solar.

La **STC (Standard Testing Conditions)** especifica una temperatura de 25 °C y una irradiancia de **1000 W/m²** con una masa de aire espectral de 1,5 (AM 1,5). Esto corresponde a la irradiación y espectro de la luz solar incidente en un día claro sobre una superficie solar inclinada con respecto al sol con un ángulo de 41,81° sobre la horizontal.

Esta condición representa, aproximadamente, la posición del sol de mediodía en los equinoccios de primavera y otoño en los estados continentales de los EEUU con una superficie orientada directamente al sol. De esta manera, bajo estas condiciones una célula solar típica de 100 cm², y de una eficiencia del 12%, aproximadamente, se espera que pueda llegar a producir una potencia de 1,2 vatios.

Factor de llenado

Otro término para definir la eficacia de una célula solar es el **factor de llenado** o **fill factor (FF)**, que se define como la relación entre el máximo punto de potencia dividido entre el voltaje en circuito abierto (V_{oc}) y la corriente en cortocircuito (I_{sc}):

$$FF = \frac{P_m}{V_{oc} \times I_{sc}} = \frac{\eta \times A_c \times E}{V_{oc} \times I_{sc}}$$

Ecuación 2. Factor de llenado de un panel solar.

Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)

Es definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se someten a una **irradiancia** de **800 W/m²** con distribución espectral AM 1,5 G, temperatura ambiente de 20 °C y velocidad del viento de 1 m/s.

Instalación y equipos Auxiliares

Paneles solares

La instalación de los módulos solares requiere de equipos auxiliares tanto para su instalación como para garantizar su correcto funcionamiento de forma segura y confiable. Sin embargo antes de entrar en detalle en esta sección es pertinente dar una explicación del funcionamiento de la instalación y de sus componentes.

La curva característica de un panel solar depende de la irradiancia, factor determinado por el lugar geográfico de establecimiento y la fecha y hora de medición. Desde el

punto de vista eléctrico, un panel se comporta como una fuente de tensión no ideal, ya que la tensión depende de la corriente eléctrica, la cual varía con la irradiancia o potencia recibida sobre el módulo.

Como se muestra en la Ilustración 36, se define como **corriente de corto circuito (I_{cc} o I_{sc})** a la corriente que se genera cuando se cortocircuita el panel. También se define como **voltaje de vacío (V_{oc})** a la diferencia de potencial que hay en los bornes del panel cuando no hay carga.

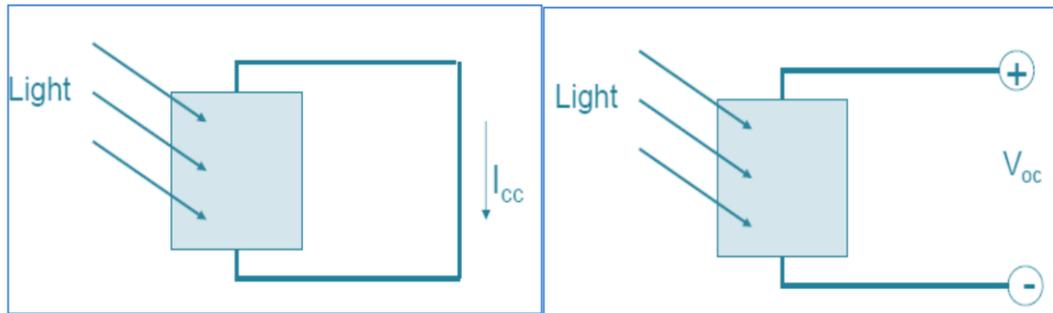


Ilustración 36. Determinación de I_{cc} y V_{oc} . Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona. (Cortés & Batet, 2011)

Como se puede ver en la Ilustración 37, estos valores sirven para establecer la potencia máxima entregada por el panel.

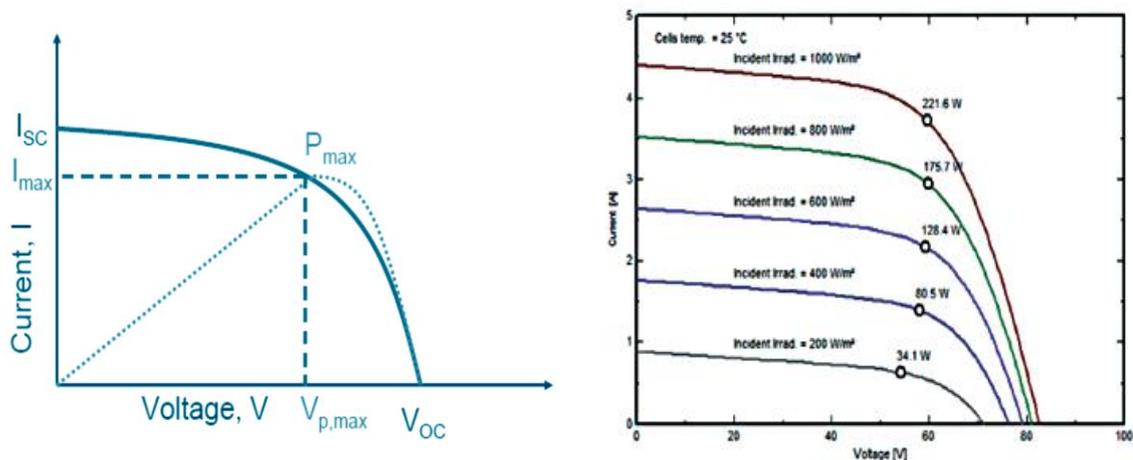


Ilustración 37. Curvas características de un panel solar, en STC y para distintas irradiancias. Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona.

Es por esto que los valores de Potencial y de electricidad generados son importantes para lograr la máxima eficiencia del panel. Esto puede ser controlado e influenciado mediante la disposición física de los paneles sobre el establecimiento (Lay Out). Hay dos tipos de conexiones, que busquen alternarse para lograr la máxima eficiencia, la instalación en **serie** o en **paralelo**. (Cortés & Batet, 2011)

Conexión en Serie

La conexión en serie permite incrementar el potencial de salida del módulo, esto es necesario ya que de este potencial depende el inversor que se colocará para transformar el sistema de corriente continua (DC o CC) a corriente alterna (AC o CA), necesario para poder inyectar energía a la red. Esta conexión se efectúa como muestra la Ilustración 38 a continuación:

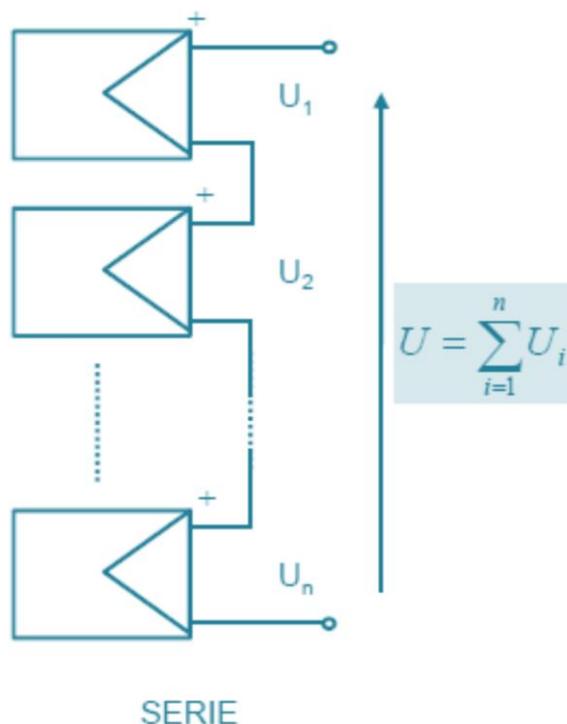


Ilustración 38. Conexión en serie de un panel solar. Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona.

Sin embargo una disposición de este tipo expone a ciertas desventajas. En el caso que un panel tenga un desperfecto, o sufra un bloqueo ya sea por una sombra, suciedad o cualquier otro motivo, se verá afectada la potencia lumínica recibida, traduciéndose en una caída del potencial entregado. Este efecto provocaría un bloqueo en el sistema, ya que el panel afectado, actuaría como una resistencia que absorbería energía, afectando la instalación y pudiendo ocasionar la destrucción del mismo. Es por esto que se colocan **diodos de Bypass** (ver Ilustración 39), que consisten en un diodo simple cuya función es proporcionar un paso secundario a la corriente en el caso de bloqueo de un panel. (Cortés & Batet, 2011).

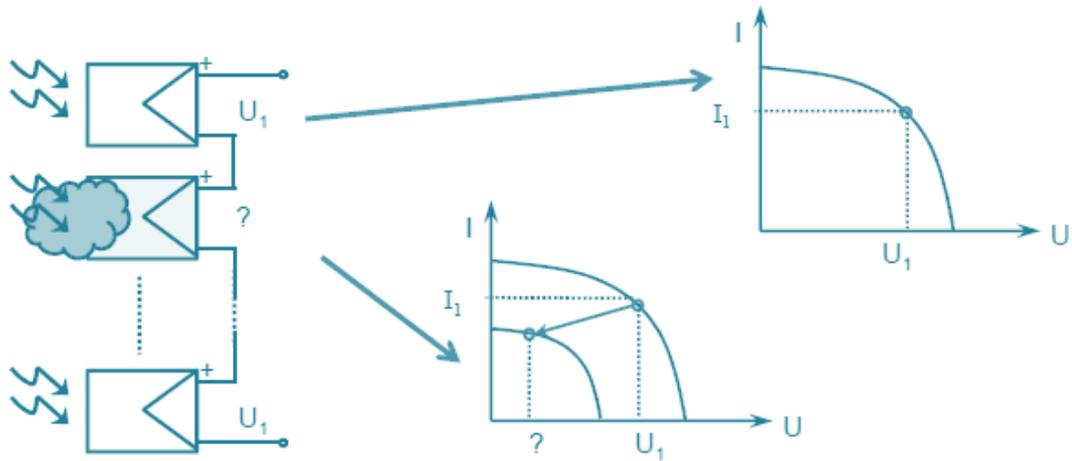


Ilustración 39. Problemas de la conexión en serie de un panel solar. Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona.

En la Ilustración 40 se representa esquemáticamente como debe ser su instalación y se puede observar su modo de funcionamiento:

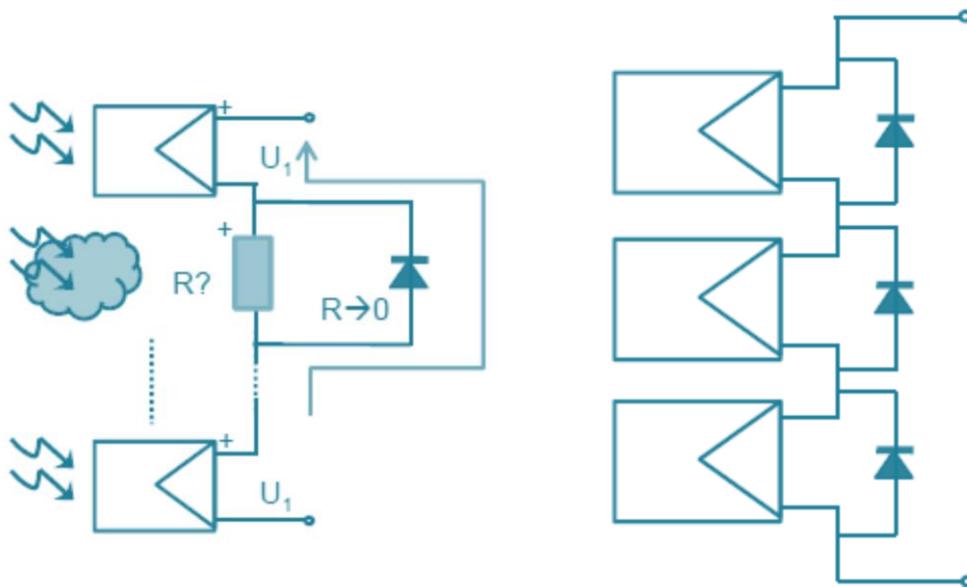


Ilustración 40. Conexión en serie de un panel solar con diodo de Bypass. Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona.

Conexión en Paralelo

Al igual que la conexión en serie, la **conexión en paralelo** es necesaria porque permite incrementar los **valores de la corriente**. Sin embargo de igual forma, este tipo de conexión presenta un problema similar, 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 (ver Ilustración 41).

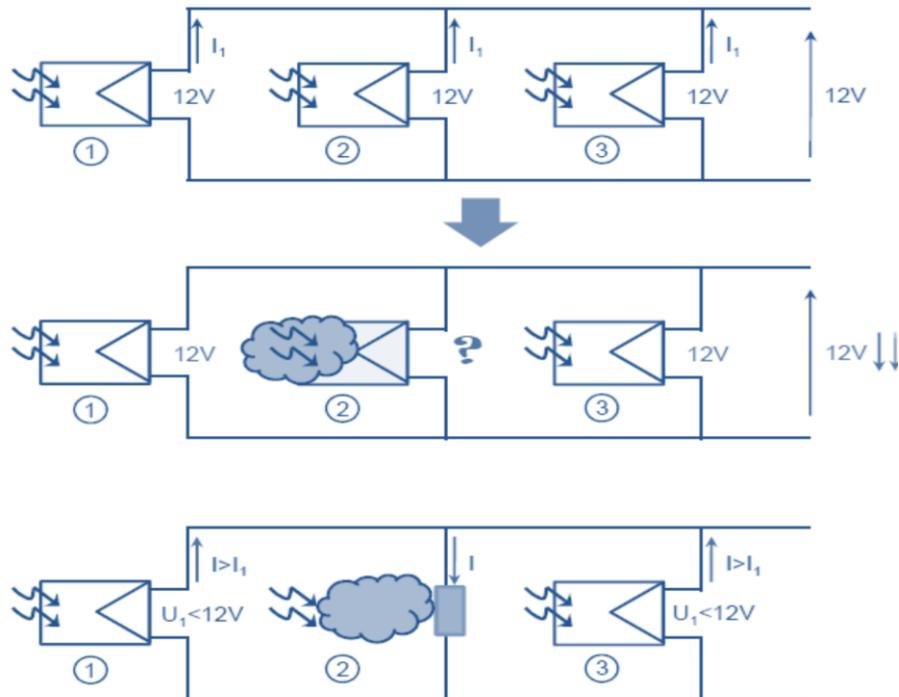


Ilustración 41. Problemas de la conexión en paralelo de un panel solar. Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona.

Para este caso se conectan diodos que bloquean (**diodos de bloqueo**) el panel en cuestión, como se muestra en la Ilustración 42, lo que impide que estos actúen como cargas, afectando la instalación y la integridad de los mismos.

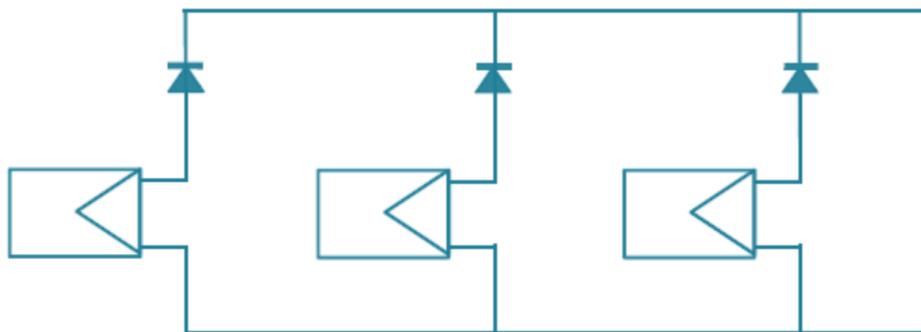


Ilustración 42. Conexión en paralelo de un panel solar con diodo de Bypass. Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona.

En resumen, deberán colocarse **diodos de By-Pass** y **de bloqueo** ya que la instalación tendrá componentes en serie (para lograr las tensiones necesarias) y disposiciones en paralelo para establecer las corrientes de operación. En la Ilustración 43 se muestra la disposición frecuente junto con los diodos de By-pass y de bloqueo.

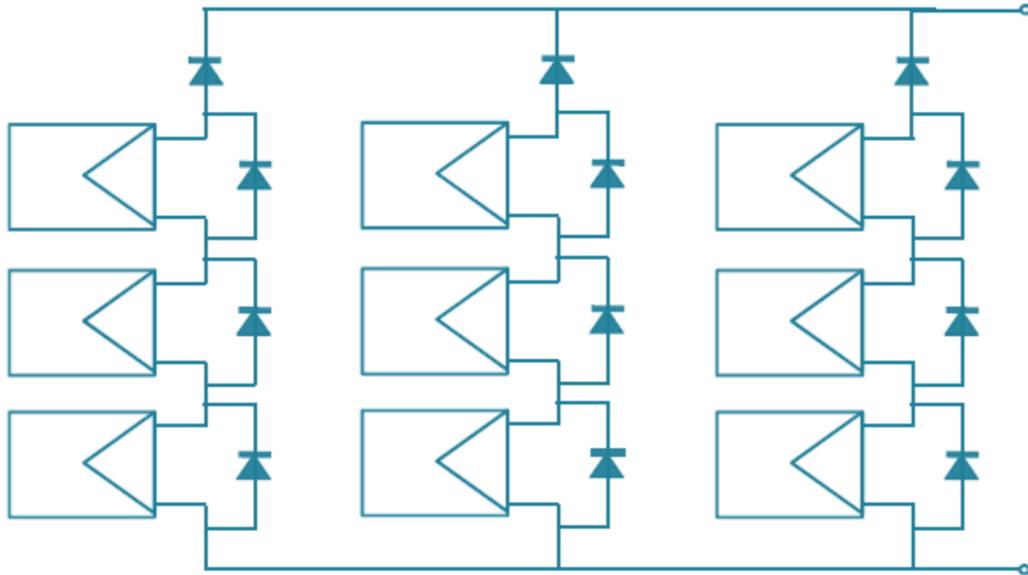


Ilustración 43. Conexión de paneles solares con diodos de Bloqueo y Bypass. Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona.

Inversores

Los inversores son dispositivos que transforman la naturaleza de la corriente entrante ya sea DC/AC en AC/DC según corresponda. Para este proyecto en particular, como el objetivo es integrar la producción energética en la red, el inversor deberá transformar la **corriente directa** en la salida del sistema fotovoltaico, en **corriente alterna** propia de la red.

El inversor (ver Ilustración 44) es un componente crítico en el sistema fotovoltaico. Su función es convertir la corriente directa (DC) de salida de los módulos solares en corriente alterna (AC) que puede ser despachada a la red eléctrica comercial o utilizada directamente.



Ilustración 44. Inversor trifásico DC-AC para Utility (500 kW), marca Solectria. Fuente: CivicSolar.com.

En instalaciones fotovoltaicas convencionales, los módulos solares están conectados generalmente en serie formando un sistema de cadena. Luego dichas cadenas se conectan en paralelo a un **inversor central** que alimenta la red. En contraste, existen inversores individuales llamados **micro-inversores**, los cuales son un pequeño dispositivo que convierte la corriente continua de un solo panel solar a corriente alterna.(Worden & Zuercher-Martinson, 2012)

La energía eléctrica generada por los micros inversores se combina y luego se alimenta a la red. Ambos métodos tienen ventajas y desventajas cuya importancia relativa puede variar considerablemente para diferentes tipos de instalaciones fotovoltaicas.

Inversores monofásicos

Este tipo de inversores, representan un costo importante en la inversión del **BOS (Balance of System)**, esto es, todos los sistemas auxiliares por fuera de los paneles, que son necesarios para la instalación. Sin embargo ofrecen economías de escala y resultan convenientes en instalaciones grandes en particular las de más de 100 kW.

Para los sistemas fotovoltaicos a escala comercial, los costos totales, incluyendo los costos de operación y mantenimiento son de suma importancia, por lo que suele utilizarse un único inversor central.

Sin embargo el principal defecto del inversor central es que cuando los paneles solares se encadenan juntos, el rendimiento será determinado por el peor de los paneles que lo componen. Esto no sólo está determinado intrínsecamente por las variaciones de panel a panel, sino que además es dinámico. Por ejemplo, si un único panel esta obstruido o recibe una sombra, su producción se verá reducida lo que afectará a la salida de la cadena como un todo, incluso si los otros paneles no están en dicha condición. Además, los inversores utilizan una técnica conocida como seguimiento del **punto de máxima potencia (MPPT)** para optimizar la salida de los paneles fotovoltaicos mediante el ajuste de las cargas aplicadas. Una vez más, las variaciones en un panel individual en una cadena harán variar la configuración MPPT, lo que hace que el sistema diverja de un rendimiento óptimo (CivicSolar, 2012).(Worden & Zuercher-Martinson, 2012)

Micro-inversores

Los **micro-inversores** tienen varias ventajas sobre los inversores convencionales centrales, entre ellas, la principal es que al tener cada panel su propio inversor, el mal funcionamiento o la pérdida de un panel por sombras u otros desperfectos no afecta de manera desproporcionada la salida de toda la matriz. Cada **micro-inversor** es capaz de obtener una potencia óptima mediante la realización de **MPPT** para su propio panel. Desde una perspectiva de mantenimiento y fiabilidad, el fallo de un único panel o inversor en este tipo de sistema tendrá un impacto mínimo en el rendimiento global del sistema (CivicSolar, 2012)(BlueSky, 2011)

Sin embargo la principal desventaja de este tipo de inversores es el costo. Debido a que cada panel tiene que tener su propio inversor con gran parte de la funcionalidad de un **inversor central**, los costos son marginalmente mayores. Por otra parte, la economía de los **micros inversores** está mejorando rápidamente, disminuyendo progresivamente los costos.

En sistemas pequeños, la diferencia de precio por vatio para los inversores tiene menos efecto en el precio global del sistema. La mejora en la captación de la energía dada una matriz de tamaño fijo puede compensar esta diferencia en el costo. Por esta razón los micros inversores han tenido más éxito en el mercado residencial, donde el espacio limitado de techo y múltiples fuentes de sombra suele limitar el rendimiento del sistema. A medida que el **costo** de estos equipos disminuya, irán ganándoles mercado a los inversores centrales.

Para seleccionar el inversor a utilizar será necesario seleccionar primero los paneles a instalar. Luego según los costos y valores de operación de las distintas opciones de inversores se determinara la disposición necesaria de los paneles (**serie y paralelo**).

Sistemas de corriente continúa

Los paneles son adquiridos con los componentes básicos para la instalación, antes mencionados (**diodo de By-pass, diodo de bloqueo**). Además vienen con los apliques necesarios y los cables para la interconexión entre módulos. Dentro de la categoría de corriente continua se encuentran los siguientes ítems.

Conectores

Los **conectores** que se muestran en la Ilustración 45 son enchufes especializados para aplicaciones fotovoltaicas. Se han desarrollado, y están normalmente pre-instalado en módulo para facilitar el montaje. Estos conectores, que proporcionar conexiones seguras y a prueba de contacto, son actualmente la opción preferida.



Ilustración 45. Conector Multi-Contact (MC4) para paneles solares. Fuente:(CivicSolar, 2012).

Los **conectores** deben llevar las señales de seguridad adecuadas que adviertan en caso de desconexión bajo carga. Tal evento puede llevar a la formación de un arco eléctrico (que produce una descarga luminosa a través de una brecha en un circuito eléctrico), y poner al personal y al equipo en peligro.

Cualquier desconexión debe llevarse a cabo sólo después de que el circuito fue debidamente aislado.

Cables de corriente continua para la conexión entre módulos (disposición serie).

A esta disposición se la conoce como “**string**” o **cadena**. Para lograrla es necesario conectar los paneles mediante cable según una **conexión en serie**. Estos cables ya vienen integrados en los paneles junto con sus conectores típicos, los cuales además de facilitar la conexión entre los módulos, previenen descargas por manipuleo ya que vienen aislados en soportes plásticos.

Cables de corriente continua para la conexión entre módulos (disposición en paralelo):

Una vez dispuestas la **conexión en serie**, que permite alcanzar el voltaje necesario, estas son repetidas y **conectadas en paralelo** para aumentar la corriente de operación. Los cables utilizados para ello deben estar provistos de los conectores antes mencionados para facilitar la conexión.

Caja de Conexiones:

Luego de conformar 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** (ver Ilustración 46). Las **cajas de conexiones** o **combinadores** son necesarias en el punto en el que las cadenas individuales que constituyen un conjunto se conducen y se conecta en paralelo 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.



Ilustración 46. Caja de conexiones con desconector marca SolarBOS, 32 circuitos y 400 A. Fuente: CivicSolar.com.

Las cajas de conexiones además brindan protección y aislamiento a las uniones. Aquí suelen colocarse los fusibles de corriente directa.

Cable de corriente continua central (DC Main cable):

Luego de su paso por la caja de conexión, se sale de esta con un cable principal que va al inversor central o a los transformadores en el caso de utilizar **micro inversor**. Esto se muestra esquemáticamente en la Ilustración 47:

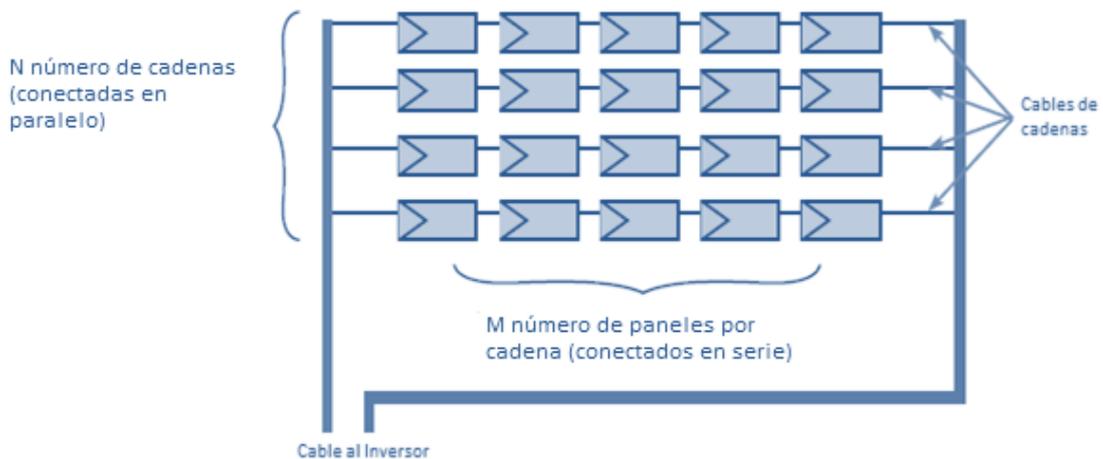


Ilustración 47. Conexión de paneles solares con diodos de Bloqueo y Bypass. Fuente:(IFC, 2011).

Fusibles de corriente continua:

La función principal de los **fusibles** de cadena es la de proteger a las cadenas de incrementos en la corriente. 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 (Switchers)

Los **switchers** de conmutación están instalados en la sección de corriente continua de una planta solar fotovoltaica para proporcionar **protección y aislamiento**.

Desconector de continua (Switches)

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.

Cortador de Circuito

Son necesarios para la desconexión del suministro en caso de avería. Esto es debido al hecho de que los módulos fotovoltaicos son dispositivos **limitadores de corriente**, con una corriente de cortocircuito sólo un poco mayor que la corriente nominal. Por lo cual en caso de cortocircuito la corriente no es suficientemente alta para activar los fusibles. Por esta razón, la mayoría de los códigos y reglamentos sobre centrales solares fotovoltaicas recomiendan la instalación de **disyuntores** entre el campo fotovoltaico y los inversores conectados a la red.

Sistemas de corriente alterna

Cableado de corriente alterna: Inversor Transformador

El sistema de cableado para corriente **alterna** debe ser diseñado para proporcionar un medio seguro y económicos para transmitir la potencia desde el inversores a los transformadores y más allá. Los cables deben estar dimensionados para la tensión de servicio. También deben tener conductores y pantallas de tamaño para las corrientes de funcionamiento y corrientes de cortocircuito.

Lo siguiente debe ser considerado en el diseño del cableado:

- El cable debe estar clasificado para el valor máximo esperado de tensión.
- El conductor debe ser capaz de pasar la corriente de operación de forma segura como también la corriente de cortocircuito (sobredimensionamiento del 25%).
- El conductor debe dimensionarse adecuadamente para asegurar que las pérdidas producidas por el cable estén dentro de límites aceptables.
- Los conductores deben ser de un tamaño adecuado para evitar la caída de tensión fuera de los límites legales y afectar el rendimiento de los equipos.
- El aislamiento debe ser adecuado para el entorno de la instalación.

Sistemas de conmutación y protección para corriente alterna:

Se deberá contar con **sistemas de conmutación y protección** para el sistema eléctrico de alterna. Estos sistemas la desconexión, aislamiento, puesta a tierra y protección para los diversos componentes de la planta. En el lado de salida de los inversores la provisión de un interruptor seccionador permite la aislación del equipo fotovoltaico.

Transformadores

Dependiendo del inversor que se utiliza y el propósito del sistema (es decir cargar baterías, en cuyo caso el inversor no es necesario pero si un regulador, o de descarga en la red) se necesitara un transformador para llegar al voltaje de la línea de descarga.

La finalidad de los **transformadores** en una planta de energía solar es proporcionar niveles de tensión adecuados para la transmisión a través del sitio y para la

exportación a la red. Por lo general para una planta de tamaño media la conexión se realiza a más de **11 kV**, siendo el objetivo de este trabajo conectarse a la red en **33 kV**. Por lo tanto, es necesario aumentar la tensión con un transformador entre el inversor (salida estándar en EEUU de 440 V) y la conexión a la red.

Selección y especificación

En la selección de un **transformador** se debe considerar varias cuestiones básicas. Una de ellas es el tamaño requerido de dicho transformador, y el rango de operación del mismo. Será a considerar su localización en la planta, ya que ésta limitara su tamaño.

Pérdidas en los transformadores

Los **transformadores** pierden energía a través de la magnetización del núcleo, conocidas como pérdidas en el hierro y pérdidas sobre el cobre de los bobinados. Se deberá reducir al mínimo las pérdidas de este equipo auxiliar, ya que contribuye a reducir la eficiencia global de la instalación.

Pruebas y Ensayos

Los transformadores deberán ser objeto de numerosas pruebas y controles de rutina realizados por las entidades pertinentes. En la Ilustración 48 se muestra un esquema básico de conexión a red con dichos transformadores.

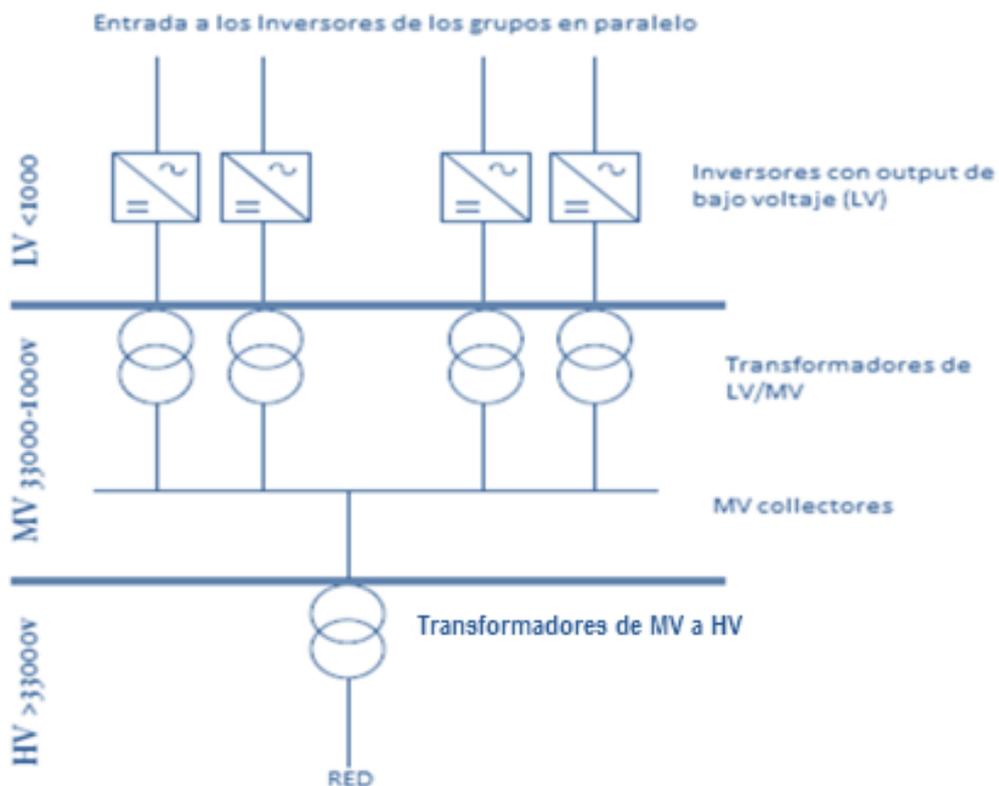


Ilustración 48. Esquema de conexión a red de una central solar. Fuente:(IFC, 2011).

Selección de la tecnología

Paneles solares

En partes anteriores de este trabajo se han mencionado las distintas tecnologías fotovoltaicas que permiten constituir una central solar. Entre estas tecnologías, existen varias que encuadran dentro de la tecnología de láminas flexibles, objeto de estudio en este trabajo. En particular, se seleccionará la tecnología a utilizar entre las siguientes: **a-Si (silicio amorfo)**; **CdTe (Cadmio – Telurio)** y **CIGS (Cobre – Indio – Galio – Selenio)**. La Tabla 37 compara las ventajas y desventajas tradicionales de estas tecnologías.

Tecnología	a-Si	CdTe	CIGS
Eficiencia máxima demostrada	13,4%	17,3%	20,3%
Eficiencia promedio de mercado (relevada)	5% a 8%	6% a 10,5%	7% a 13%
Ventajas	Tecnología de producción madura	Costos de producción muy bajos	Alta eficiencia y muy flexible
Desventajas	Baja eficiencia Alto costo de equipamiento	Media eficiencia Solo disponible en formato semi-rígido (substrato de vidrio)	Dificultad de uniformidad en grandes substratos Procesos de producción comparativamente más costosos

Tabla 37. Comparación de tecnologías de láminas flexibles. Fuente: elaboración propia en base a datos de NREL y del software RETScreen 4. (RETScreen, 2012)

Proceso de selección

En primer lugar, debemos **descartar** la tecnología de **CdTe** ya que, como su nombre lo indica, contiene **Cadmio**, el cual es un elemento sumamente **tóxico** y contaminante. Esto suele generar rechazo social y a la vez empresarial, por los riesgos que puede implicar tener en el techo de un edificio lo que básicamente es un depósito de Cadmio. A su vez, su eficiencia no es elevada y al tener un substrato de vidrio su característica de “**flexible**” es al menos discutible.

Por lo tanto, una vez descartada las láminas de **CdTe**, debe realizarse una selección entre las tecnologías **a-Si** y **CIGS**. Para ello, se decidió utilizar un criterio de costo de energía generada por metro cuadrado, consistente en dividir el precio (según cotización provista) por el producto de la potencia pico del panel por m² (potencia dividida la superficie) y de la eficiencia del módulo. Vale aclarar un par de suposiciones adoptadas en este proceso de selección: igual vida útil, condiciones de pago y costo de transporte. La **variable de decisión** puede verse en la siguiente ecuación, siendo el objetivo elegir el panel que minimice esta variable.

$$\text{Variable de decisión (VD)} = \frac{C}{\eta \frac{Wp}{S}}$$

Ecuación 3. Variable de decisión para el panel solar.

Para la **comparación** se evaluaron los mejores exponentes flexibles de ambas categorías: el **UniSolar** PVL-144 (144 Wp) y el **Xunlight** XR36-291 (291 Wp) para a-Si, y el **Global Solar** PowerFlex BIPV 300 (300 Wp) y el **SoloPower** SP3L (300 Wp) para CIGS. Se presentan en la Tabla 38 los valores necesarios para el cálculo de la variable de decisión VD.

Modelo	PowerFlex BIPV 300 Watt (FG-1BTM-300)	Solo Panel® Model SP3L - 300 W	PVL-144 Laminate, Amorphous, 24V	XR36-291 291 Watt Thin Film Laminate
Fabricante	GlobalSolar	SoloPower	UniSolar	Xunlight
Tecnología	CIGS	CIGS	a-Si	a-Si
Dimensiones (mm x mm x mm)	5750 x 490 x 3	2197 x 1146 x 2	5486 x 394 x 4	5182 x 911 x 1,5
Superficie (m2)	2,729	2,518	2,161	4,721
Potencia pico declarada (Wp)	300	300	144	291
Eficiencia del módulo (%)	12,6%	13,0%	6,67%	6,87%
Precio por unidad (USD)	754,67	660	138,02	659,6
Variable de decisión (VD)	54,49	42,61	31,06	155,76

Tabla 38. Cálculo de la variable de decisión (VD) para distintos paneles. Fuente: elaboración propia.

Si bien el criterio de selección apunta hacia el panel de **UniSolar**, una investigación llevada a cabo por los autores arrojó que la compañía **ha dejado de operar** y no se espera un cambio en esta situación. Ante los riesgos en término de repuestos y garantías, muy importante en este rubro, se optó por **descartar** a este fabricante, resultando elegido el siguiente en la lista, el panel de **SoloPower** que se ilustra en la Ilustración 49, seguido de las especificaciones técnicas mostradas en la Tabla 39 y en la Ilustración 50. Esquema mecánico del panel elegido. Fuente:

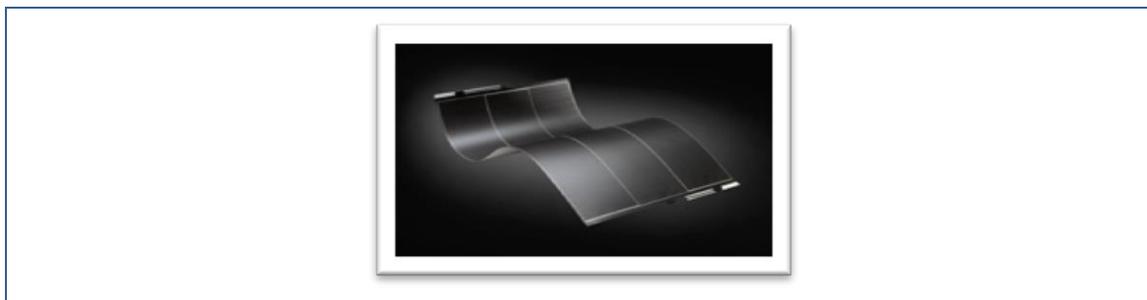


Ilustración 49. Panel solar elegido: Solo Panel® Model SP3L - 300 W Ficha del panel solar elegido: SoloPanel SP3L - 300 W

Fabricante	SoloPower
Modelo	SoloPanel® Model SP3L - 300 W
Normas y certificados de seguridad	UL 1703, IEC 61646, & IEC 61730
Tecnología	CIGS
Dimensiones	2197 x 1146 x 2
Superficie (m ²)	2,518
Peso (con adhesivo) (kg)	6,1
Carga generada (kg/m ²)	2,42
Celdas por módulo	180
Potencia pico declarada (Wp)	300
Voltaje en máx. potencia (Vmpp)	83,6
Corriente en máx. potencia (Impp)	3,6
Voltaje de circ. Abierto (Voc)	108
Corriente de circ. Corto (Isc)	4,2
Máx. voltaje del sistema (V)	1000
Eficiencia del módulo (%)	13,0%
Precio por unidad EXW (USD)	660
Costo por Wp (USD/Wp)	2,20
Temp. Co-efficient of Isc (%/°C)	-0,03 %/°C
Pmp (%/°C)	-0,48 %/°C
Temp. Co-efficient of Voc (%/°C)	-0,36 %/°C
Max. Series Fuse Rating	A 7
Maximum DC Voltage (US, VDC)	600
Maximum DC Voltage (EU, VDC)	1000
NOCT (°C)	48
Temp. Co-efficient of Isc (%/°C)	-0,03 %/°C
Pmp (%/°C)	-0,48 %/°C
Temp. Co-efficient of Voc (%/°C)	-0,36 %/°C
Max. Series Fuse Rating	A 7

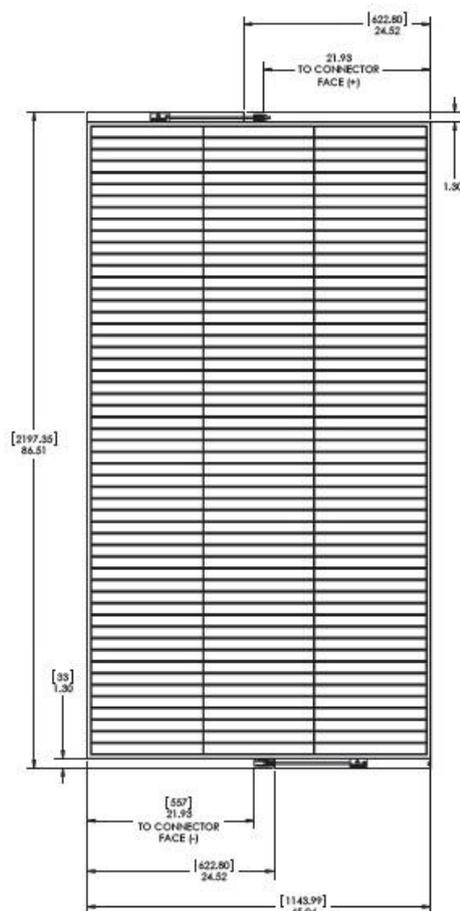


Ilustración 50. Esquema mecánico del panel elegido. Fuente: (SoloPower, Solo Power Inc., 2012)

Tabla 39. Ficha técnica del panel elegido. Fuente: (SoloPower, SP3L, 2012)

Aclaración sobre el uso de láminas flexibles

Hoy en día, la mayoría de los paneles solares están hechos de **silicio (Si) poli-cristalino** que típicamente tienen 150 nanómetros de espesor. Para crear las células solares, estas celdas deben pasar por varios pasos de procesamiento y luego ser integradas en un módulo. Los altos costos de materiales y procesamiento hacen que los módulos basados en Si sean relativamente caros.

El alcance de este trabajo limita el universo de soluciones posibles en cuanto a la tecnología de láminas delgadas. La decisión fue tomada teniendo en cuenta que es una alternativa **económica** a los dispositivos basados en silicio, debido a sus comparativamente bajos costos de producción y materia prima. Esta tecnología **flexible** utiliza solo una capa de 1-4 nanómetros de espesor de material semiconductor para producir electricidad. Por otro lado, los proyectos de energía solar que emplean láminas flexibles tienen una **ventaja adicional** en el presente trabajo, ya que al poder ser empaquetadas en una estructura flexible y ligera, pueden ser fácilmente utilizadas aplicaciones avanzadas como la construcción de sistemas fotovoltaicos integrados en edificios (**BIPV**, por sus siglas en inglés).

Soportes de policarbonato para la base de adhesión de los paneles

Dado que el techo seleccionado es de chapa galvanizada ondulada, es necesario agregar una superficie encima del mismo que permita colocar y fijar los paneles mediante el adhesivo correspondiente. Dentro de los criterios para seleccionar esta superficie soporte debe tenerse en cuenta la minimización de costo y de la carga aportada al techo (kg/m²), la correcta adaptación a los paneles y su adhesivo, y la facilidad de instalación. Teniendo en cuenta éstos factores y en consulta con un arquitecto se decidió optar por placas de policarbonato alveolar de 4 mm de espesor (ver Ilustración 51), unidas por perfiles también de policarbonato H y U, y vinculadas al techo mediante fijaciones estándar (tornillos, arandelas, etc.).

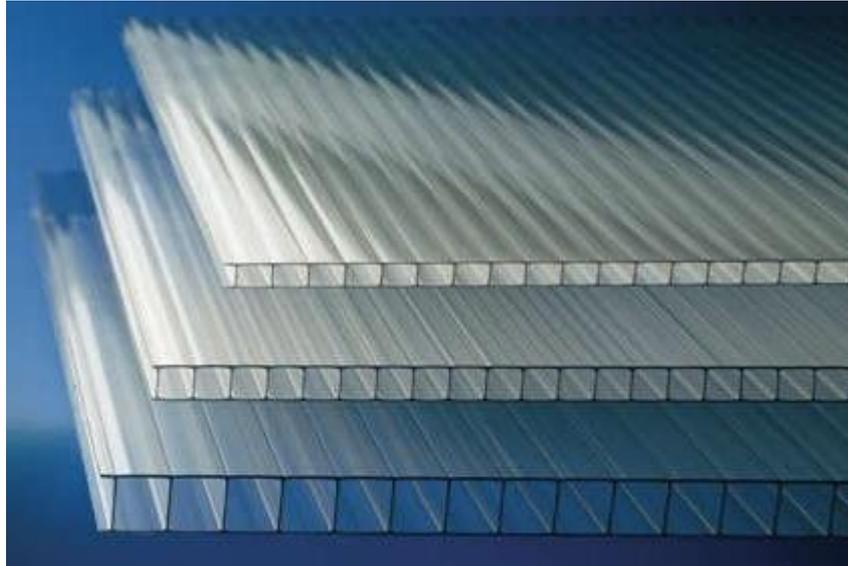


Ilustración 51. Imagen representativa de una placa y un perfil C de policarbonato, en distintos espesores. Fuente: Google Images.

Las placas seleccionadas se comercializan normalmente en unidades de poco más de 45 m² (11,6 m x 4,2 m), en las cuales pueden colocarse cómodamente 15 paneles solares como se muestra en la Ilustración 52. De esta forma se cubre el techo con placas de policarbonato como paso previo a la colocación de los paneles, ocupando casi la totalidad de los 40.000 m² de techo disponible.

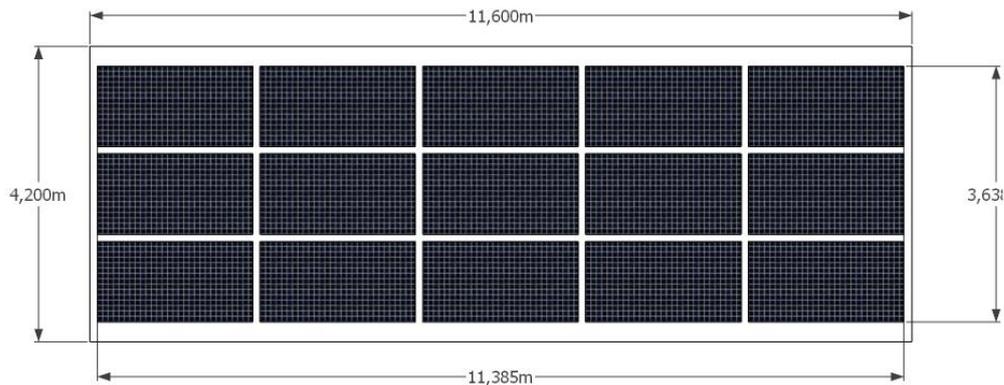


Ilustración 52. Esquema de una placa de polycarbonato de 11,6 x 4,2 m con 15 paneles montados. Fuente: elaboración propia en SketchUp.

Selección de los inversores y demás equipos auxiliares

Los inversores constituyen una de las piezas críticas de la instalación junto con los paneles. Una vez seleccionados estos últimos, es necesario definir o realizar una pre selección de los equipos inversores, ya que a través de esto luego se define la disposición en serie y paralelo de los paneles, con el fin de lograr las tensiones de trabajo de los inversores.

Quedará definido entonces, la cantidad máxima y mínima de paneles encadenados, es decir conectados en serie y también el número máximo de cadenas, conectadas en paralelo.

Dimensionamiento de las cadenas/ramas de la central solar

Número máximo de módulos en una cadena (conexión en serie)

El número máximo de módulos en una cadena se define por la tensión máxima de corriente continua que puede ser conectada a la entrada del inversor: $V_{\max(Inv,Dc)}$.

Bajo ninguna circunstancia se debe superar esta tensión. Cruzando el límite se puede disminuir la vida útil del inversor o hacer que el dispositivo deje de funcionar. Para determinar este valor se utiliza el valor de circuito abierto del panel. Este es el voltaje más alto al que el módulo puede llegar en la operación. Sin embargo este valor disminuye con el aumento de la temperatura, por lo tanto se utilizara el valor correspondiente a la temperatura más baja de la zona de implementación. (IFC, 2011)

El número máximo de módulos en una cadena (N_{\max}) por lo tanto se puede calcular usando la fórmula:

$$V_{OC}(\text{menor temperatura}) \times N_{\max} < V_{\max(Inv,Dc)}$$

Ecuación 4. Número máximo de paneles por rama o cadena (conexión en serie).

Para obtener el V_{oc} a menor temperatura de trabajo se utiliza la siguiente fórmula:

$$T_{módulo} = T_{mín. amb} + \frac{T_{NOTC} - T_{nominal\ de\ funcionamiento}}{Irradiancia_{nominal\ de\ funcionamiento}} \times Irradiancia_{mín\ de\ trabajo}$$

Ecuación 5. Determinación de la temperatura de operación para situaciones distintas a 20°C y 800 W/m².

Siendo $T_{nominal\ de\ funcionamiento}$ e $Irradiancia_{nominal\ de\ funcionamiento}$, valores estándares correspondientes a 20°C y 800 W/m². De todas formas, en este trabajo los autores han optado por un criterio conservador de considerar como parámetro de diseño $T_{módulo} = T_{mín. amb}$ ya que una $Irradiancia_{mín. de\ trabajo} = 100\ W/m^2$ (primeros rayos de luz) es lo suficientemente baja como para dudar del aumento de temperatura por funcionamiento del módulo, sobretodo en el arranque cuando el módulo no ha entrado en régimen.

Número mínimo de módulos en una cadena

El número mínimo de módulos se regirá por la necesidad de mantener la tensión del sistema dentro de la gama de **MPPT** del inversor (esto es el punto de máxima potencia). Si la tensión de la cadena cae por debajo de la mínima tensión MPP del inversor, entonces queda comprometido el desempeño del sistema. En el peor de los casos, si la tensión cae por debajo de este valor puede suceder que el inversor se apague, saliendo de servicio y afectando el rendimiento global de la central. El voltaje más bajo esperado del módulo se producirá durante las condiciones de mayor temperatura de operación. El número mínimo de módulos en una cadena (N_{Min}) por lo tanto se puede calcular usando la fórmula:

$$V_{MPP(a\ mayor\ temperatura\ de\ trabajo)} \times N_{mín} > V_{MPP\ (Inv\ mín)}$$

Ecuación 6. Número mínimo de paneles por rama o cadena (conexión en serie).

Se utiliza una temperatura aproximada de 70°C para dimensionar este punto, siguiendo criterios europeos.

Número de cadenas

El número máximo de cadenas permitidas (conexiones en serie) de un conjunto fotovoltaico a conectarse en paralelo es una función de la corriente máxima permisible y la máxima corriente permisible en el inversor. En general, este límite no debe sobrepasarse, ya que conduce a un envejecimiento prematuro del inversor y a la pérdida de rendimiento.

$$Numero\ de\ cadenas = \frac{I_{max(Inv)}}{ICC_{(cadena/mayor\ temp\ de\ trabajo)}}$$

Ecuación 7. Número máximo de ramas o cadenas de paneles (conexión en paralelo).

Optimización de tensión

Como la eficiencia del inversor es dependiente de la tensión de funcionamiento, es preferible optimizar el diseño, haciendo coincidir el voltaje de operación de la matriz y voltaje óptimo del inversor tan estrechamente como sea posible. Para ello será necesario obtener las gráficas de eficiencia del inversor en función del voltaje de operación como se ejemplifica en la Ilustración 53.

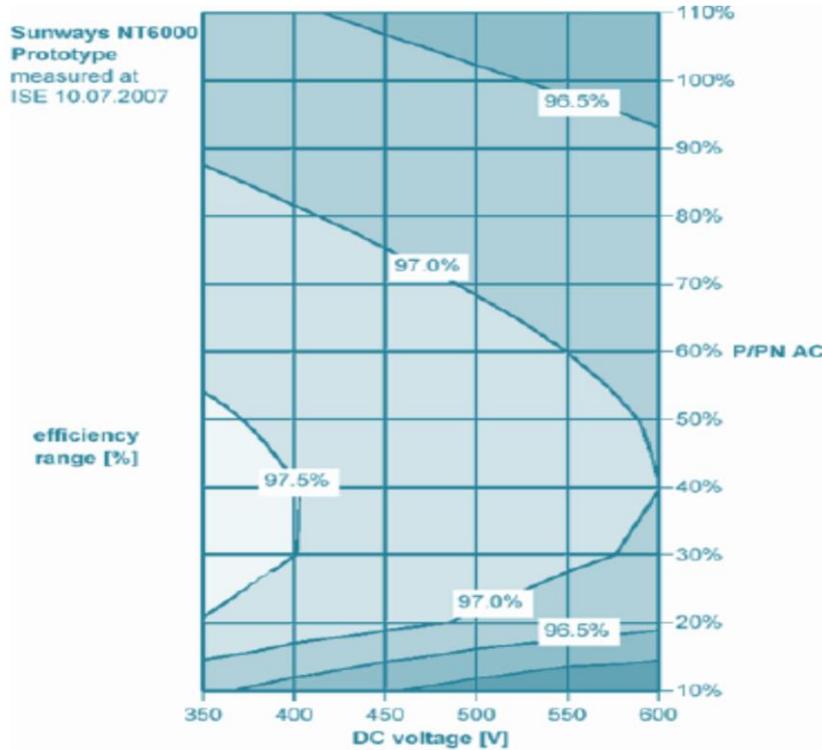


Ilustración 53. Eficiencia del inversor en función del voltaje DC y el factor de utilización de la capacidad de potencia en AC. Fuente:(IFC, 2011)

Luego de analizar los puntos descritos anteriormente se determinó que los inversores a utilizar serán los **AE 500NX-1kV, 50Hz PV Inverter**, de la empresa **Advanced Energy** (anteriormente conocido como Solaron® 500C).



Ilustración 54. Inversor DC/AC elegido: AE 500NX-1kV (50Hz).(AE, 2012)

Estos inversores (ver Ilustración 54) cuentan con ventilación por aire y líquido refrigerante integrado, panel protector de acero, sistema de monitoreo IDS y Ethernet, y controles para integración a la red (GRID TIED SYSTEM). A continuación se muestran los dibujos técnicos (Ilustración 55) provistos por el fabricante y la ficha técnica (ver Tabla 40):

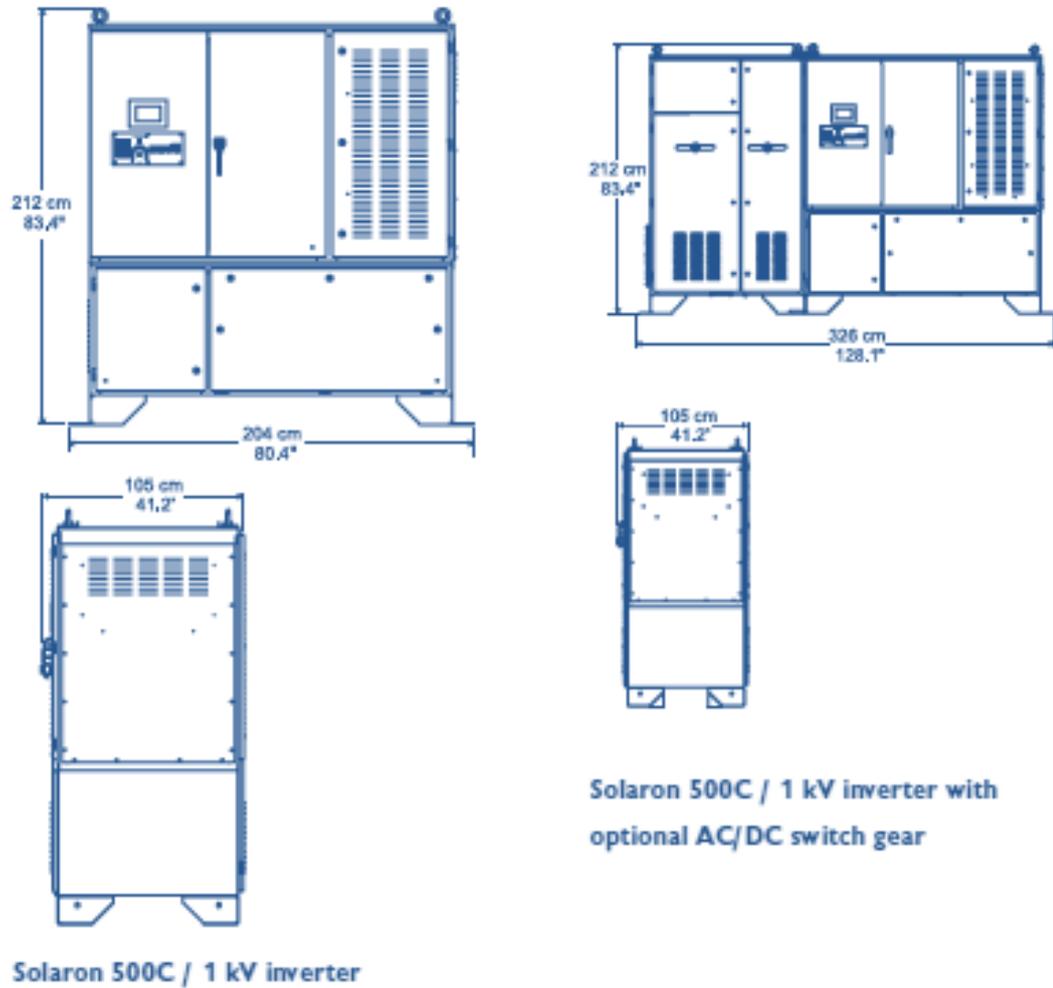


Ilustración 55. Esquema y vistas de las dimensiones del inversor AE 500NX-1kV (50Hz).

Ficha Técnica del Inversor AE 500NX-1kV [50Hz]

AE 500NX-1kV [50Hz]	
Características Físicas	
Dimensión	212 cm (alto) x 326 cm (largo) x 105 cm (ancho) incluyendo gabinete y pies de apoyo
Peso	1706 Kg (unidad) / 1860 Kg (envió)
Cerramiento	Cerramiento de metal, habilitado para uso exterior
Enfriamiento	gabinete electrónico IP-55 NEMA 4, empaque de refrigeración IP-45 NEMA 3R
Display	LCD y pad con cerramiento de seguridad
Ouput de AC	
Potencia máxima	500 KW a 440 Vac
Rango de Voltaje	440 Vac \pm 10%, 3 Φ , 50 Hz
Frecuencia	50 Hz
Factor de poder de Línea	> 0.99
Distorsión de la corriente en AC	< 2%
Corriente de línea AC	660 A (675 A Max)
Eficiencia Pico	97.80%
Input en DC	
Configuración típica de operación	1000 V a 660 A
Voltaje de entrada máximo	1100 V con 1000 V de operación
Voltaje de entrada para MPPT	625 a 1000 Vdc (\pm 312 a \pm 500 Vdc)
Corriente MPP en DC	825 Adc máx.
Tensión de activación en circuito abierto	800 VDC (\pm 400 VDC) configurable
Consumo en Stand by	< 100 W
Controles de integración a la Red	
Set Point de Potencia activa	100% a 0%, ajustable mediante Modbus TCP/IP
Potencia Reactiva	\pm 165 Kvar, ajustable mediante Modbus TCP/IP
Tolerancia a la frecuencia	f < 47.5 Hz con delay de 0.16 a 540 seg,
Interface de comunicación	RS-232,RS-422 Y RS-485 Ethernet TCP/IP ranura de expansión PCMCIA
Almacenamiento de Información	>10 años/ 2 GB SD
Ambiente	
Temperatura de Operación	-20°C a 50°C Opcional para ambientes fríos -35°C
Temperatura de almacenado	-30°C a 70°C
Humedad relativa de Operación	0 a 95%
Presión atmosférica	778 a 1060 mbar (78 a 106 Kpa)
Elevación	3200 m (máx.)
Sistema de Enfriamiento	Combinación aire liquido (incluido)
Estándares	UL 1741-2010 / NEC 1000 V compatible

Tabla 40. Ficha técnica del inversor elegido. Fuente: (AE, 2012)

Transformadores 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, ya que es la línea cercana a la cual se conectará la central. Para ello se empleará un transformador que eleve la tensión de 440 V (salida del inversor) 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, como se ejemplifica en la Ilustración 56.



Ilustración 56. Efecto de los filtros y suavizadores presentes en inversores. Fuente: Worden and Zuercher-Martinson, How Inverters Work.

De las salidas de los inversores, se realiza una interconexión para llegar con una sola rama al transformador que elevará la tensión a 33 kV (tensión de red). Sin embargo previo a esto es necesario otorgar la posibilidad de desconectar cada inversor por separado, para que en caso de avería, control o mantenimiento pueda, junto con su grupo de paneles, ser manipulado sin afectar al resto de la planta.

Esto se manifiesta en la Ilustración 57, que muestra la disposición final de los inversores junto con el transformador.

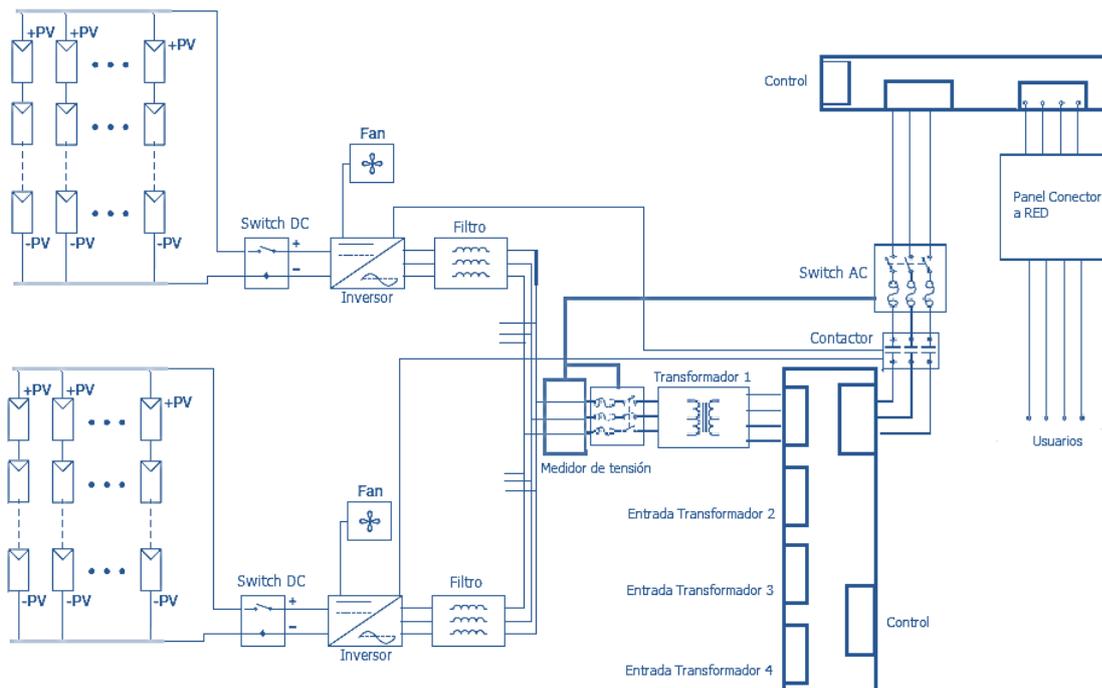


Ilustración 57. Esquema eléctrico de la central solar conectada a red. Fuente: elaboración propia en base a Utility Scale Solar Power Plants, IFC, 2012.

En el presente proyecto se colocarán en serie 9 paneles (voltaje máximo Voc de 1094.5 V a -10°C, condición extrema para diseño), luego se dispondrán 193 de estas series (ramas o cadenas) para formar un grupo de paneles de 9 x 193, es decir, grupos de 1737 paneles. Cada grupo se conectara a un inversor AE 500NX-1kV. Finalmente se instalarán cuatro transformadores Nova Miron (empresa local reconocida), los cuales serán de 1200 kVA recibiendo cada uno dos inversores, salvo uno que recibirá solo un inversor dejando capacidad extra para posibles reajustes en la configuración, ya sea en caso de mantenimiento o dada la situación que un transformador falle y deba ser reparado, uno de los inversores podrá ser reconectado al último transformador dejando fuera de operación solo un inversor. Esta configuración totaliza siete inversores AE 500NX-1kV y cuatro transformadores Nova Miron de 1200 KVa. En la Ilustración 58 se detalla la información técnica de los transformadores elegidos.

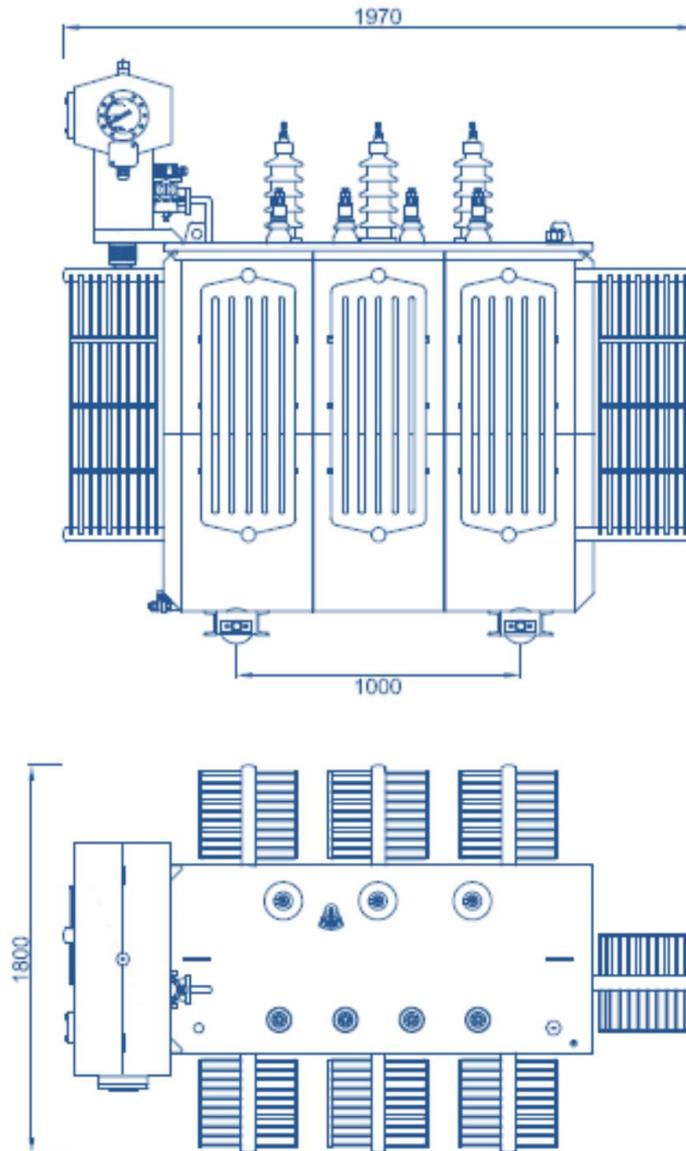


Ilustración 58. Esquema del transformador Nova Miron (1200 kVA y 600 kVA). Fuente:(Nova, 2012).

- **Normas:** IRAM N°2250
- **Potencias:** Desde 63 KVA hasta 5000 KVA
- **Tensiones Nominales:** Media Tensión: 13200 V ó 33000 V. Baja Tensión: 400 - 231 V.
- **Frecuencia:** 50 Hz.
- **Grupo de Conexión:** Dyn 11.
- **Conmutación:** El conmutador se acciona desde el exterior mientras el transformador está desconectado. Permite variaciones de tensión de + 2.5 y + 5%.

Resumen de la solución adoptada

Cantidad máxima de paneles por rama/cadena: **9 paneles**

- Voc del panel (peor situación) = **121,6 V**
- Voc de la rama (peor situación) = **1094,4 V**
- Vdc máximo del inversor = **1100 V**

Cantidad mínima de paneles por rama/cadena: **9 paneles**

- Vmp min del panel (peor situación, 70 °C) = **70,06 V**
- Vmp min de la rama (peor situación, 70 °C) = **630,5 V**
- Vdc min del MPP del inversor = **625 V**

Cantidad máxima de ramas/cadenas en paralelo: **193 ramas/cadenas**

- Isc del panel (peor situación, 70 °C) = Isc de la rama/cadena = **4,2567 A**
- Isc del conjunto de ramas/cadenas en paralelo (peor situación) = **821,54 A**
- Idc MPP máxima del inversor = **825 A**

Grupo de 193 x 9 = **1737 paneles**

- Superficie (incluyendo distancias de separación) = **5076 m²**
- Potencia pico = **521,1 kWp**
- Vmpp = **752,4 V**
- Impp = **694,8 A**

Total de 7 grupos de 1737 paneles = **12.159 paneles**

- Superficie (incluyendo distancias de separación, exclusión y geometría) = **34.861,13 m²**
- Potencia pico nominal = **3.647,7 kWp**
- Potencia máxima entregada por los inversores = **3,5 MW**
- Factor de utilización del techo = **87 %**

Lay Out

Para una mayor organización en el estudio de lay-out, resulta conveniente analizar los aspectos de los tres sectores por separado: el de los paneles solares, el del cableado/barras e inversores, y el de la conexión a la red. A continuación, para poder entender la magnitud de la importancia del lay-out en el proceso de producción solar, se presentan las principales consideraciones que se deben analizar dentro de cada sector, las cuales se ampliarán al tratar la disposición de cada uno en particular.

Para el sector de los paneles, debe tenerse en cuenta por un lado la distribución de los paneles en la superficie, definiendo la ubicación exacta de cada uno teniendo en cuenta la orientación y las conexiones eléctricas para disminuir costos (ver Ilustración 59). A su vez, deberá asegurarse que no haya elementos cercanos que produzcan sombreado sobre los paneles.

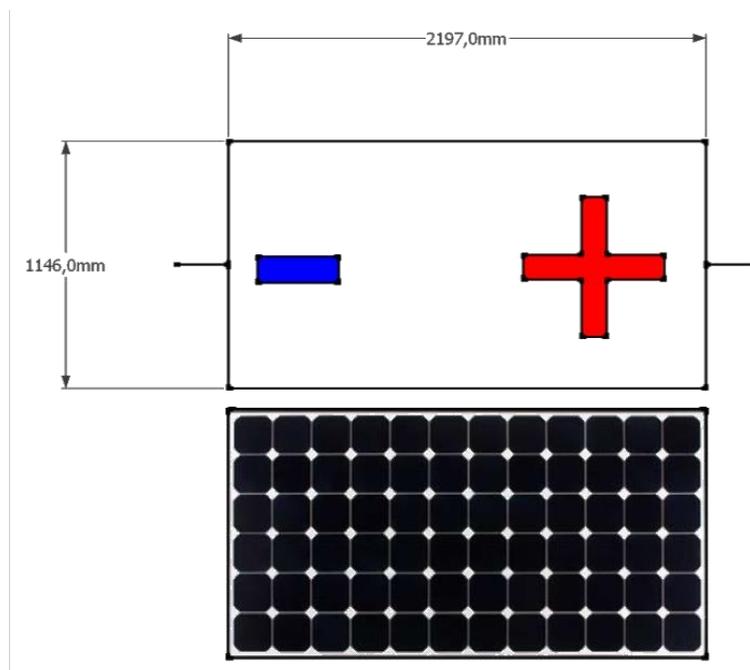


Ilustración 59. Esquema físico-eléctrico (sup.) y vista real (inf.) del panel. Fuente: elaboración propia en Google SketchUp

En el caso del cableado, se deberán identificar las zonas de conexión y los diversos elementos de protección, a la vez que se determinará el lugar físico de los mismos, incluyendo las conexiones. Esto resultará en las longitudes de cada cable a comprar. Se prestará especial atención a las barras de cobre (Ilustración 60), donde se realizarán las conexiones en paralelo de cada grupo, y desde donde saldrá el cable principal hacia los inversores.

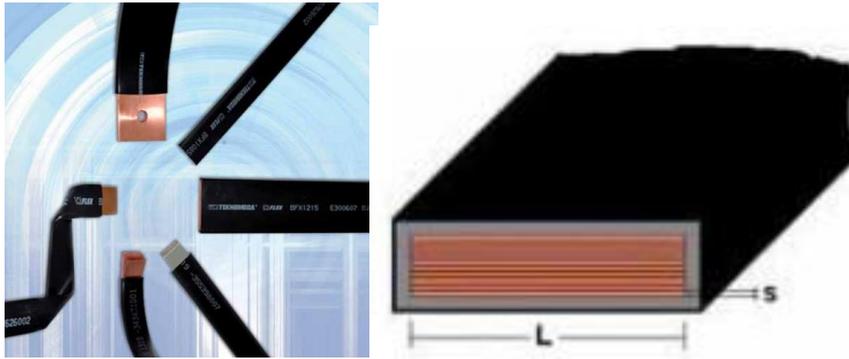


Ilustración 60. Barras de cobre, ejemplos. Fuente: sitio web de empresa proveedora (TeknoMega).

En cuanto a la conexión al SADI, por las complejidades de este tipo de trabajos y el nivel de profundidad de este proyecto, solo se le dará un enfoque a gran escala, con el objetivo principal de obtener los costos a considerar y cerciorarse que no existan impedimentos (es decir, que sea realmente factible). Existen gran cantidad de empresas a nivel nacional (Distrocuyo, por ejemplo, quién además es la transportista regional) que pueden encargarse de este tipo de conexiones, las cuales incluyen los transformadores de 480 V a 33 kV a la salida de los inversores, 1 km de línea en 33 kV y la conexión física al SADI.

Paneles solares

Con el objetivo de identificar las áreas donde es factible instalar los paneles, es necesario identificar las zonas de exclusión (por aire acondicionado, sombreado, etc.). A efectos prácticos, se determinó el área total de exclusión y se restó del área total disponible, no afectando de manera significativa el proyecto ya que por otras limitaciones (inversores y tensiones/corrientes), la cantidad de paneles y por ende la superficie se ven limitadas.

Se realizó un Lay Out esquemático con distintas capas del techo en el software de diseño Google SketckUp, de manera tal de determinar el micrositing de los paneles y los demás elementos (cables, barras, etc.). El primer nivel es un boceto 2D de las dimensiones del techo que se muestran en la Ilustración 61:

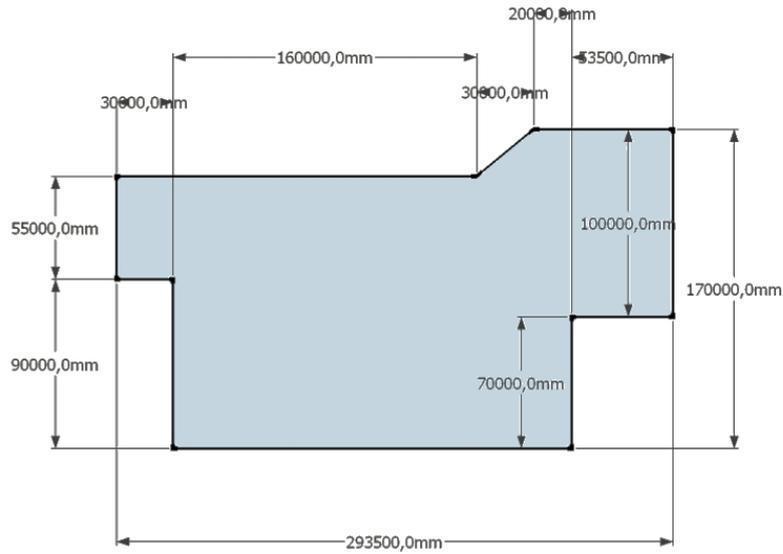


Ilustración 61. Esquema 2D del techo donde se instalará la central solar. Fuente: elaboración propia en Google SketchUp

Teniendo en cuenta los factores de diseño previamente calculados, se usarán 7 inversores, lo que dará lugar a 7 grupos distintos (Ilustración 62), cuyos paneles estarán conectados a dos barras de cobre (busbar) cada uno, positivo y negativo. Tal como se explicó anteriormente, debido a la cantidad de conexiones y a los altos amperajes que se deben manejar, se optó por utilizar barras de cobre frente a cables.

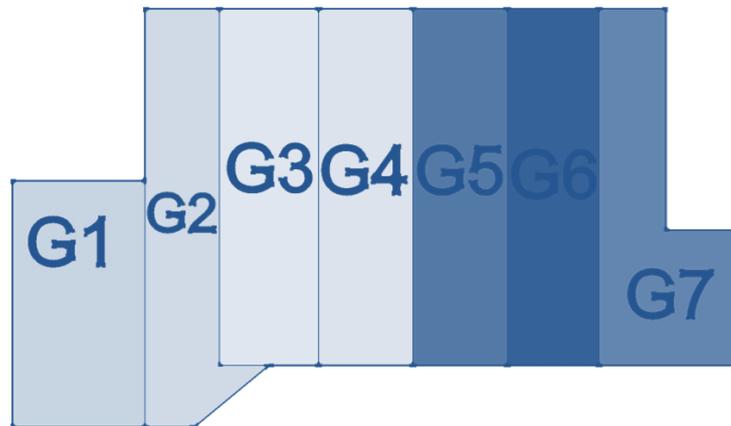


Ilustración 62. Esquema de la distribución de grupos de la central solar. Fuente: elaboración propia en Google SketchUp.

Estos grupos estarán compuestos por 1737 paneles cada uno, los cuales estarán conectados en configuración Serie-9 x Paralelo-193. La conexión en serie puede realizarse sin mayores dificultades, dado los cables propios y conectores que traen los paneles. La geometría específica de cada serie será realizada de tal manera que se

adapte al techo y con el objetivo de minimizar los costos generales de la instalación. Algunos esquemas de conexión se muestran en la Ilustración 63.

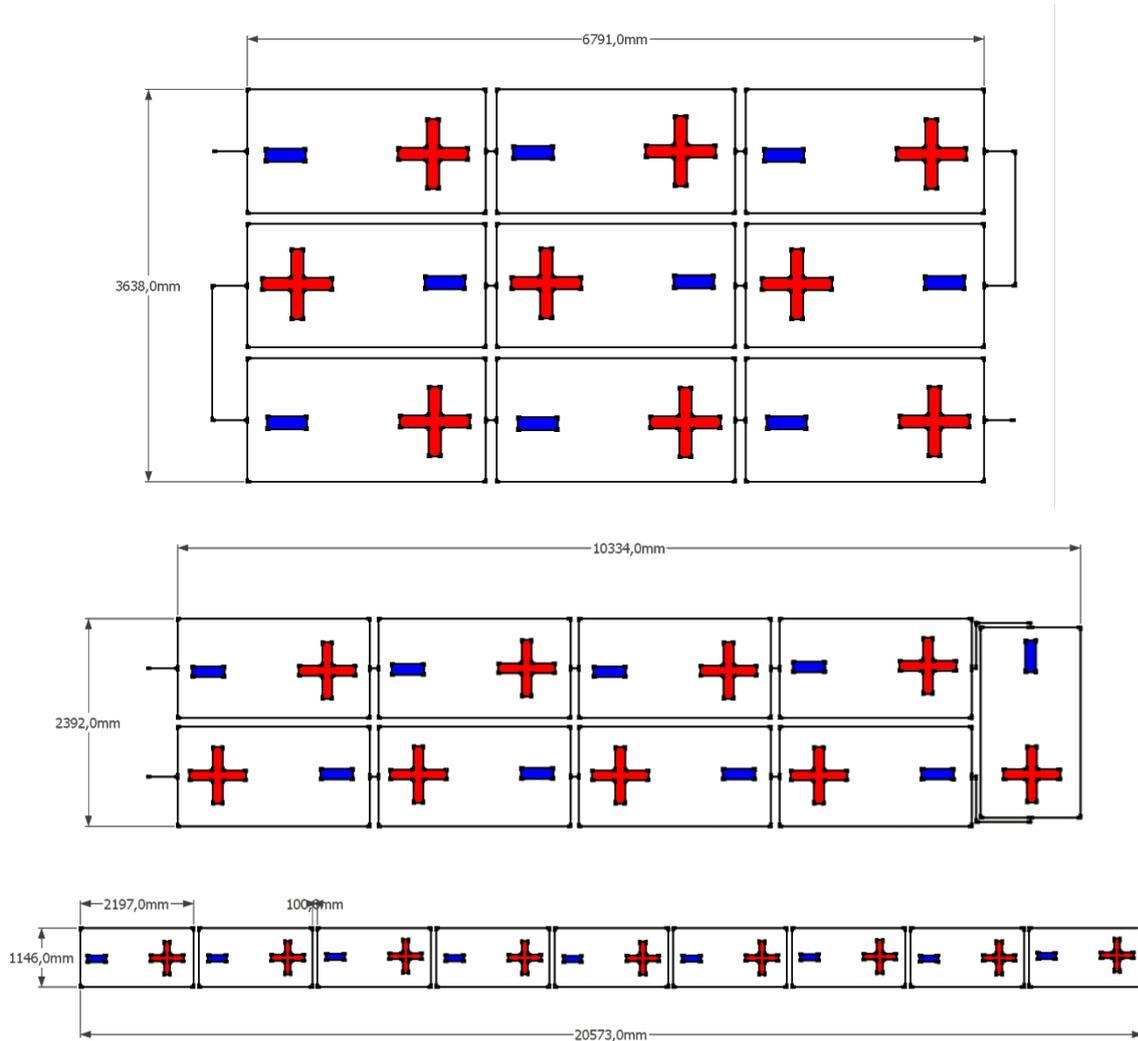


Ilustración 63. Diversas configuraciones de la rama en serie. Fuente: elaboración propia en base a Google SketchUp

De esta forma, quedan configuradas las 7 zonas del techo donde se ubicarán los paneles de cada inversor. Cada zona contará con 2 barras de cobre de 140 metros cada una (a excepción de 2 barras de 100 metros y 1 de 120m) (ver Ilustración 64), para las conexiones de los cables de las ramas en serie. Desde el medio de cada barra (criterio de distribución de cargas para minimizar pérdidas), saldrá un cable hacia el inversor.

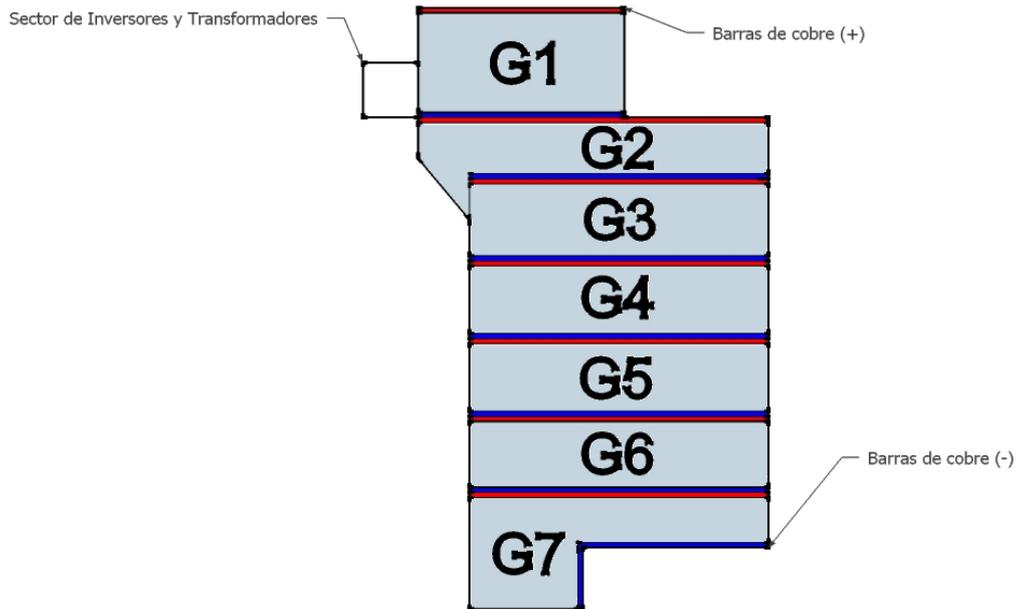


Ilustración 64. Ubicación de las barras de cobre y edificio de inversores/transformadores. Fuente: elaboración propia en Google SketchUp.

Cableado e inversores

De las barras saldrá un cable hacia el edificio de inversores, cable de características especiales por la corriente y tensión que deberán transmitir. Los parámetros de diseño de este cable implican que debe soportar 1100 V y 825 A (CC) en el peor caso posible, por lo cual el cable a utilizar tendrá una sección aproximada de 300 mm². Los cables elegidos son los TERMOLITE de la empresa argentina Cimmet, ya que debido a su material de aislación pueden también funcionar con sobrecargas de emergencia a temperaturas de hasta 130°C y de 250°C en caso de cortocircuito (además de su operación nominal hasta 90°C). Se necesitarán un total de 1.900 metros de este cable, teniendo en cuenta un 5% de sobredimensionamiento por imprevistos. Dicha disposición se puede observar en la Ilustración 65.

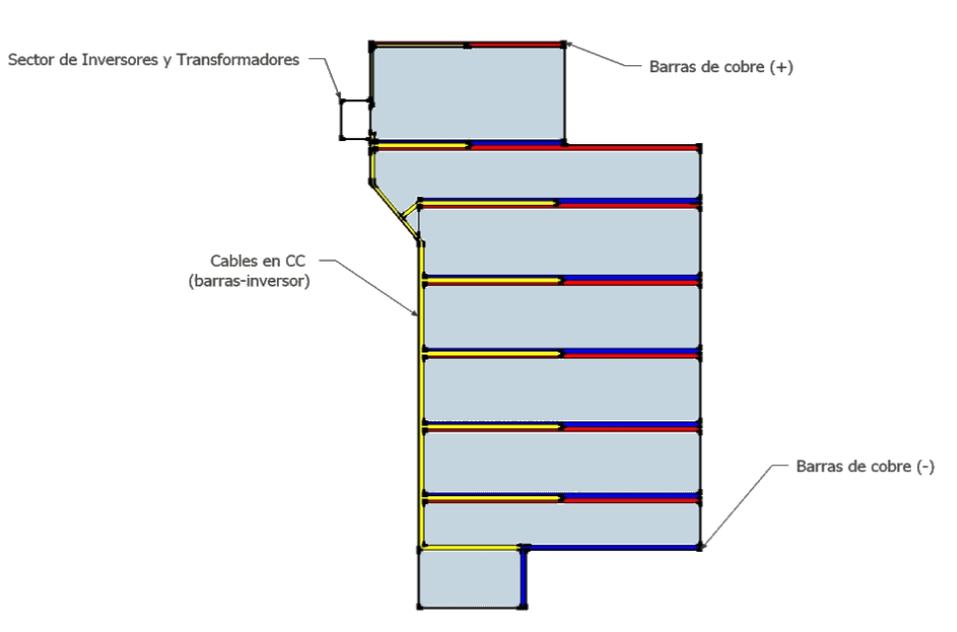


Ilustración 65. Cableado (CC) entre las barras y los inversores. Fuente: elaboración propia en Google SketchUp

Edificio de inversores y transformadores

Los inversores irán alojados en prefabricados de hormigón. Dispondrán de un suelo con capacidad portante suficiente para soportar el peso de los inversores (1861 kg por inversor y 3700 kg por transformador) que vayan a colocarse y un falso suelo (suelo técnico) de unos 40 cm. Será necesario que en el suelo bajo cada cuerpo del inversor haya un hueco mínimo de 0,30 x 0,30 metros que permita el paso del cableado y de aire para una mejor refrigeración. El edificio será de aproximadamente 15 x 20 metros (300 m²) y será realizado por una empresa especializada en el rubro. Los detalles de la disposición del equipo en dicho cerramiento se muestran en la Ilustración 66 a continuación.

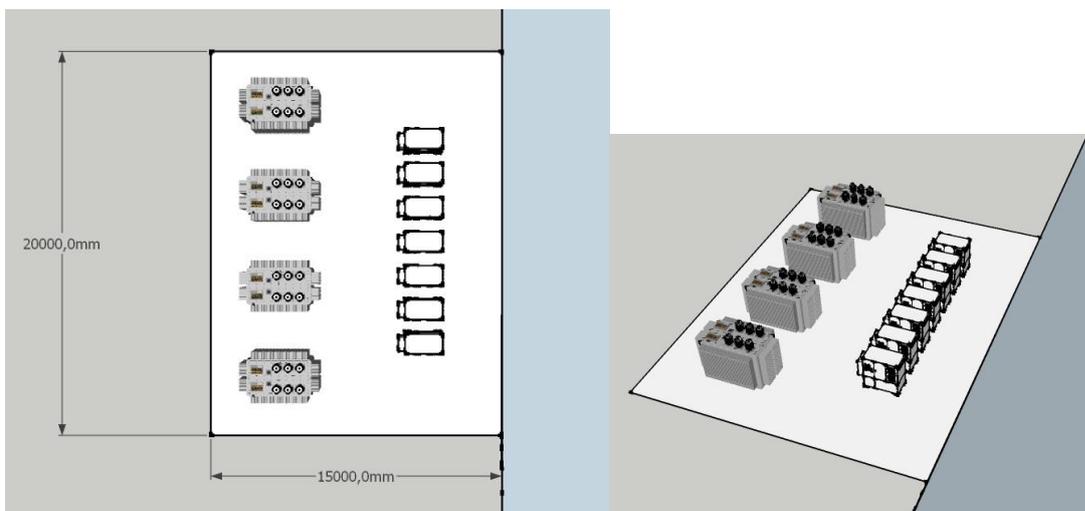


Ilustración 66. Edificio de inversores y transformadores. Fuente: elaboración propia en base a Google SketchUp

Conexión al SADI

De la salida de los transformadores hasta la línea de 33 kV que se encuentra en la calle Dr. Arturo Iliá hay aproximadamente 1 km de distancia por la calle S. Arias (ver Ilustración 67). Tal como se mencionó anteriormente, el nivel de detalle de esta etapa será simplemente aquel que permita asegurar la factibilidad y obtener los costos aproximados. El cableado será subterráneo e irá por debajo de la calle S. Arias, con un costo de 60.000 USD/km de línea.



Ilustración 67. Conexión al SADI, línea en 33 kV (1 km). Fuente: elaboración propia en GoogleEarth.

Presupuesto y cantidad de elementos operativos principales

PANELES e INVERSORES

Ítem	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total
Paneles solares SoloPanel SP3L – 300 W	Un	12159	660 USD	8.024.940 USD
Inversores AE 500NX-1kV [50Hz]	Un	7	121.800 USD	852.600 USD

Tabla 41. Presupuesto y cantidad de paneles e inversores. Fuente: elaboración propia.

PLACAS DE POLICARBONATO

Ítem	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total
Planchas plásticas de Policarbonato ignífugo y protegido UV, 11,6 m x 4,2 m x 4 mm	m2	39.512	6,64	262.514 USD
Perfiles U policarbonato	Un	82	8,51	698 USD
Perfiles H policarbonato	Un	649	8,61	5.587 USD
Fijaciones (tornillos, arandelas de ala grande metálicas y de neopreno, etc.)	glob.	1	5.000	5.000 USD

Tabla 42. Presupuesto y cantidad de placas soporte de policarbonato. Fuente: elaboración propia.

CABLEADO Y OBRA CIVIL

Ítem	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total
Cables auxiliares de conexión de ramas (1,1 kV; 5 A)	m	700		140 USD
Barras de cobre BFX 3X63X1 (1,1 kV; 900 A a 50°C) x 145 m	Un.	14	2.455 USD	34.370 USD
Cables de potencia TERMOLITE S300	m	1900	51 USD	96.900 USD
Línea 33 kV de salida-transformadores a SADI	km	1	62.700 USD	62.700 USD
Elementos de conexión y protección	glob.	1		10.000 USD
Edificio de Inversores/Transformadores	m2	300	280 USD	84.000 USD
Servicios de Seguridad durante obra	glob.	1		40.000 USD

Tabla 43. Presupuesto y cantidad de cables y obra civil. Fuente: elaboración propia.

CELDAS/TRANSFORMADORES

Ítem	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total
Transformador de potencia Nova Miron de 33 kV/480 V; 1200 MVA con accesorios	un	4	25.270 USD	101.080 USD
Celdas de 33 kV	glob.	1		30.453 USD
Tablero de comando, protección y medición	glob.	1		10.095 USD
Sistema de telecontrol	glob.	1		8.825 USD
Sistema de comunicaciones	glob.	1		5.695 USD
Asistencia Técnica	glob.	1		1.000 USD
Apertura LAT 33 kV y vinculación a pórticos	glob.	1		3.167 USD
Ingeniería de detalle	glob.	1		5.000 USD

Tabla 44. Presupuesto y cantidad de elementos para celdas y transformadores. Fuente: elaboración propia.

Planes de venta y producción esperados

Según lo definido en el estudio de mercado, se optará por obtener un PPA a través de la resolución SE 108/11, la cual establece que la totalidad de la energía producida por el parque será inyectada a la red y con prioridad de despacho. En ese contexto, para determinar la energía producida por la central solar deben tenerse en cuenta los paneles, las condiciones solares del lugar, las pérdidas en todo el sistema y los límites de los principales equipos auxiliares (inversores y transformadores).

Condiciones solares del emplazamiento

Mendoza pertenece a la región Cuyana, zona del país favorecida en términos de irradiancia solares, superando los 5 kWh/día.m² de radiación global promedio anual. Los valores de radiación global sobre el terreno se obtendrán del software canadiense RETScreen, cuya fuente para Mendoza es la estación meteorológica del aeropuerto El Plumerillo. La radiación global sobre suelo horizontal se detalla en la **Tabla 45** y en la Ilustración 68.

Mes	Cantidad de días	Irradiancia kWh/día.m ²	Equivalencia horas a 1000 W/m ²
Enero	31	7,40	7,4
Febrero	28	6,59	6,59
Marzo	31	5,60	5,6
Abril	30	4,26	4,26
Mayo	31	3,06	3,06
Junio	30	2,44	2,44
Julio	31	2,68	2,68
Agosto	31	3,53	3,53
Septiembre	30	4,60	4,6
Octubre	31	6,12	6,12
Noviembre	30	7,12	7,12
Diciembre	31	7,52	7,52
Promedio		5,07	

Tabla 45. Condiciones solares de Mendoza (El Plumerillo). Fuente: NASA (a través del software RETScreen)

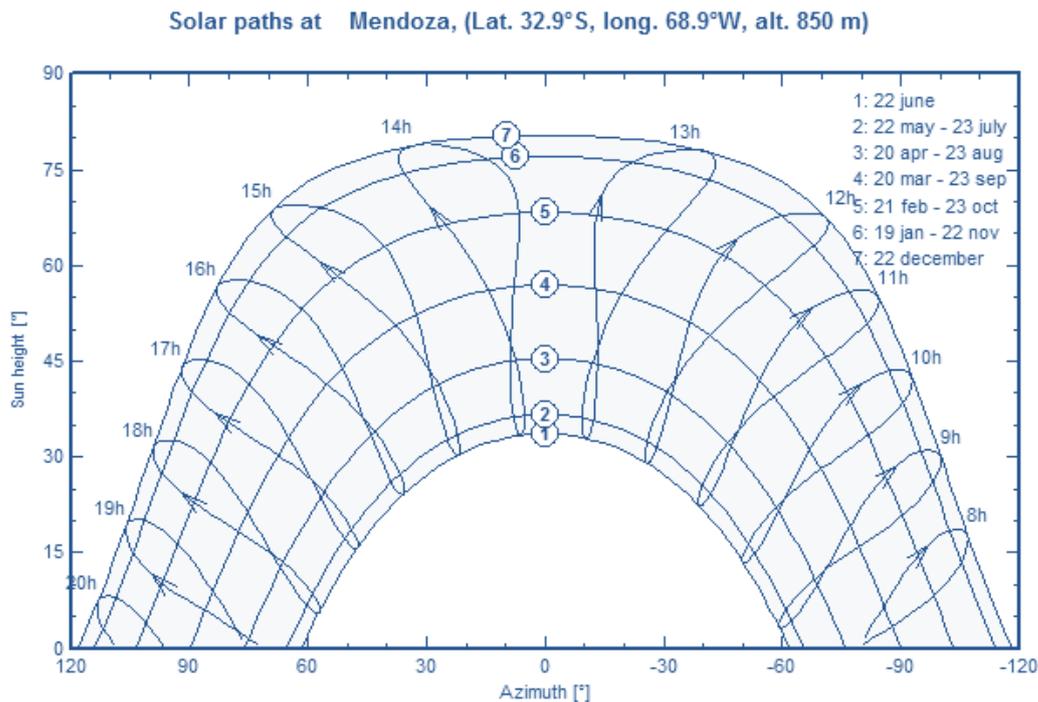


Ilustración 68. Horizonte y camino solar en Mendoza. Fuente: Software PV-SYST.

Cálculo de la producción energética

Producción bruta

La producción bruta de la central solar puede calcularse según las características del recurso solar de su ubicación, la irradiancia global diaria (convertida a cantidad de horas en condiciones estándar, STC), la potencia pico del panel (W_p), la cantidad de paneles y el tiempo de operación (generalmente en base anual). De todas formas, para obtener un grado de certeza mayor debe hacerse un cálculo pormenorizado mes a mes, debido a las variaciones características del recurso solar en las distintas etapas del año. De esta forma se obtiene un plan de producción mensual.

$$\text{Producción} = \frac{\text{Irradiancia} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}} \right)}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}}} \times \text{Potencia del panel} (W_p) \times \text{Cantidad de paneles} \times \text{Días de operación}$$

Ecuación 8. Cálculo de la producción energética bruta de la central solar.

Teniendo en cuenta la irradiancia obtenida de la base de datos de la NASA (mediante el software RETScreen, **Tabla 45**), los 300 W_p de potencia del panel, los 12.159 paneles a instalar y los días por mes de operación, se obtiene una producción anual bruta de **6.749,45 MWh/año** (el resultado detallado puede observarse en la **Tabla 46** y en el **Gráfico 28**). La producción bruta del parque corresponde a la suma de la energía solar teóricamente convertida en eléctrica a la salida de cada panel individualmente, y

constituye el denominador sobre el cual se calculará posteriormente el **Performance Ratio (PR)**, indicador muy importante del desempeño de una central solar fotovoltaica.

Mes	Cantidad de días	Irradiancia global diaria (kWh/m ²)	Producción diaria (MWh)	Producción mensual bruta (MWh)
Enero	31	7,40	26,99	836,78
Febrero	28	6,59	24,04	673,07
Marzo	31	5,60	20,43	633,24
Abril	30	4,26	15,54	466,18
Mayo	31	3,06	11,16	346,02
Junio	30	2,44	8,90	267,01
Julio	31	2,68	9,78	303,05
Agosto	31	3,53	12,88	399,17
Septiembre	30	4,60	16,78	503,38
Octubre	31	6,12	22,32	692,04
Noviembre	30	7,12	25,97	779,15
Diciembre	31	7,52	27,43	850,35
Promedio		5,07	18,52	562,45

Tabla 46. Producción de energía bruta de la central solar. Fuente: elaboración propia.

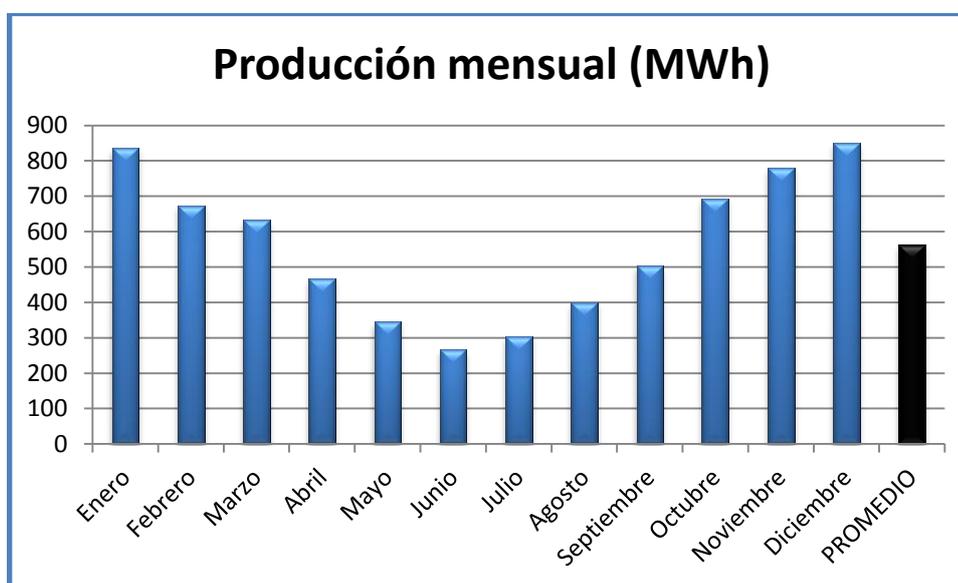


Gráfico 28. Producción de energía bruta de la central solar. Fuente: elaboración propia.

Pérdidas en la instalación

La instalación cuenta con una **potencia de inyección a red máxima de 3,5 MW**, determinada por la capacidad de salida de los inversores. Como se explicará a continuación, las pérdidas en el sistema serán la causa principal por la cual la central solar generará **5.326,75 MWh netos**, a lo largo de un año. Esto es una consecuencia de considerar las pérdidas en los distintos equipos auxiliares, como también la pérdida

por disminución de irradiancia y ángulo solar. La producción bruta esperada, tal como se calculó antes, es de **6.749,45 MWh**.

Pérdidas en el Cableado y barra DC

Las pérdidas en el cableado de corriente directa (que interconecta los paneles con el inversor) son generadas por la resistencia del propio cable conductor y de la barra conductora. Estas pérdidas son por efecto joule, y dicha energía se disipa en forma de calor a lo largo del recorrido.

Pérdidas en Switchbox

Al igual que las pérdidas en el cableado de corriente continua, las uniones de conductor y los distintos elementos de seguridad (disyuntores, fusibles) generan una resistencia al paso de la corriente lo que provoca pérdidas de energía por disipación térmica (efecto joule).

Pérdidas en el Inversor

Las pérdidas en el inversor están dadas por dos factores: El primero es la propia ineficiencia del mismo, que para el modelo seleccionado es de 97.8% (pico, normal de 97%), por lo que las pérdidas oscilarán entre 2.2% y 3% .El segundo foco de pérdida consiste en errores en el seguimiento del punto de máxima potencia. El inversor se conecta a los módulos fotovoltaicos a través de un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia que varía con las condiciones ambientales. El rendimiento del inversor en el seguimiento del punto de máxima potencia es del 95%, por lo que las pérdidas serán del 5%.

Pérdidas en el cableado AC

Al igual que en el cableado DC ocurren por efecto joule.

Pérdidas en el Transformador

Son propias del rendimiento del transformador, las mismas ocurren por pérdidas en los bobinados y hierros.

Pérdidas por polvo y suciedad

Pérdidas debido a la deposición de polvo y suciedad sobre los módulos situados a la intemperie, que disminuyen la energía solar captada y por lo tanto la energía generada.

Pérdidas angulares y espectrales

La potencia nominal del módulo viene dada según condiciones estándar de medida, CEM, que supone que los rayos inciden perpendicularmente a la superficie del módulo y que el espectro de la radiación es AM 1,5G. El hecho de que los rayos incidan con otro ángulo distinto implica pérdidas energéticas del orden de un 2%.

Pérdidas por temperatura

En los módulos fotovoltaicos se producen pérdidas al aumentar su temperatura de operación, dependiendo esta de la ubicación de la planta y de las condiciones ambientales. Para minimizar estas pérdidas se deben seleccionar módulos de bajo coeficiente de pérdidas por temperatura.

Otras pérdidas

Se estiman pérdidas en los conectores, cableado, resistencia del panel y inexactitudes en las pérdidas antes establecidas.

En resumen las pérdidas se muestran en la Tabla 47 y en el Gráfico 29:

Pérdidas %	
Pérdidas en cables y barras Dc	2.00%
Pérdidas en cables AC	1.00%
Pérdidas Switchbox	1.00%
Pérdidas de Inversor	8.00%
Pérdidas de Transformador	3.00%
otros	1.00%
<i>pérdidas por polvo y suciedad</i>	2.50%
<i>pérdidas por temperatura en verano</i>	3.00%
<i>pérdidas por temperatura otoño</i>	1.00%
<i>pérdidas por temperatura en invierno</i>	0.50%
<i>pérdidas por temperatura primavera</i>	2.00%
<i>pérdidas espectrales verano</i>	0.00%
<i>pérdidas espectrales otoño</i>	1.00%
<i>pérdidas espectrales invierno</i>	2.00%
<i>pérdidas espectrales primavera</i>	0.50%
Total mes Verano (dic-ene-feb)	21.50%
Total mes Otoño (mar-may-jun)	20.50%
Total mes Invierno (jul-ago-sep)	21.00%
Total mes Primavera (oct-nov-dic)	21.00%

Tabla 47. Pérdidas diferenciadas en la instalación. Fuente: elaboración propia en base a estándares de la industria.

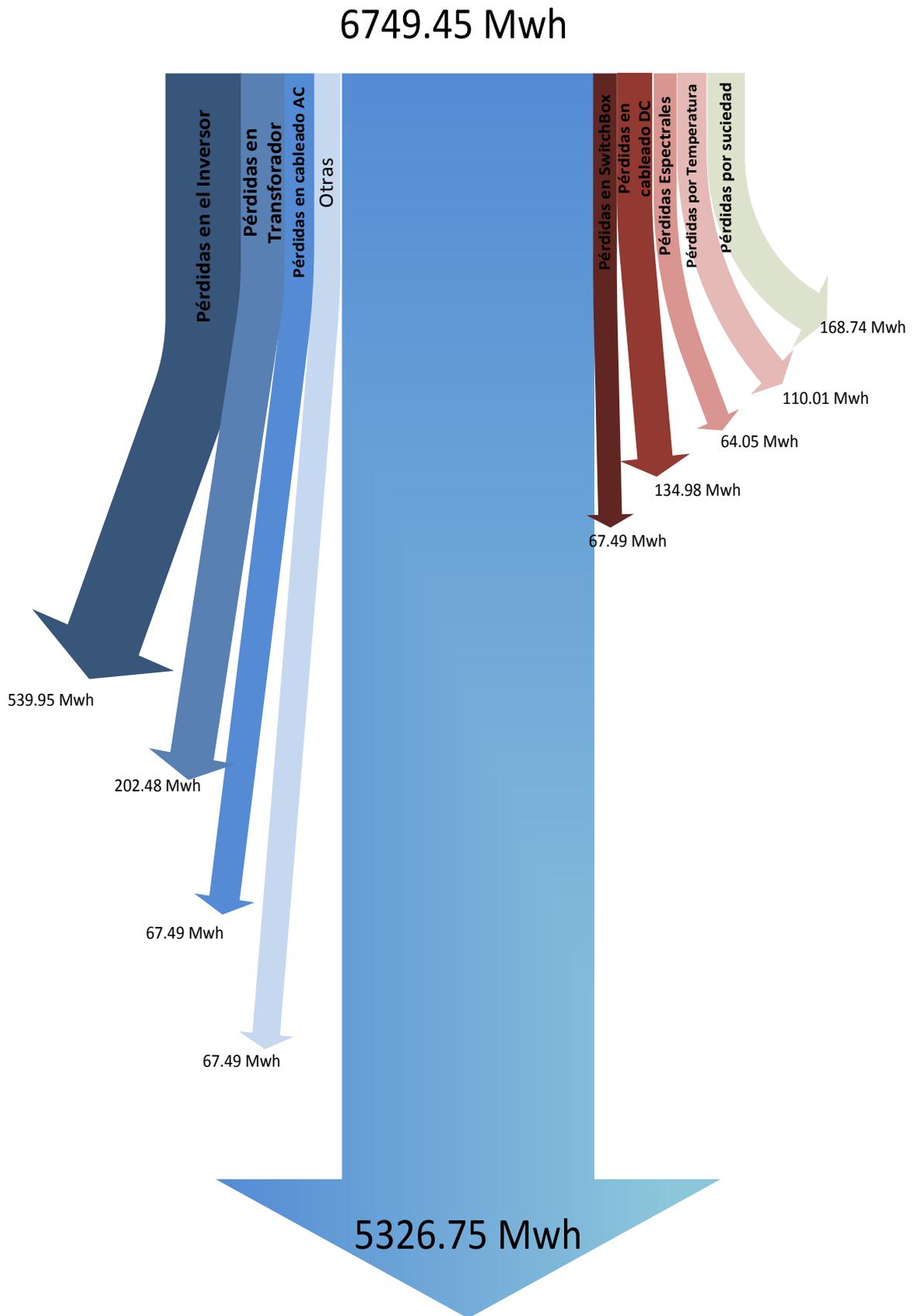


Gráfico 29. Pérdidas en la instalación. Fuente: elaboración propia en base a datos calculados.

Producción neta de energía

La energía solar captada por los paneles y convertida en eléctrica debe atravesar distintas etapas antes de poder inyectarse a la red para su comercialización. En primer lugar, partiendo desde un panel individual, la energía debe transportarse hasta la barra colectora de paralelos, de ahí hasta los inversores, donde se convierte la corriente continua en alterna, luego a la celda del transformador donde se eleva su tensión de 440 V hasta 33 kV, y finalmente hasta la conexión física al SADI, a 1 km de distancia de la salida de los transformadores. En todo este proceso descrito ocurren las pérdidas mencionadas en el apartado correspondiente, resultando en una merma energética de aproximadamente 21% en promedio, obteniéndose así la producción neta que se detalla en la Tabla 48.

Mes	Producción neta (MWh)
Enero	656,87
Febrero	528,36
Marzo	497,09
Abril	370,61
Mayo	275,09
Junio	212,27
Julio	239,41
Agosto	315,34
Septiembre	397,67
Octubre	546,71
Noviembre	615,53
Diciembre	671,78
TOTAL	5326,75
PROMEDIO	443,90

Tabla 48. Producción de energía neta de la central solar. Fuente: elaboración propia.

Indicadores de rendimiento de la instalación

Performance Ratio (PR)

La calidad de una planta de energía fotovoltaica puede ser evaluada mediante su Performance Ratio (PR). El PR generalmente se expresa como un porcentaje y puede utilizarse para comparar los sistemas fotovoltaicos independientemente del tamaño y recurso solar. La PR puede expresarse como:

$$PR = \frac{\text{Energía entregada a la red (kWh)}}{\text{Energía solar captada (kWh) en el plano}} = 1 - \text{pérdidas del sistema (\%)}$$

Ecuación 9. Determinación del Performance Ratio (PR).

Al normalizar con respecto a la irradiación, el PR cuantifica el efecto global de las pérdidas en la potencia nominal y permite una comparación entre sistemas fotovoltaicos de diferentes lugares. Una planta con un PR alto es más eficiente en la conversión de la radiación solar en energía útil. El PR de una planta puede obtenerse usando simulaciones, o alternativamente puede ser calculado para una planta en funcionamiento midiendo la irradiación, temperatura ambiente, velocidad del viento, temperatura del módulo, voltaje y corriente durante un período de tiempo dado.

Dado que las pérdidas de las centrales solares fotovoltaicas varían según las condiciones del entorno a lo largo del año, el PR también varía. Un PR entre 77% en verano y 82% en invierno (con un promedio anual de 80%) no sería raro para una central solar fotovoltaica bien diseñada y que no esté funcionando en condiciones de alta temperatura ambiente (IFC, 2011).

Mes	Producción bruta (MWh)	Pérdidas totales (%)	Producción neta (MWh)	PR
Enero	836,78	21,50%	656,87	0,785
Febrero	673,07	21,50%	528,36	0,785
Marzo	633,24	21,50%	497,09	0,785
Abril	466,18	20,50%	370,61	0,795
Mayo	346,02	20,50%	275,09	0,795
Junio	267,01	20,50%	212,27	0,795
Julio	303,05	21,00%	239,41	0,79
Agosto	399,17	21,00%	315,34	0,79
Septiembre	503,38	21,00%	397,67	0,79
Octubre	692,04	21,00%	546,71	0,79
Noviembre	779,15	21,00%	615,53	0,79
Diciembre	850,35	21,00%	671,78	0,79
PROMEDIO TOTAL			5326,75	0,79

Tabla 49. Cálculo mensual del Performance Ratio (PR). Fuente: elaboración propia.

La Tabla 49 representa un cálculo estimativo elaborado a partir de un desarrollo teórico de las pérdidas, siendo el mismo una aproximación que sirve como herramienta de pronóstico. Tal como puede observarse, la central solar evaluada en este proyecto tiene un **PR** promedio de **79%**, el cual se ubica dentro del rango

esperable. De todas formas, para corroborar los valores obtenidos se realizó una simulación utilizando el software PV-SYST, el cual arrojó un valor de producción total neta de **5.320,74 MWh/año** (el resumen de dicha simulación puede encontrarse en los anexos). Tal como puede observarse, el valor representa una desviación del **-0,11%**, valor considerado aceptable dentro de las incertidumbres propias para un proyecto como este.

Factor de capacidad

El factor de capacidad de una planta fotovoltaica es la relación de la salida real en un período de un año y su salida si hubiera operado a potencia nominal (**Wp instalados**) durante todo el año, tal como se describe por la fórmula:

$$CF = \frac{\text{Energía real generada en un año} \left(\frac{kWh}{\text{año}} \right)}{8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \times \text{Capacidad instalada (kWp)}}$$

Ecuación 10. Determinación del Performance Ratio (PR).

Esto es suponiendo que la planta funciona a su máxima capacidad las 24 horas, los 365 días del año.

Para una central solar, el valor **factor de capacidad (CF)** es bajo, debido a que por la propia naturaleza de la tecnología la producción será durante las horas de luz (máximo 12 horas de luz por día), con lo cual la energía real producida ya cae a un valor inferior al 50% de la capacidad instalada.

Además, durante las horas de luz, **la irradiancia solar no es constante** sino que aumenta hacia el mediodía (hasta llegar al su punto máximo) y luego decrece a medida que el sol se pone, lo que hace variar la producción del panel. Los valores de la irradiancia varían con el lugar geográfico, las condiciones meteorológicas y la época del año.

Para el proyecto actual se calculó el factor de planta como se muestra en la Tabla 50 a continuación.

Energía real producida	5326,745 MWh
Energía producida según capacidad instalada	31953,85 MWh
Factor de Planta	16,67%

Tabla 50. Cálculo del Factor de Capacidad (FC). Fuente: elaboración propia.

El valor obtenido es un valor estándar para las instalaciones fotovoltaicas. En teoría, dicho valor puede aumentar si se consideran equipos de almacenamiento de cargas, tales como baterías, paneles más eficientes, y localidades con mayor índice de radiación solar.

Rendimiento específico (Specific Yield)

El "rendimiento específico" (kWh/kWp) es la energía total anual generada por kWp instalado. A menudo se lo utiliza como ayuda para determinar el valor financiero de una configuración específica de paneles de una central solar, y comparar los resultados operativos de diferentes tecnologías y sistemas. El rendimiento específico de una planta depende de:

- La irradiación total anual que cae en el plano colector. Esto puede aumentarse determinando la inclinación óptima de los módulos o mediante el empleo de la tecnología de seguimiento. De todas formas, en este proyecto, los paneles se encuentran simplemente apoyados sobre el techo (ángulo de inclinación de 0º)
- El rendimiento del módulo, incluyendo la sensibilidad a altas temperaturas y niveles de luz bajos.
- Las pérdidas del sistema, incluyendo el tiempo de inactividad del inversor.

Rendimiento Específico

$$= \frac{\text{Energía generada en un año} \left(\frac{kWh}{\text{año}} \right)}{\text{Capacidad instalada generadora (kWp)}}$$

Ecuación 11. Determinación del Performance Ratio (PR).

Si bien algunos fabricantes afirman que sus paneles tienen un rendimiento específico kWh/kWp mucho más alto que sus competidores, estudios independientes para determinar la divergencia entre la potencia pico real y nominal de potencia, y para corregir otras distorsiones técnicas, tienden a mostrar mucha menos diferencia (Utility Scale Solar Power Plants, IFC, 2012). Para este proyecto, dichos valores se muestran en la Tabla 51.

Energía real producida	5.326.745 kWh
Capacidad instalada	3647,7 kWp
Rendimiento específico	1460,3 kWh/kWp

Tabla 51. Cálculo del Rendimiento Específico. Fuente: elaboración propia.

Etapas de instalación y programa de evolución del proyecto.

La etapa de instalación se llevará a cabo como se muestra en la Tabla 52.

Name	Begin date	End date	Duration
• Elaboración proyecto técnico	1/2/12	2/10/12	30
• Solicitudes y autorizaciones previas	2/13/12	3/2/12	15
• Estudios Eléctricos	2/13/12	3/9/12	20
• Licencia ambiental	3/12/12	4/6/12	20
• Autorización ENRE	3/12/12	5/11/12	45
• Estructuración financiera	5/14/12	6/15/12	25
• Transporte paneles e inversores	6/18/12	7/5/12	14
• Instalación paneles	7/6/12	11/8/12	90
• Obra civil edificio inversores	7/6/12	8/23/12	35
• Instalación inversores y transformadores	8/24/12	10/9/12	33
• Construcción 1 km LMT 33 kV	7/6/12	9/27/12	60
• Conexiones eléctricas	11/9/12	11/29/12	15
• Testeo y puesta en marcha	11/30/12	12/27/12	20

Tabla 52. Etapas de Instalación. Elaboración propia en Gantt Project.

El pliego de especificaciones, diseño de la central, construcción y puesta en marcha de la misma llevará aprox. **1 año de trabajo**, comenzando las obras a principios del mes de Enero, concluyendo en la última semana de Noviembre. El proceso de construcción durará alrededor **de 3 meses** sin incluir los tiempos de adquisición de los equipos.

Las tareas claves que demandan mayor tiempo de trabajo son la propia instalación de los paneles en el techo del hipermercado Libertad, la construcción del tramo de línea para la interconexión al SADI de aproximadamente 1 km y la adquisición de las autorizaciones necesarias otorgadas por el ENRE, CAMMESA y otros organismos nacionales y provinciales con competencia.

Mano de obra

Generalmente este tipo de proyectos son poco intensivos en mano de obra. La instalación realizada en el **hipermercado Libertad**, en la provincia de Mendoza, fue diseñada para operar con un proceso altamente automatizado. No se requiere la intervención de mano de obra directa para la producción de energía, sin embargo se deberán realizar inspecciones frecuentes tanto para mantenimiento preventivo de los inversores y transformadores como también de la instalación en general. Una de las ventajas principales de los equipos seleccionados (inversores y transformadores) es que disponen de recolección de información y control por internet, por lo cual se puede acceder en tiempo real al estado de estos equipos.

Por último se necesitará de una mínima cantidad de operarios para la instalación de los paneles solares. Estos mismos vienen listos para montar y poseen conectores estándares y cables serie/paralelo ya integrados, por lo que su colocación consiste en el pegado y enchufado acorde a la disposición ya mencionada.

El tiempo promedio de instalación por panel es de 74 minutos, lo que permite colocar 1 panel en 1,1 horas. El proyecto cuenta con **12159 paneles** a ser instalados más **4 transformadores y 7 inversores**.

La mano de obra se dimensionara para tener los paneles y demás equipos instalados y **funcionando en 3 meses**, para lo cual se necesitaran **14 operarios**, a esto se le suma medio mes de controles y puesta en marcha con una utilización de 4 operarios y dos técnicos supervisores. En la Tabla 53 se detallan los tiempos de instalación de cada sector:

Instalación de central	Paneles	Transformadores	Inversores	Equipo DC	Equipo AC	Mediciones y control
Tiempo de instalación c/u horas	1.11	30	20	56	56	40
Cantidad	12159	4	7	1	1	1
Tiempo neto de instalación horas	13510	120	140	56	56	40
Suplemento 25%	16887.5	144	168	67.2	67.2	48
Días neto de trabajo	88	5	6	3	3	2
Operarios	12			2		
Total horas hombre	17381.9					
Horas jornada laboral por día	8					
Días de trabajo (de 16 horas)	1086.37					
Turnos de trabajo	2					
Tiempo de ejecución	90					
Número de trabajadores por turno	7					
Cantidad total de trabajadores	14					

Tabla 53. Requerimientos de Mano de Obra para la instalación. Fuente: Elaboración propia.

Estructura de la Organización

A continuación se muestra la Ilustración 69 que consiste en un organigrama jerárquico donde se observan los roles necesarios en la organización.

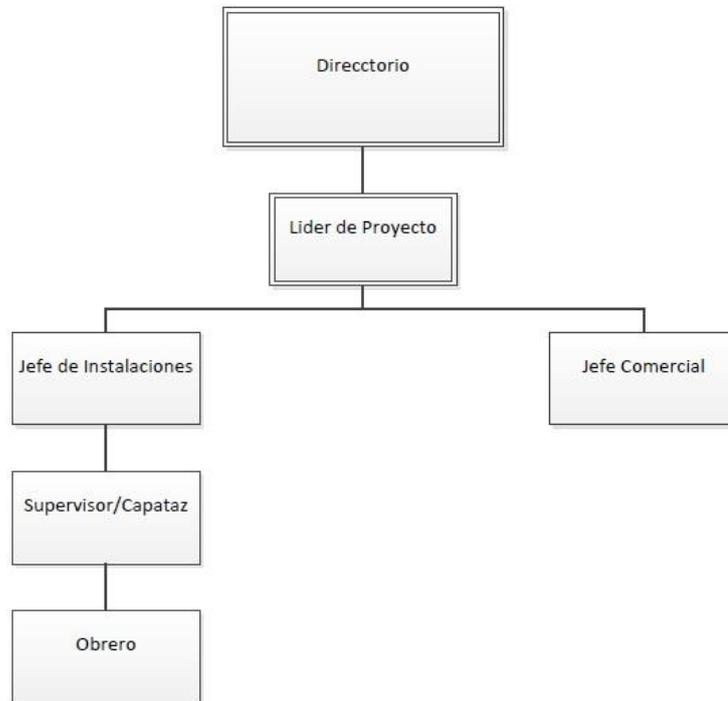


Ilustración 69. Estructura de la Organización. Fuente: elaboración propia.

Cronograma de ejecución

En la Ilustración 70 se muestra un diagrama Gantt en el cual se detalla el camino crítico de ejecución de las tareas.

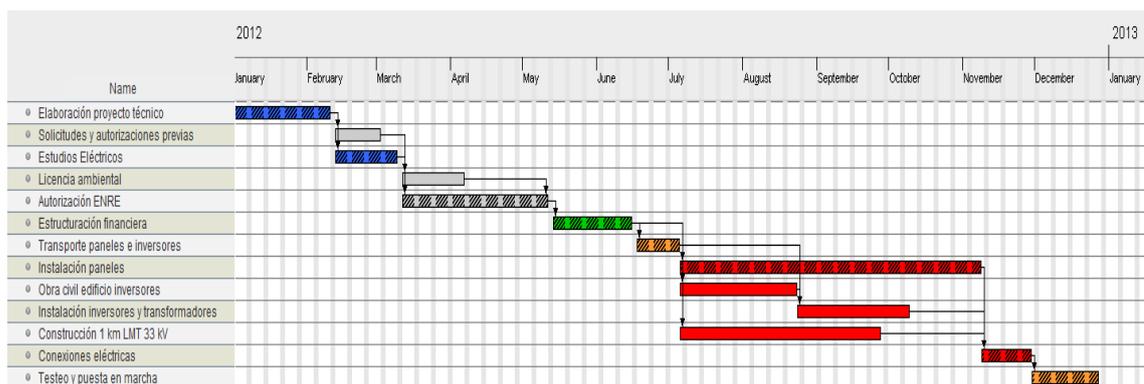


Ilustración 70. Cronograma Gantt. Fuente: elaboración propia en Gantt Project.

Análisis Renovación de Equipos.

SoloPower garantiza para sus paneles una vida útil de 25 años con una potencia mínima del 90% de la potencia nominal para los años 1-10 y del 80% para los años 11-25. Además los equipos traen una garantía de 5 años contra fallas de material y

fabricación. Por otro lado los equipos inversores fueron elegidos y dimensionados por su robustez, por lo cual realizando las practicas propias de mantenimiento se prevé que duraran 20 años, garantía provista por el fabricante. Por otro lado los transformadores deberán ser controlados y se les aplicará un mantenimiento preventivo, con lo cual se estima que duraran unos 20 años. Sin embargo, los elementos de fijación (pegamento) que se utiliza para fijar los paneles a la estructura pueden sufrir deterioro, por lo que se aconseja su revisión y reacondicionado cada 5 años. El resto de los equipos, (fusibles, disyuntores, equipos de seguridad, etc.) no representan un costo significativo en la instalación por lo cual serán reemplazados en la medida que sea necesario.

Operaciones y Mantenimiento

En comparación con la mayoría de otras tecnologías para la producción de energía, las instalaciones fotovoltaicas tienen un **bajo costo** mantenimiento y requerimientos de servicio. Sin embargo, el mantenimiento adecuado de una instalación fotovoltaica es esencial para optimizar el **rendimiento energético** y **maximizar la vida útil** del sistema. El mantenimiento consiste en:

Mantenimiento programado o preventivo:

Es planificado de antemano y destinado a prevenir la ocurrencia de defectos, así también como para mantener la operación de la planta en su nivel óptimo.

Mantenimiento no programado:

Se lleva a cabo en respuesta a los fallos una vez que estos ocurren

Mantenimiento programado, generalmente incluye:

- Limpieza de los módulos.
- Comprobación de la integridad del cableado y de las conexiones.
- Comprobación del estado de los fusibles y disyuntores.
- Servicio del Inversor.
- Inspección de la integridad mecánica de las estructuras de montaje.
- Balance de rutina del servicio de la instalación / inspección.

Requisitos comunes de mantenimiento no programados son:

- Apriete las conexiones de cables que se han aflojado (barra)
- Sustitución de los fusibles quemados.
- Reparación de daños causados por rayos.
- Reparación de equipo dañado por intrusos o durante la limpieza del módulo.
- La rectificación de control de supervisión y adquisición de datos
- Reparación de defectos de montaje de la estructura.
- La rectificación de fallos en el sistema de seguimiento.

Se debe prestar atención a la selección del contratista de operación y mantenimiento (O & M) y en la redacción del contrato para asegurar que las tareas de mantenimiento sean completas y **periódicas**, en pos de optimizar el rendimiento de la planta. Luego de la construcción, una vez que el proyecto se pone en servicio, es normal que el contratista haga un relevamiento de la instalación y un **plan de mantenimiento** para garantizar el rendimiento de la instalación.

Tamaño del proyecto

El tamaño de la central solar es el valor total que resulta de la suma de las potencias pico de todos los paneles solares conectados. Debido al marco regulatorio, que implica la venta de toda la energía producida por la central a una tarifa fija y con prioridad de despacho, el objetivo debe ser maximizar la producción, por lo cual se aprovechará al máximo la superficie disponible. Resulta entonces que el tamaño del proyecto será limitado por el máximo aprovechamiento del techo elegido en localización y otros factores técnicos (en especial la cantidad de paneles por inversor).

Panel solar:	SoloPanel SP3L – 300 W , fabricado por SoloPower (EEUU)
Inclinación:	< 3º, paralelo al plano del techo (cuasi horizontal).
Cantidad:	12.159 paneles , 7 grupos de 193 ramas en paralelo y 9 paneles en serie.
Potencia pico:	3.647.700 Wp (paneles), output máximo limitado a 3,5 MW en AC.
Inversores:	AE 500NX-1kV [50Hz], fabricado por Advanced Energy (EEUU)
Cantidad y potencia:	7 inversores de 500 kW de output cada uno, total de 3,5 MW .
Transformadores:	4 transformadores Nova Miron de 1200 kVA (total de 4200 kVA)
Elementos auxiliares:	Cables, Switchboxes, interruptores, disyuntores, desconectores, puesta a tierra, etc.
Localización:	Hipermercado Libertad en Godoy Cruz, Mendoza.
Superficie del proyecto:	40.000 m ² de techo, 34.900 m² netos utilizados (87%), 30.613 m ² netos de paneles
Potencia:	3,5 MW netos de output (3,65 MWp según paneles).
Radiación solar media:	5,07 kWh/m² por día (promedio anual para Aeropuerto El Plumerillo, a 12 km)
Producción anual:	6749,45 MWh brutos; 5326,75 MWh neta vendida (21% pérdidas globales promedio)
Factor de capacidad:	16,67% (calculado como producción neta sobre potencia pico por 8760 horas/año)
Conexión a red:	A la red de 33 kV (MT) mediante transformadores (440 V a 33 kV)
Operador de la red:	Distrocuyo

Bibliografía del Capítulo II

AE, a. e. (2012). *Solaron 500C*.

BlueSky. (2011). *BlueSky*. Recuperado el 2012, de What is the Maximun Power Point Tracking (MPPT) and how it works?: http://www.blueskyenergyinc.com/uploads/pdf/BSE_What_is_MPPT.pdf

CAMMESA. (2012). *CAMMESA*. Obtenido de <http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>

CivicSolar. (2012). *Civic Solar*. Recuperado el 2012, de Civic Solar: <http://www.civicsolar.com/resource/central-inverters-or-microinverters>

Corfo. (2012). *Centro de energías renovables*. Obtenido de <http://cer.gob.cl/tecnologias/solar/fotovoltaica-pv/thin-film/>

Cortés, G., & Batet, L. (2011). *Energy Technology*. Barcelona (UPC).

Edenor. (2012). *Edenor*. Obtenido de <http://www.edenor.com/cms/SP/CLI/home.html>

Google, M. (2012). *Google Maps*. Obtenido de <http://maps.google.com.ar/>

IEA, T. (2011). Obtenido de <http://www.iea.org/topics/solarpvandcsp/>

IFC. (2011). Utility Scale Solar Power Plants. En I. f. IFC, *Utility Scale Solar Power Plants*.

Nova, M. (2012). *NOVA MIRON*. Recuperado el 11 de 2012, de <http://www.novamiron.com.ar/>

NREL. (s.f.). *High efficiency Thin film CdTe and a-Si based solar cells*. Obtenido de <http://www.nrel.gov/docs/fy00osti/27666.pdf>

NREL. (2011). *High efficiency Thin film CdTe and a-Si based solar cells*. Obtenido de <http://www.nrel.gov/docs/fy00osti/27666.pdf>

País, E. (Enero de 2011). *El País*. Obtenido de <http://elpais.com/>

RETscreen. (2012). RETscreen. <http://www.retscreen.net/>.

SEIA. (2012). *Solar Energy Industries Association*. Obtenido de <http://www.seia.org/>

SoloPower. (2012). *Solo Power Inc*. Obtenido de <http://solopower.com/our-difference/engineering-design/>

SoloPower. (2012). *SP3L*. SoloPower Inc.

Worden, J., & Zuercher-Martinson, M. (2012). *How Inverters Work*. Solarpro.

•

CAPÍTULO III: ESTUDIO ECONÓMICO Y FINANCIERO

Resumen del Capítulo III

En el presente capítulo se desarrolla el estudio económico y financiero del proyecto. La finalidad del mismo consiste en decidir si resulta conveniente el desarrollo del proyecto en base a la evaluación de determinados criterios cuantitativos, a los cuales se llega luego de la realización de análisis de diversa profundidad.

Al realizar el análisis económico, se comienza analizando las inversiones requeridas para darle forma al proyecto y los costos que surgen de y para su operación. Posterior a ello, se realiza el cuadro de resultados, el cual permite obtener los valores de las utilidades, uno de los parámetros económicos más importantes a tener en cuenta.

Por su parte, el estudio financiero comienza con un profundo análisis de la financiación, el cual sirve como base para el posterior desarrollo de los aspectos financieros restantes, y luego se analiza el impacto financiero de los impuestos y de los diversos beneficios fiscales para la energía solar. Habiendo analizado estos ítems, se llega al cálculo de los flujos de fondo, tanto el del proyecto como el del inversor, los cuales son fundamentales para analizar el atractivo del proyecto. Con toda la información obtenida y usando el método de CAPM, se calcula la tasa de descuento, la cual se utiliza para poder desarrollar los criterios de evaluación de proyectos. Entre ellos se encuentra el VAN, la TIR, la TOR, el apalancamiento y el período de repago. El análisis de los mismos permitirá determinar la viabilidad o no del proyecto.

Dado que la mayor parte de los valores tratados en el proyecto se encuentran en dólares (o atados al mismo), se utilizó dicha moneda para expresar todos los cálculos. Los valores en pesos fueron convertidos a la tasa de cambio de cada año, utilizando las proyecciones de la cátedra “Evaluación de Proyectos de Inversión” del ITBA de 2012. Se dejó de lado el análisis del impacto de la inflación en pesos, por la primacía de valores en dólares recién mencionada, por la poca influencia de los costos operativos que deben ajustarse en pesos y también por cuestiones de complejidad limitada al alcance de este proyecto. De todas formas, sí fue considerada una inflación anual promedio en dólares para ajustar todos los costos operativos.

Caso Base

A continuación se listan los parámetros utilizados para definir el caso base, principal objeto de estudio de este trabajo. Estos se encuentran definidos en el **panel de control de variables**.

Panel de control de variables

El Excel perteneciente a este capítulo está diseñado para poder modificar las variables de entrada de manera tal de obtener diferentes resultados para distintos escenarios.

Todas las variables que son susceptibles de ser modificadas se encuentran indicadas con su color correspondiente en la pestaña VARIABLES (ver Tabla 54). Entre otras cosas, es posible modificar lo siguiente:

- el precio al cuál se venderá la energía (en USD/MWh)
- precio por reducción de CO₂
- los costos asociados al derecho de uso del techo
- estructura de financiamiento (70% deuda y 30% equity para el caso base)
- tasas de interés y plazo del préstamo a obtener
- aplicación de las distintas remuneraciones previstas para la energía, en este caso la posibilidad de aplicar las remuneraciones que indica la ley N°26.190, diferir el IVA o utilizar amortizaciones aceleradas.

Esto permite poder adaptar la planilla de cálculo a diferentes escenarios y realizar modificaciones posteriores dependiendo del contexto, lo que permite obtener fácilmente información relevante sobre el proyecto.

La cantidad de años de aplicación del proyecto es de **15 años** debido a que es el plazo previsto por la **Res. 108/11 SE**, mediante la cual se obtendrá el **PPA** (Power Purchase Agreement). Puede sin embargo modificarse desde la planilla de control de variables hasta un máximo de 25 años.

A su vez, el principal objetivo del presente trabajo es obtener el precio mínimo a ofertar para obtener el PPA según la Res. 108/11 SE antes mencionada, precio que corresponderá a aquel que iguale a 0 el VAN del flujo de fondos del proyecto (VAN WACC).

VARIABLES DEL PROYECTO					
Cantidad de paneles:	12.159	X 300 Wp			
Potencia nominal instalada:	3.647.700	Wp			
Factor de capacidad neto a red:	16,67%				
Performance Ratio (PR):	78,92%				
Specific Yield	1,460	kWh/kWp			
Costo de inversión (CAPEX):	3.389.295	USD/MWp instalado			
Costo de los paneles	2,2	USD/Wp			
Costo de O&M (OPEX):	27,38	USD/MWh promedio			
Costo asociado al terreno:	1%	de ventas brutas			
Contrato de Venta de Energía:	495,26	USD/MWh			
	15	años			
Factor de emisión matriz argentina:	0,5	Ton CO2/MWh			
Precio reducción CO2:	3	USD/ton CO2			
Aplicación Remuneración Ley N° 26.190:	NO	si/no			
Diferimiento IVA Ley N° 26.190:	NO	si/no			
Amortización Acelerada Ley N° 26.190:	NO	si/no			
VARIABLES MACRO					
ARS/USD 2012	4.8				
inflación (USD)	3%				
Distancia Valparaíso -MZA	412	km	a LMT 33 Kv	1	km
Impuesto al Valor Agregado:	21%				
Impuesto al Valor Agregado (Bienes de Capital):	10,5%				
Impuesto a las Ganancias:	35%				
Impuesto sobre Créditos y Débitos:	0.60%				
Ingresos Brutos Provincial:	3%		EXENTO hasta 2022 (Ley provincial 7822)		
FINANCIAMIENTO					
Estructura de financiamiento:	70%	D/V	30%	E/V	
Tasa de interés:	12%	alemán	15	años	
RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO					
VAN (WACC)	\$ -	VAN (FTE)	\$ 908.835,27	WACC	10,35%
TIR	11,72%	TOR	16,05%	k _L	16%
PRC (WACC)	15	PRC (FTE)	13	k _U	12,69%

Tabla 54. Variables que conforman el caso Base; valores en USD. Fuente: elaboración propia.

Premisas macroeconómicas

Es importante tener en cuenta que la mayoría de los valores en el presente trabajo están expresados en dólares, salvo indicación de lo contrario. Al analizar el Excel adjunto, se podrá notar que son muy pocos los valores que se manejan en pesos, y por lo tanto siguen una evolución distinta a aquellos expresados en dólares. Entre ellos se encuentran:

- Salarios de las personas directamente contratadas
- Mantenimiento de instalaciones
- Diversos gastos locales

Todos estos valores están basados en pesos, transformados a dólares al Tipo de Cambio (TC) vigente. Siendo éstos poco representativos del gasto general, no se realizará un análisis en detalle de la variación que puedan sufrir a través de los años por cambios en la tasa de inflación en pesos. Se realiza en cambio un ajuste generalizado por inflación en dólares.

Inversiones – CAPEX

Los CAPEX son inversiones que crean beneficios y son utilizados por una compañía para adquirir o mejorar los activos fijos tales como equipamientos, propiedades o edificios industriales. En este proyecto en particular, las inversiones de capital se separan en dos grandes categorías: **Balance of System (BoS)** y la correspondiente a las **inversiones en paneles e inversores**. Tanto los paneles solares como la obra de instalación tienen una vida útil contable de 20 años en condiciones normales, y 10 años en caso de aplicarse la **amortización acelerada** (Ley N°26.190). Se indagará sobre este tema en el análisis económico, más precisamente en el cuadro de resultados.

CAPEX Paneles e Inversores

En esta etapa se analizarán los costos de inversión tanto de la compra de los paneles e inversores, el transporte marítimo/terrestre y el montaje de los mismos en destino.

En la etapa de Ingeniería del proyecto, se escogió el modelo de panel **SoloPower SP3L-300 W** y los inversores **AE 500NX-1kV [50Hz]**. La elección de los paneles queda determinada por la variable de decisión indicada en el capítulo anterior.

Compra de Paneles Solares

En primer lugar se evaluarán los costos de compra de los **12.159** paneles necesarios para la instalación de la central. Según la información del fabricante cada panel cuesta **660 USD**, este valor es el precio del módulo, que cuenta con el panel propiamente dicho, cable positivo con su respectivo conector, cable negativo con su respectivo

conector, diodo de by pass y diodo de bloqueo para conexión en paralelo. El costo total de los paneles es de **USD 8.024.940**. Cabe aclarar que este valor es **EXW (ExWorks en INCOTERM 2010)** es decir es el precio de venta del panel colocado fuera de la fábrica en **Portland**. Es por esto que se estudiaron los costos y las alternativas de transporte para llevarlos hasta **Mendoza**.

Compra de Inversores

Los inversores tienen un costo base de **USD 121.800** cada uno. Este precio incluye, un set de repuestos, los fusibles necesarios, cableado, subcombiners y una garantía de 5 años, la cual no es suficiente para asegurar el equipo en el plazo necesario del proyecto. Sin embargo el fabricante ofrece una extensión de la garantía contra fallos y mal funcionamiento que cubre un periodo adicional de **15 años** y que tiene un costo de **USD 43.155**, lo que eleva el costo de cada inversor a **USD 164.955**. El monto total de adquirir los 7 inversores es de **USD 1.154.685 FOB Portland**.

Compra de Transformadores

Los transformadores, al igual que el resto del equipo necesario para la instalación, serán adquiridos directamente en el país. Siendo de estos últimos el más representativo, se describirá en detalle el costo del transformador.

El precio de cada transformador es de **USD 25.270**. Además incluye un Relé Buchholz, termómetro y medidor magnético del nivel de aceite lo que totaliza un costo por transformador de **USD 26.375**. La compra de los 4 equipos de 1250 kVA cada uno representa una suma de **USD 105.500**. La empresa Nova Mirón los entregará en el destino indicado.

Transporte

Packaging

Debido a que tanto los paneles como los inversores son equipos costosos que representan casi el 90% de la inversión, siendo además críticos para la instalación del parque y de difícil reposición ya que deben ser importados, se deberá prestar atención al embalaje y a las protecciones que se colocan para su transporte. Cada panel viene protegido por una caja de cartón rígido. En su interior cuenta con un envoltorio plástico de burbujas y una plancha anti-humedad que contiene **silíce-gel**.

Para facilitar el manipuleo y mejorar la protección, se arman columnas de 9 paneles que son sujetados entre sí mediante cintas plásticas y se envuelven en conjunto mediante **Strech wrap**.

Para el caso de los inversores, el fabricante los entrega en cajas diseñadas para tal fin que cuenta con la protección adecuada. Cabe remarcar que el peso del inversor es de 1706 Kg libres, mientras listo para embarcar es de **1860 kg**, valor que deberá ser tenido

en cuenta a la hora de armar el envío. Las dimensiones de ambos equipos se detallan en la Tabla 55.

Panel		Inversor	
Largo (m)	2.197	Largo (m)	3.26
Ancho	1.146	Ancho	1.05
Altura	0.002	Altura	2.16
Peso (kg)	6.1	Peso (kg)	1706
Superficie (m2)	2.52	Superficie (m2)	3.42
Volumen (m3)	0.00503	Volumen (m3)	7.4
Largo con protección (m)	2.237	Largo con protección (m)	3.5
Ancho con protección	1.186	Ancho con protección	1.1
Altura con protección	0.0203	Altura con protección	2.3
Peso con protección (kg)	6.3	Peso con protección (kg)	1860
Superficie con protección (m2)	2.65	Superficie con protección (m2)	3.85
Volumen con protección (m3)	0.08	Volumen con protección (m3)	8.86

Tabla 55. Dimensiones de los paneles e inversores. Fuente: elaboración propia.

Para el transporte de los equipos desde su lugar de fabricación hasta Mendoza se usa una combinación de transporte marítimo y terrestre.

Transporte Marítimo

En primer lugar, tanto los paneles como los inversores son colocados en **TEUs y FEUs** según correspondan, los cuales son embarcados en Portland y enviados hacia el puerto de **Manzanillo** en México en un buque de la empresa **Hapag-Lloyd**. Luego, la misma empresa descarga el equipo y lo transborda a otro de sus buques con destino al puerto de **Valparaíso** en Chile, donde la carga es finalmente colocada en tierra para luego ser transportada vía terrestre hacia **Mendoza**. El costo total de transporte marítimo asciende a **1.710.690,80 USD**, teniendo en cuenta que el 91% de este valor corresponde a derechos de importación (18% para paneles y 14% para inversores).

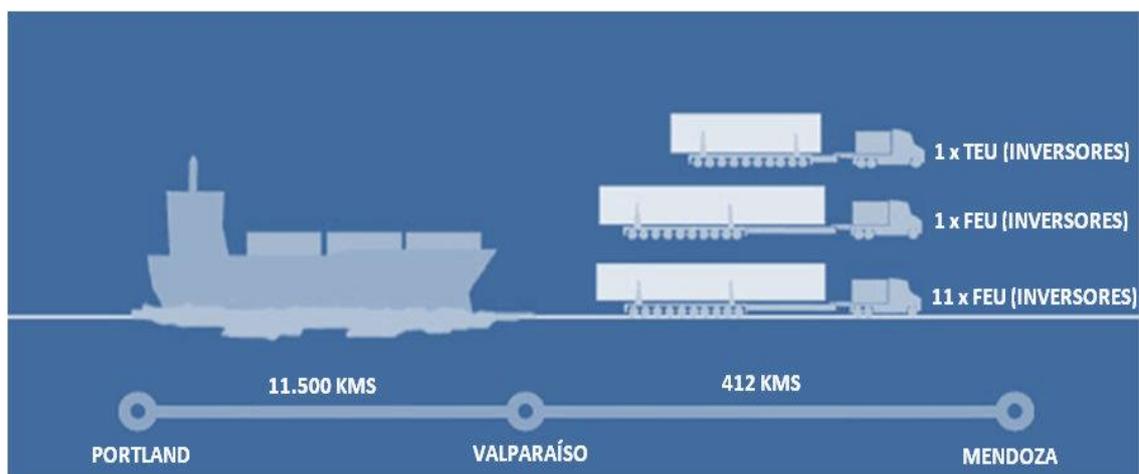


Ilustración 71. Resumen del transporte marítimo-terrestre de paneles e inversores. Fuente: elaboración propia.

Los paneles se colocaran en **11 FEUs** dispuestos en diez columnas de 110 o 111 paneles cada una, totalizando así los 12159 paneles. Los inversores serán enviados en sus respectivos contenedores, para esto se colocarán 6 inversores en **1 FEU** y el inversor restante en **1 TEU** (se podría analizar la posibilidad de compartir el resto de carga del TEU). En la

Ilustración 71 se pueden observar las etapas del transporte. Los datos, junto con los costos, se resumen en la Tabla 56 donde todo valor monetario se encuentra en **USD**.

FEU Paneles	Un	CANT.	Costo transporte Portland-Valparaíso	
			UNITARIO	TOTAL
Transporte Marítimo Portland (EEUU) - Manzanillo (México)- Valparaíso (Chile)	Hapag-Lloyd	11	\$ 4.796,00	\$ 52.756,00
Costos portuarios y gastos administrativos				
Costo de nacionalización (mín U\$S 500 - máx U\$S 2000) " <i>Custom Agents Fee</i> "	% CIF	0,0025	\$ 1.823,85	\$ 20.062,35
Costos extra , Tasa estadística	% CIF	0,005	\$ 3.647,70	\$ 40.124,70
Arancel de importación (AFIP NCM/SIM: 8501.31.20); BK = Bienes de capital (10,5 % IVA)	% CIF	0,18	\$ 131.317,20	\$ 1.444.489,20
Días aproximado en puerto Manzanillo	días	4		
Almacenaje en puerto Manzanillo - día 1 a 15	m3 /día.FEU	746 m3	\$ 1,62	\$ 4.831,13
Almacenaje en puerto Manzanillo - día 16 en adelante	m3 /día.FEU	746 m3	\$ 2,93	
Seguro contra todo riesgo	% CIF	0,0015	\$ 1.094,31	\$ 12.037,41

FEU Inversores	Un	CANT.	Costo transporte Portland-Valparaíso	
			UNITARIO	TOTAL
Transporte Marítimo Portland (EEUU) - Manzanillo (México)- Valparaíso (Chile)	Hapag-Lloyd	1	\$ 4.796,00	\$ 4.796,00
Costos portuarios y gastos administrativos				
Costo de nacionalización (mín U\$S 500 - máx U\$S 2000) " <i>Custom Agents Fee</i> "	% CIF	0,0025	\$ 1.827,00	\$ 1.827,00
Costos extra , Tasa estadística	% CIF	0,005	\$ 3.654,00	\$ 3.654,00
Arancel de importación (AFIP NCM/SIM: 8504.40.50); BK = Bienes de capital (10,5 % IVA)	% CIF	0,14	\$ 102.312,00	\$ 102.312,00
Días aproximado en puerto Manzanillo	días	4		
Almacenaje en puerto Manzanillo - día 1 a 15	m3 /día.FEU	68 m3	\$ 1,62	\$ 439,19
Almacenaje en puerto Manzanillo - día 16 en adelante	m3 /día.FEU	68 m3	\$ 2,93	
Seguro contra todo riesgo	% CIF	0,0015	\$ 1.096,20	\$ 1.096,20

TEU Inversores	Un	CANT.	Costo transporte Portland-Valparaíso	
			UNITARIO	TOTAL
Transporte Marítimo Portland (EEUU) - Manzanillo (México)- Valparaíso (Chile)	Hapag-Lloyd	1	\$ 2.870,00	\$ 2.870,00
Costos portuarios y gastos administrativos				
Costo de nacionalización (mín U\$S 500 - máx U\$S 2000) " <i>Custom Agents Fee</i> "	% CIF	0,0025	\$ 609,00	\$ 609,00
Costos extra , Tasa estadística	% CIF	0,005	\$ 1.218,00	\$ 1.218,00
Arancel de importación (AFIP NCM/SIM: 8504.40.50); BK = Bienes de capital (10,5 % IVA)	% CIF	0,14	\$ 17.052,00	\$ 17.052,00
Días aproximado en puerto Manzanillo	días	4		
Almacenaje en puerto Manzanillo - día 1 a 15	m3 /día.FEU	33 m3	\$ 1,62	\$ 53,84
Almacenaje en puerto Manzanillo - día 16 en adelante	m3 /día	33 m3	\$ 2,93	\$ 97,38
Seguro contra todo riesgo	% CIF	0,0015	\$ 365,40	\$ 365,40

Tabla 56. Transporte marítimo de los paneles e inversores. Fuente: elaboración propia.

Trasporte Terrestre

Para el transporte terrestre desde el puerto de Valparaíso hasta su localización final en Mendoza Se utilizarán camiones, que serán contratados a una empresa especializada en logística transnacional Chile-Argentina.

La distancia a cubrir desde el puerto de Valparaíso hasta el Hipermercado Libertad en Godoy Cruz, Mendoza es de **407 Km** transitando por la ruta 60 (chile) y luego por la ruta nacional 7 (ver Ilustración 72). Se utilizó para el cálculo del tiempo una velocidad promedio de **80 Km/h**, lo que determina un tiempo de viaje de **6 horas y 30 minutos**.



Ilustración 72. Recorrido terrestre Valparaíso - Mendoza. Fuente: Google Maps.

En total, serán necesarios 13 camiones para transportar las cargas, lo que involucra un gasto de **USD 25.101,27**, teniendo en cuenta el costo del combustible, costo del servicio, seguro contra todo riesgo y un 5% de imprevistos. Dichos costos se resumen en la Tabla 57.

Distancia	407	km	Cantidad	Unidad	PRECIO ESTIMADO	
	Velocidad	80			km/h	UNITARIO
Transporte Terrestre Valparaíso-Mendoza				Viajes necesarios		
Días por viaje	1	día	x FEU/TEU	17		
Cantidad de viajes I/V al mes por conductor	11	viajes	SubTotal (Un/viaje)			
Consumo	0.4	litros/km	\$ 179.08			
Costo diesel	1.25	\$/km	\$ 223.85	\$ 223.85	\$3,807.94	
Sueldo	2916.67	USD\$/mes	\$ 265.15	\$ 265.15	\$ 4,510.52	
Extras e imprevistos		%	\$ 0.05	\$ 415.92		
Seguro contra todo riesgo		% CIF	\$ 0.0015	\$ 16,366.88		
TOTAL TRANSPORTE TERRESTRE VALPARAÍSO - MENDOZA					\$ 25,101.27	

Tabla 57. Transporte marítimo de los paneles e inversores. Fuente: elaboración propia.

El valor total del transporte desde Portland (USA) hasta Godoy Cruz (ARG) es **USD 1.756.732,84.**

Montaje de Paneles

Una vez que se tiene el equipo en el lugar de instalación, es necesario realizar algunas obras previas a la instalación de los paneles. Esto es opcional dependiendo de cada techo en particular. El hipermercado libertad cuenta con un techo de chapa corrugado, por lo que es necesario generar una superficie de apoyo plana, para poder adherir correctamente los paneles. Por este motivo es necesaria la instalación de planchones de policarbonato, que se adhieren a la estructura de la cercha a través de tornillos pasantes. El tiempo promedio de instalación de estas panchas es de **1 hora** aproximadamente para un operario entrenado, sin embargo se asigna un suplemento extra del **25%** del tiempo, para descanso e imponderados. El resto del montaje corresponde a la instalación de los paneles y demás equipos auxiliares. El costo total del montaje es de **USD 107.500**

Total CAPEX – PANELES e INVERSORES

La inversión total requerida en paneles solares e inversores representa el mayor porcentaje del CAPEX, totalizando **USD 11.043.906,960** (ver Tabla 58 Y Gráfico 30).

PANELES SOLARES	Valor Total USD	\$ 8.024.940,00
INVERSORES	Valor Total USD FOB Portland	\$ 1.154.685,00
CÁLCULO DE ENERGÍA	MWh/año (netos)	5.326,75
TRANSPORTE MARÍTIMO		
	Transporte marítimo Portland-Valparaíso CIF	\$ 1.731.631,57
TRANSPORTE TERRESTRE		
	TOTAL TRANSPORTE TERRESTRE VALPARAISO - MENDOZA	\$ 25.150,39
MONTAJE DE PANELES		
	TOTAL MONTAJE	\$ 107.500,00
	Total CAPEX Paneles e Inversores	\$ 11.043.906,96

Tabla 58. Total CAPEX Paneles e Inversores. Fuente: elaboración propia.

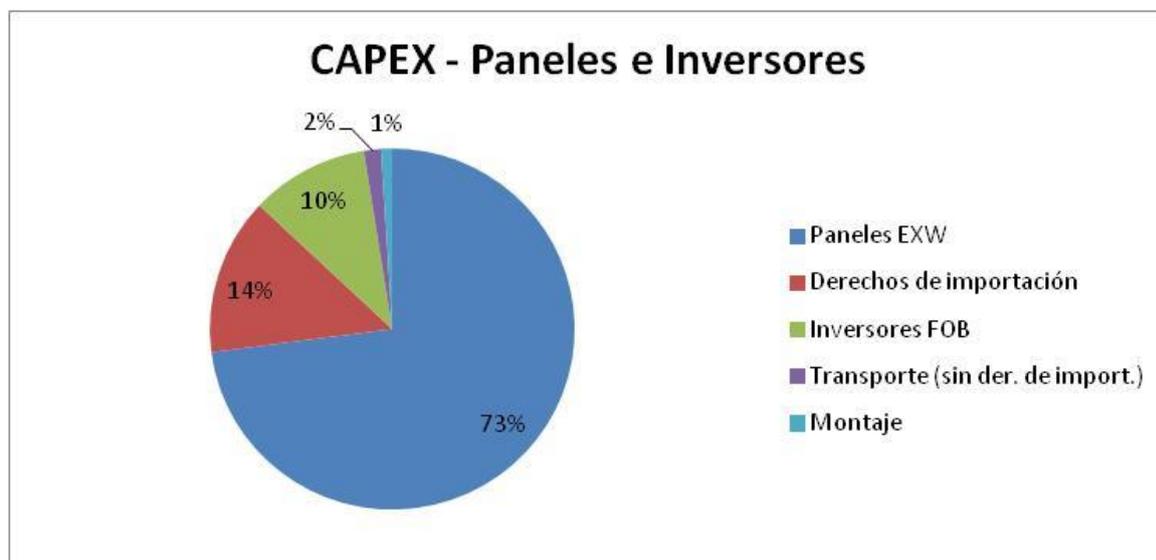


Gráfico 30. Porcentaje de CAPEX – Paneles e Inversores, según rubro. Fuente: elaboración propia.

CAPEX BOS

El **Balance of System** constituye la obra civil y la obra eléctrica. A su vez esta categorización se subdivide tal como se detalla en el Excel adjunto. En el cuadro de costos se separa los costos de **obra civil** y todos los **auxiliares** de obra necesarios. Por otro lado se debe analizar el costo de la **obra eléctrica** necesaria para la generación de energía, esto incluye la **estación transformadora, la instalación inversora** y el **cableado** tanto para las conexiones de **corriente continua (DC)** como las de **corriente alterna (AC)** y la extensión de la línea de 33 kV para la conexión a red.

Obra civil: Preparación de techo, trabajos de hormigón y auxiliares

La obra civil tal como se detalló en el capítulo de ingeniería consiste en la instalación de los paneles de policarbonato para la preparación del techo, el diseño y construcción del edificio donde se alojarán los transformadores e inversores en tierra y los estudios en detalle de ingeniería.

Respecto a los costos (ver Tabla 59), el más importante es la compra e instalación de los paneles de policarbonato. Estos no son necesarios para todas las obras, ya que su implementación dependerá de la rugosidad del techo objetivo. En el caso del hipermercado Libertad, el techo es de chapa corrugada (galvanizada) por lo cual es recomendable su instalación para lograr una mejor adherencia de los paneles solares. Se instalarán planchas de **48.72 m²** (11.6 x 4.2) debido a que es una medida estandarizada en la industria. Cada cuerpo de policarbonato será provisto de perfiles **U o H** según su locación para facilitar la conexión entre paneles y proveer un huelgo para la expansión por **termo dilatación**. El costo total de la instalación incluyendo los paneles de policarbonato, los perfiles U y H, los tornillos y arandelas de sujeción es de **USD 273.799**.

El total de la obra civil que involucra los rubros antes mencionados totaliza un valor de USD 474.993.

	Un	CANT.	PRECIO ESTIMADO en USD		
			Unitario	TOTAL	
1. TRABAJOS PREVIOS					
1.1	Movilización / desmovilización. Instalación, puesta a disposición, replanteo y limpieza	glob.	1	\$ 70.870	\$ 70.870
1.2	Construcción de soporte de madera para la señalización de obra (éste se provee en el lugar de la obra) y montaje en los lugares predeterminados por la Dirección de obra	Un	1	\$ 4.159	\$ 4.159
				TRABAJOS PREVIOS	\$ 75.029
2. SOPORTES Y ELEMENTOS PARA EL MONTAJE					
2.1	Planchas plásticas de Policarbonato ignífugo y protegido UV, 13 m x 4 m x 4 mm	m2	39.512	\$ 6,64	\$ 262.514
2.2	Perfiles U policarbonato	Un	82	\$ 8,51	\$ 698
2.3	Perfiles H policarbonato	Un	649	\$ 8,61	\$ 5.587
2.4	Fijaciones (tornillos, arandelas de ala grande metálicas y de neopreno, etc.)	glob.	1	\$ 5.000	\$ 5.000
				SOPORTES Y ELEMENTOS PARA EL MONTAJE	\$ 273.799
3. TRABAJOS DE HORMIGON					
3.1	Provisión y colocación de armaduras para fundaciones cobertura de transformadores e inversores	Ton	1	\$ 1.862	\$ 1.862
3.2	Provisión y colocación de contrapiso de hormigón en el interior de gabinete de inversores	m3	10	\$ 140	\$ 1.401
3.3	Construcción edificio 300 m2 en hormigón prefabricado	m2	300	\$ 280	\$ 84.000
				TRABAJOS DE HORMIGÓN	\$ 87.262
4. AUXILIARES OBRA CIVIL					
4.1	Ingeniería de detalle	glob.	1	\$ 7.825	\$ 7.825
4.2	Gerente de Construcción, Gerente de Proyecto, Contador, Responsable HyS	glob.	1	\$ 21.911	\$ 21.911
4.3	Servicios de Seguridad durante obra- Equivale a 2 vigilantes	glob.	1	\$ 9.167	\$ 9.167
				AUXILIARES	\$ 38.902
				OBRA CIVIL	\$ 474.993

Tabla 59. Detalle de la obra civil del CAPEX BoS. Fuente: elaboración propia.

Obra eléctrica: Instalaciones eléctricas

Los gastos en instalaciones eléctricas contemplan los gastos que se describen a continuación. El costo total de este rubro es de **USD 677.281**

Tareas en gabinetes y en campo (techo):

En este rubro se incluyen gastos en estudio del proyecto técnico en detalle, el estudio de transmisión de cargas en el techo, y los estudios correspondientes al impacto ambiental. El costo total es de **USD 56.146**.

Obras civiles de la obra eléctrica

Incluye los costos de la construcción de un **cercos perimetral** alrededor de la instalación de los inversores y transformadores, la construcción de **pórticos y soportes** de aparatos y el movimiento de los transformadores, lo que totaliza un costo de **USD 48.125**.

Obras electromecánicas:

Se incluyen los costos de **construcción y montaje** de los campos de entrada de línea de 33kv, los costos de adquisición de los **transformadores** y sus elementos necesarios para su normal funcionamiento, los costos de vinculación al **SADI**, y los equipos de puesta a tierra. Además en este rubro se ponderan y estiman **costos globales de iluminación, telefonía y fuerza motriz**, y los costos del sistema de comunicación (sistema de chequeo on-line de los equipos). El costo de este rubro es de **USD 411.221**.

Obras electromecánicas CELDAS:

En este rubro se contemplan los costos de adquisición de las **celdas de conexión del transformador** a la salida y las celdas necesarias para la **conexión a red**. También se tiene en cuenta los costos de los **tableros auxiliares**, los comandos de **protección y medición**, los costos de **telecontrol** y el costo de sistemas de alimentación en **corriente continua** de los **inversores** y los sistemas de seguridad. Todo esto tiene un costo total de **USD 100.000**.

Auxiliares Obras eléctricas

Se contemplan los costos de los sistemas de **alimentación y rectificación de 48 V**, los costos auxiliares del sistema de alimentación, rectificadores y la instalación de los **sistemas de seguridad (24v)**, los costos de los **sistemas anti incendio**, la **asistencia técnica**, el costo del estudio, ajuste y **regulación de las protecciones**, y el costo de los **ensayos de recepción y puesta en servicio**. El rubro tiene un costo **USD 61.789**.

Obra eléctrica: Cableado interno, conexión y montaje

Los gastos en cableado interno conexión y montaje, involucran los rubros que se describen a continuación y tiene un monto total de **USD 190.441**.

Tareas en gabinete y en campo

En este rubro se tienen en cuenta los costos que representan la obtención de los **documentos** necesarios para realizar las instalaciones, el costo de realizar un **estudio eléctrico** detallado, la **supervisión** del proyecto, la **supervisión** de las líneas de Distrocuyo y los costos de la **conexión** a media tensión de **Distrocuyo**. Estos costos ascienden a **USD 33.741**.

Cableado interno y conexiones

Los costos de todos los cables necesarios para la instalación es de **USD 137.670**, esto incluye: los **cables auxiliares** de conexión de ramas, el costo de las **barras de cobre**, los cables de **potencia**, y los costos de obtención de los **pararrayos e instalación a tierra**.

Provisión y montaje

Por último se contabilizan los costos asociados al montaje de los elementos antes descritos (cables y celdas), con un costo total de **USD 19.030**.

Total CAPEX - BoS

Lo descrito anteriormente cierra los costos CAPEX-BOS, que contabilizan todos los costos de Obra civil, Obras eléctricas (Instalación - Cableado interno y montaje). El costo total del **Balance of System** es de **USD 1.342.714**

En la Tabla 60 se detallan las categorías y rubros correspondientes al **Balance of System**, mientras que en el Gráfico 31 se muestra el aporte de cada categoría. Para mayor apertura y detalle de los costos se recomienda acudir al Excel adjunto.

BALANCE OF SYSTEM	
OBRA CIVIL	
	TOTAL
TRABAJOS PREVIOS	\$ 75.029
SOPORTES Y ELEMENTOS PARA EL MONTAJE	\$ 273.799
TRABAJOS DE HORMIGON	\$ 87.262
AUXILIARES	\$ 38.902
OBRA CIVIL	\$ 474.993
OBRAS ELECTRICAS	
INSTALACIONES ELÉCTRICAS	
	TOTAL
TAREAS EN GABINETE Y EN CAMPO	\$ 56.146
OBRAS CIVILES DE LA OBRA ELÉCTRICA	\$ 48.125
OBRAS ELECTROMECÁNICAS	\$ 411.221
OBRAS ELECTROMECÁNICAS CELDAS	\$ 100.000
AUXILIARES OBRA ELÉCTRICA	\$ 61.789
INSTALACIONES ELÉCTRICAS	\$ 677.281
CABLEADO INTERNO, CONEXIÓN y MONTAJE	
	TOTAL
TAREAS EN GABINETE Y EN CAMPO	\$ 33.741
CABLEADO INTERNO Y CONEXIONES	\$ 137.670
PROVISIÓN Y MONTAJE	\$ 19.030
CABLEADO INTERNO, CONEXIÓN y MONTAJE	\$ 190.441
OBRAS ELECTRICAS	\$ 867.722
BALANCE OF SYSTEM	\$ 1.342.714

Tabla 60. Total CAPEX BoS. Fuente: elaboración propia.

CAPEX - Balance of System

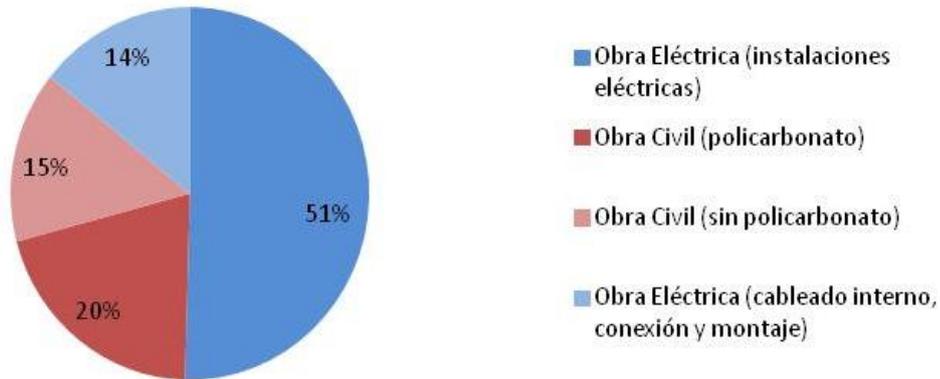


Gráfico 31. Porcentaje de CAPEX – Balance of System, según rubro. Fuente: elaboración propia.

Inversión total CAPEX

Resumiendo, el costo total del CAPEX Paneles e Inversores y los CAPEX BoS asciende a **USD12.386.621,28** (ver Gráfico 32). Este valor representa las inversiones necesarias (sin IVA) del proyecto, sin embargo aún queda por detallar los costos operativos, es decir los rubros que se requieren para operar la instalación, estos son denominados **OPEX** (Operating Expenditures).

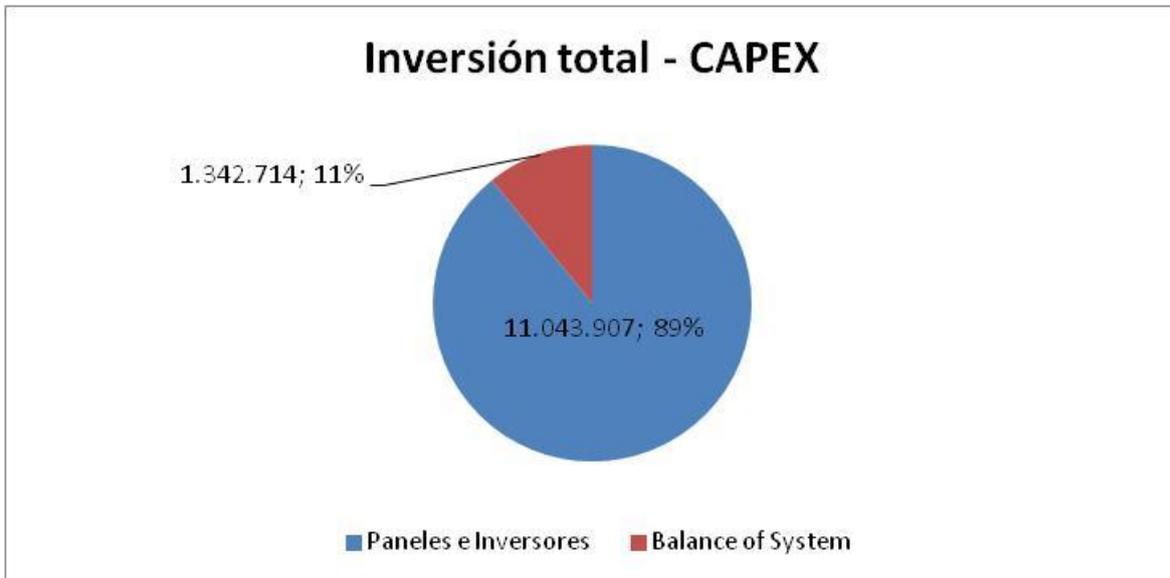


Gráfico 32. Porcentaje de Inversión de capital total (CAPEX) según rubro. Fuente: elaboración propia.

Costos operativos – OPEX

Bajo esta denominación se encuentran los costos necesarios para el correcto funcionamiento de la central solar, agrupados en alquiler de techo, costos de operación y mantenimiento, costos de administración y ventas y costos de seguro. En base a un benchmarking realizado entre centrales solares de diversa tecnología y localización, los costos operativos anuales deberían tomar un valor cercano al 1% de la inversión total del primer año.

Alquiler de Techo

Los costos por el alquiler del techo representan el pago que se realiza al propietario del mismo. Generalmente se fija según un porcentaje de las ventas, aunque bien puede establecerse un pago fijo. En el caso de este proyecto se utilizará un pago proporcional (1%) al **nivel de ventas**. Dado que este valor se fija por contrato y está ligado a las ventas de energía, no se ajusta por inflación en dólares.

Operación y Mantenimiento

En este rubro se detallan los costos fijos de la operación y mantenimiento, tales como la **supervisión técnica**, la **mano de obra** para dichas tareas y los costos de los **repuestos y herramientas** necesarios. El costo total anual de la operación y mantenimiento es de **USD 64.005** en el 2014 (se ajusta anualmente por inflación en dólares).

Costos de Administración y Ventas

Representa los costos de administrar la central solar y comercializar la energía producida. Incluye los costos del **servicio de seguridad**, los gastos de **administración bancaria**, gastos de **transporte aéreo** (Buenos Aires-Mendoza) y los gastos diarios del personal en **movilización y hoteles**. Debido a que los contratos de venta de energía se firman por plazo anuales, la operación de este centro de costos será esporádica, por lo cual se enviará desde Buenos Aires al personal designado solo cuando sea necesario realizar alguna de estas tareas, prescindiendo de una oficina comercial fija. El costo total de administración y ventas es de **USD 22.222** por año y se ajusta por inflación al igual que Operación y Mantenimiento.

Seguros

Por último, se detallan los costos de seguros que incluyen la cobertura general que ampara a los bienes de la central solar contra daños materiales súbitos, accidentales e imprevistos (incendio, rayos explosión, fenómenos naturales, etc.). A estos riesgos se le suma interrupción de la operación por fallas internas de índole mecánica o eléctrica, como por ejemplo el cortocircuito en un transformador. Luego se consideran también dentro de la cobertura el seguro de daños a terceros.

El costo de este rubro se fija de forma global según la potencia instalada (USD/MWp). El costo anual de dicho seguro es de **2.000 USD/MWp**, generando un gasto total anual de **7.295 USD** en 2014 (se ajusta por inflación en USD). La incidencia de los rubros sobre el OPEX se muestra en el Gráfico 33.

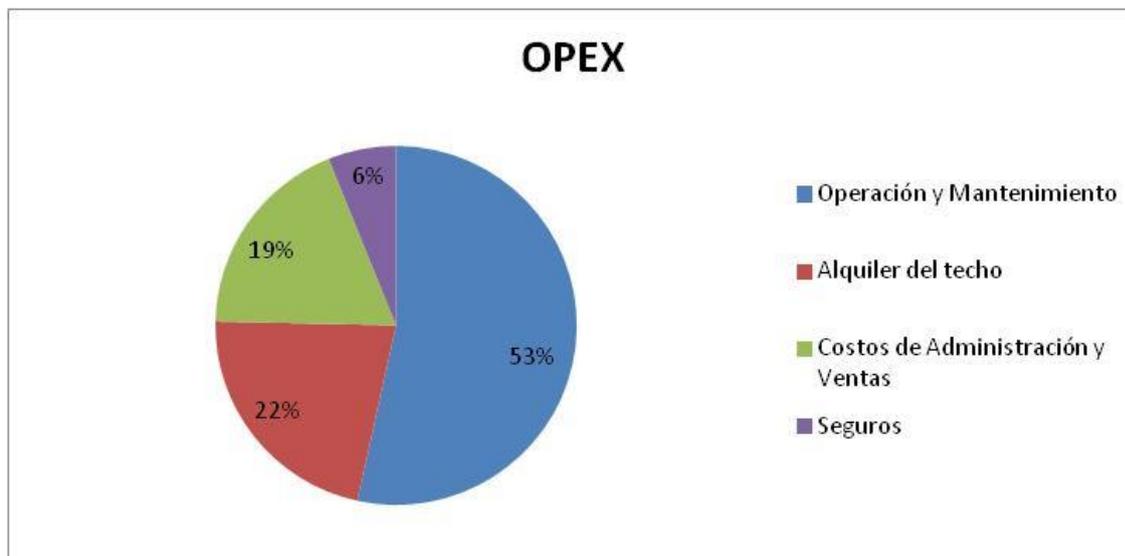


Gráfico 33. Porcentaje de gastos operativos (OPEX) según rubro, para 2014 y precio tal que VAN=0. Fuente: elaboración propia.

Ingresos

Los ingresos serán generados a través de la venta de energía al MEM y por ingresos producidos por la venta de CER's (certificado de reducción de emisiones de CO₂), comúnmente llamados "bonos de carbono". El análisis actual se realizó para un periodo de funcionamiento de 15 años a partir de la construcción de la central (ver Gráfico 34). Los ingresos quedan determinados por el precio del MWh, el cual se consigue mediante un PPA (Power Purchase Agreement), un contrato de provisión que se fija con CAMMESA y que fija el pago en dólares por MWh según la forma de producción de energía y la estructura de costos presentada.

Por lo tanto, el valor de referencia para el caso base será aquel que haga el VAN (wacc) = 0, el cual podrá ajustarse luego de la obtención del PPA. Esto se debe, tal como se explicó antes, a que la Res. SE 108/11 mediante la cual se obtendrá el PPA especifica que la tarifa será definida según "costo + beneficio aprobado por la Secretaría de Energía (SE)".

Por otro lado, se estima un precio de venta de **3 dólares por tonelada de CO₂ reducida**. La matriz energética argentina tiene una matriz tal que su **factor de emisión** de **0,5 ton CO₂/MWh**, esto quiere decir que produce media tonelada de CO₂ por MWh que genera, con lo cual se logran reducir a través de la central solar **2.663,72 toneladas de carbono** (con la producción de **5.327 MWh/año**), que serían liberadas si

en lugar de generar la energía de esta forma se utilizara a la matriz de generación argentina ya instalada. Debido al alcance limitado de este trabajo, no se han hecho proyecciones del precio del bono de carbono, usándose el valor promedio del 2012 y solo ajustado por inflación en dólares (3% anual). En el Gráfico 34 se muestra la aplicación de los ingresos en el cuadro de resultados.

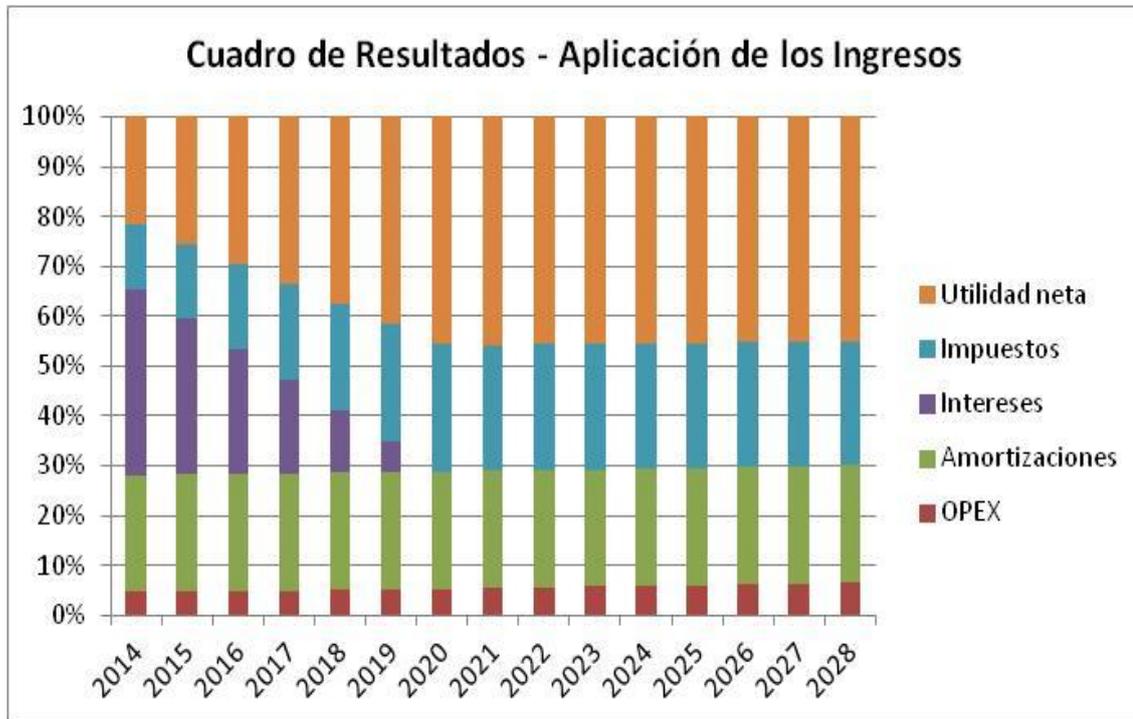


Gráfico 34. Aplicación de los ingresos en el cuadro de resultados (caso base). Fuente: elaboración propia.

Los ingresos anuales por venta de energía serán constantes y no se prevé un aumento por inflación ya que el precio por MWh queda fijado según el PPA. Por otro lado, el pago por reducción de las emisiones de carbono si está afectado por valores de mercado y deberá ajustarse a razón de esta. En este trabajo se ha hecho una aproximación conservadora al considerar el precio constante e igual al promedio de 2012 (7,8 USD/ton CO₂), dado que los especialistas afirman que los precios de estos bonos CER se encuentran muy deprimidos por efecto de la crisis internacional de 2008-2009.

La inflación se estima en un 3% anual en dólares constante para todo el periodo de operación.

CUADRO DE RESULTADOS

El cuadro de resultados permite calcular la utilidad neta a fin de cada periodo. El mismo se compone de los **ingresos por venta** a los cuales se les sustraen los **costos** de asociados a la **generación de la energía (OPEX)**, las **amortizaciones** de la instalación, el **pago de intereses** de la deuda y los **impuestos provinciales y nacionales**.

Tanto los Ingresos como los costos de operación (OPEX), fueron detallados anteriormente. Sin embargo queda por explicar los costos de amortizaciones e impuestos.

Amortizaciones

En términos contables, una amortización constituye un registro contable que permite imputar el monto de una inversión como gasto durante un período que depende de las características del bien.

El sistema de depreciación que se utiliza en el presente proyecto es de tipo lineal, donde:

$$\text{Amortización} = \frac{\text{Inversión Original} - \text{Valor Residual}}{\text{Vida útil}}$$

Los valores de **Vida Útil y Valor Residual** de las diferentes Inversiones (CAPEX) son determinados por el Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios - Tribunal de Tasaciones de la Nación. Dada la estructura de la inversión, que implica un gran porcentaje destinado a paneles solares e inversores, y con el objetivo de simplificar el cálculo, se ha optado por una aproximación que considera que toda la inversión tiene la vida útil contable de dichos elementos (20 años).

El período de amortización no solo depende de la Vida Útil Contable, sino también de la Vida Útil Técnica. La **ley 26.190**, permite a las inversiones en energía eólica y solar, optar por la utilización de un sistema de Amortizaciones aceleradas.

Amortizaciones Aceleradas - Impuesto a las Ganancias

La **ley 26.190 contempla un incentivo vinculado al Impuesto a las Ganancias**. La Secretaría de Energía deberá disponer el monto máximo anual que, del Presupuesto Nacional, se destinará al otorgamiento de estos beneficios. Este incentivo consiste en la posibilidad de **amortizar de manera acelerada los bienes de uso y las obras de infraestructura que integran el proyecto**.

- Para inversiones realizadas durante los primeros 12 meses posteriores a la aprobación del proyecto:
 - Obras de infraestructura iniciadas en dicho período: se amortizarán en la mitad de su vida útil. Así, una obra cuya vida útil es de 20 años, podrá amortizarse en 10 años.

Tal es el caso de este proyecto, dado que la construcción, y en especial la inversión en CAPEX (Paneles e Inversores y BOS) se puede amortizar en 10 años en vez de los 20 normales.

Adicionalmente, se exige para la utilización de este régimen que los bienes adquiridos permanezcan en el patrimonio del contribuyente durante tres años contados a partir

de la fecha de habilitación. Un aspecto de vital importancia es la existencia, en la ley 26.190, de beneficios fiscales alternativos entre Impuesto a las Ganancias e IVA. Esto significa que si bien la ley contempla franquicias o incentivos para ambos tributos, el contribuyente debe elegir entre uno de ellos: **si elige amortizar aceleradamente en Ganancias no podrá hacer uso del beneficio previsto para el IVA**. Se realizará un análisis para determinar cuál de estos beneficios impacta más positivamente en el valor del proyecto.

Intereses

Los intereses surgen del pago de una compensación a las fuentes externas de capital. Son determinados mediante el monto de la deuda y la tasa explícita acordada con el prestador durante el plazo del préstamo.

Impuestos y beneficios Fiscales

IVA

Con las inversiones en Bienes de Uso y los costos operativos del parque se genera **IVA crédito** que será recuperado una vez que comience la venta de energía. El parque genera **IVA débito** debido a las ventas de energía generadas a partir del año 2014. Más adelante se desarrollara en profundidad este impuesto.

Ingresos Brutos

El impuesto de ingresos brutos es un **impuesto provincial** que, en el marco de la Ley Provincial 7.822, está **EXENTO** para la energía eléctrica producida a partir de recursos renovables como la energía solar. Este es un beneficio muy importante ya que a diferencia del IVA, este impuesto **no** permite **generar** un **crédito** cuando los ingresos son negativos siendo más perjudicial en el caso que existan quebrantos los cuales no son acumulables.

Impuesto a las Ganancias

Para el gravado del impuesto a las ganancias la situación es similar a la ocurrida con el IVA. El cuadro de resultados se puede apreciar que en los años en que la **utilidad** es **negativa** el impuesto a las ganancias **no es imponible**. Esto significa que ese año no se paga impuesto a las ganancias. Sin embargo, ese año el impuesto a las ganancias debería ser 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. Cabe destacar que existe un **límite** máximo de **5 años** para descontar los quebrantos.

En el primer año (2013), dado que es el año de pago de las inversiones **no hay base imponible** para el impuesto a las ganancias, salvo por los impuestos a los créditos y débitos (ICD) que genera un quebranto.

Impuesto sobre los débitos y créditos bancarios

El impuesto sobre los débitos y créditos bancarios fue establecido en el país por la **ley 25.413**, reglamentada posteriormente mediante el decreto **380/01** y la Resolución General (AFIP) 2111.

En relación a este tributo, no existe norma alguna que consagre exención, reducción de alícuota o beneficio alguno para quienes desarrollen actividades relacionadas a la generación de energía solar.

Ello implica que las cuentas bancarias pertenecientes a la Sociedad consultante se encuentran sujetas a imposición de manera similar a las cuentas de cualquier otro sujeto, quedando gravados a la alícuota general del **0,6%** tanto los débitos como los créditos ocurridos en las mismas.

Beneficios fiscales

Ley Nacional 26.190

La Ley Nacional **26.190** del régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables destinada a la producción de energía eléctrica establece que se debe remunerar en 0,9 ARS/kWh efectivamente generados por sistemas solares instalados y a instalarse, que entreguen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

Ley Provincial 7.822 Mendoza

La ley Provincial 7.822 de Mendoza establece que la provincia adhiere a la Ley Nacional 26.190, y además otorga los beneficios de exención al impuesto a los ingresos brutos y de estabilidad fiscal (provincial) hasta 2022.

Diferimiento de IVA

A diferencia del Impuesto a las Ganancias, **existen para el IVA beneficios fiscales que constan tanto en la ley 25.019 como en la ley 26.190, pudiendo ambas leyes aplicarse de manera conjunta**. Vale decir que no se trata de leyes que se anulan entre sí, sino que resultan complementarias tal como lo enuncia claramente el artículo 13 de la ley 26.190. No obstante lo enunciado, recordamos que el acceso a los beneficios previstos por ambas leyes sólo resulta posible una vez presentado y aprobado el proyecto de inversión ante la Secretaría de Energía.

La ley 25.109, reglamentada por el Decreto 1597/99, establece la posibilidad de diferir el Impuesto al Valor Agregado correspondiente a las compras de determinados bienes afectados al proyecto de inversión correspondiente. Dicho diferimiento significa, en la práctica, que **el sujeto no paga el IVA a sus proveedores por dichos bienes sino que**

difiere dicho importe hasta algún momento futuro. Pues bien, el plazo de diferimiento establecido por la ley en su artículo 3º es **de 15 años** contados a partir **de la promulgación de la misma**. De esta manera, la norma legal permite que el IVA correspondiente a la inversión realizada recién se comience a abonar luego de transcurridos 15 años.

Sin perjuicio de ello, el **citado beneficio resulta hoy acotado pues los 15 años en cuestión se computan desde la fecha de promulgación de la ley, la que tuvo lugar el 19/10/1998**. De esta manera el diferimiento real actualmente sólo procedería hasta el 19/10/2013, fecha en la cual opera el vencimiento del plazo de 15 años citado.

El impuesto diferido se abonará luego en **15 anualidades** que se comenzarán a ingresar a partir del vencimiento del plazo indicado (19/10/2013), por lo que en este proyecto el único efecto práctico será el de “prorratar” el IVA de la inversión inicial en los 15 años de operación.

En la Tabla 61 se muestra detalladamente el cuadro de resultados para el primer año de operación. Se podrá ver en mayor detalle en el Excel adjunto.

CUADRO DE RESULTADOS			2012	2013
<i>(valores en miles de dólares estadounidenses - k USD)</i>				
Proyecciones Tipo de Cambio ARS/USD				construcción
			4,8	5,76
Inflación anual USD (π)	3%	%		
<i>Producción Anual</i>	5.327 MWh	MWh/año		
<i>Precio de venta PPA</i>	495,26	\$/MWh		
Aplic. Remuneración Ley 26.190	NO	SI / NO		
Ingresos por venta de energía				
Ingresos por créditos de carbono				
Total Ingresos				
Costos de Generación (OPEX)				
UB (EBITDA)				
Aplic. Remuneración Ley 26.190	NO	SI / NO		
Amortización	VU Contable	20		
Total Amortizaciones				
UAII (EBIT)				
Intereses				
UAIG (EBT)				
Ingresos Brutos (Prov. Mendoza)		3%		
Impuesto sobre Créditos y Débitos (ICD)		0,6%		
Impuesto a las Ganancias		35%		
Base Imponible				
Prescripción de créditos por quebrantos				
Crédito Utilizado				
Quebranto Acumulado				
UN (EAT)				

Tabla 61. Esquema del cuadro de resultados. Fuente: elaboración propia.

Tratamiento del IVA

IVA Crédito

Los bienes afectados por el IVA incluyen las inversiones en **Bienes de Uso**:

- CAPEX – BOS
- CAPEX – Paneles e Inversores
- OPEX – Operación y mantenimiento, administración y ventas, seguros

IVA Débito

El saldo de IVA débito es generado únicamente por la venta de energía.

- PRODUCCIÓN ANUAL

De acuerdo a lo expresado el flujo de fondos se compone de:

IVA (Empresa = Proyecto)		
Según Ley 26.190/2006 , Art 9.1		
complementada por 25.924/2004, TITULO II		
Aplicación Ley 26.190	SI / NO	NO
IVA Inversión (BK: 10,5%)		10.5%
IVA Inversión (21%)		21%
IVA Compras (Crédito)		21%
IVA Ventas (Débito)		21%
IVA (Débito - Crédito)		
Pago a AFIP		
FF IVA		
SALDO Crédito IVA		

Tabla 62. Esquema del cuadro para tratamiento del IVA. Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la Tabla 62 correspondiente a IVA además de incluir las líneas IVA compras IVA ventas e IVA diferencia se agregaron dos líneas correspondientes a las inversiones. La línea **IVA inversión (BK: 10,5%)** es exclusiva para utilizar con las inversiones en paneles solares e inversores, que se consideran bienes de capital por lo cual su alícuota es del 10,5%. Por otro lado el restante de las inversiones tiene la alícuota característica del 21%. Estas inversiones generan el IVA crédito que será utilizado para cancelar el IVA por ventas.

Además dados los beneficios fiscales con los que se goza, debido a la naturaleza del proyecto se da la posibilidad de optar por **diferimiento** del IVA según la **Ley N 26.190**. Esto plantea dos escenarios posibles. El escenario A, en el cual se opta por no utilizar este beneficio y el escenario B el cual reduce la carga impositiva de las inversiones del primer año prorrateándolo en los años siguientes.

Escenario A – Sin diferimiento del IVA

El tipo de proyecto condiciona una fuerte **inversión** en el año 0 generando un crecimiento de la cuenta IVA crédito. El **crédito fiscal** generado en el año de construcción nos permite financiar el pago del IVA de los siguientes años. El pago del IVA durante las inversiones genera un egreso que puede ser compensado en los siguientes años al producir, vender y cobrar IVA.

Dadas las características del proyecto, condicionado por una fuerte inversión inicial y un flujo de fondos estables por varios años el **crédito IVA** es muy importante para permitir el recupero de inversión inicial

Sin el diferimiento del IVA se genera un saldo de crédito que se aprovecha para ahorrar el pago de IVA generado por la venta de energía (IVA débito) durante los primeros años de operación.

Esta modalidad genera un FF IVA negativo. En el año 0 con el pago de las inversiones se está pagando el IVA a los proveedores de los equipos. En los siguientes años el flujo es inverso, el FF IVA es positivo dado que la venta de energía genera ingresos con IVA. Los

primeros años este IVA no se paga a la AFIP a causa de saldo positivo en la cuenta crédito. Como se mencionó, el saldo crédito IVA se va cancelando durante estos primeros años evitando el pago del IVA.

En el momento que se consume todo el crédito fiscal, se realizan los pagos correspondientes a la AFIP. El pago a la AFIP es la diferencia generada por IVA débito y crédito (IVA débito- IVA crédito). El pago del IVA genera que el FF IVA sea cancelado e igual a 0.

En el Gráfico 35 se muestran el pago de IVA y el flujo de fondos que genera.

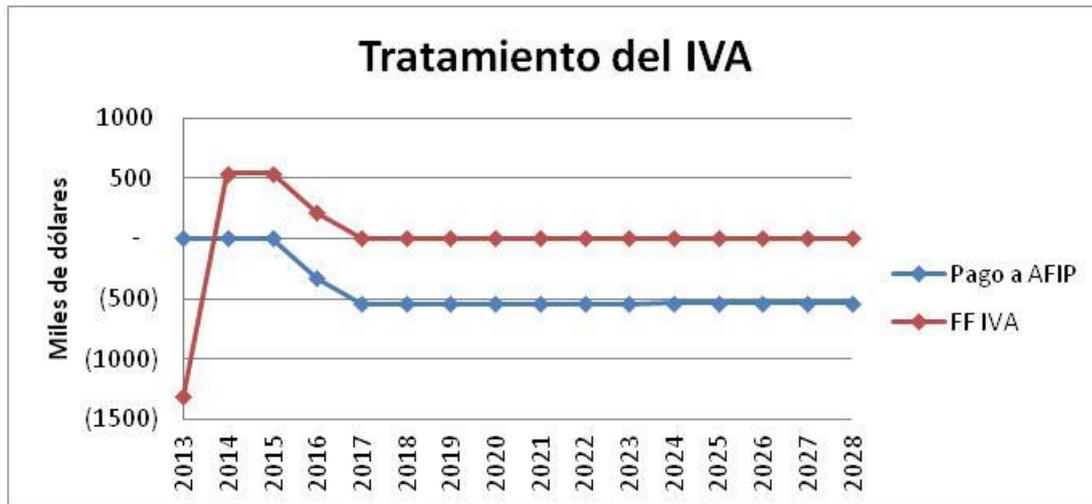


Gráfico 35. Pago AFIP y FF IVA - Escenario A: sin diferimiento IVA. Fuente: elaboración propia.

Escenario B- Diferimiento del IVA a 15 años

En el caso que se pueda aplicar el diferimiento del IVA, el mismo correspondiente a las inversiones es **prorrrateado** en 15 años mejorando la situación financiera. De ser esta la situación, la cuenta saldo IVA queda en 0 dado que el débito en **IVA es mayor** generando un saldo negativo y por ende **pagando** la diferencia a la AFIP. Se puede observar en el Gráfico 36, que en este escenario no existe un flujo de fondos por parte del IVA sino que se paga anualmente desde el comienzo de las operaciones (año 2014).

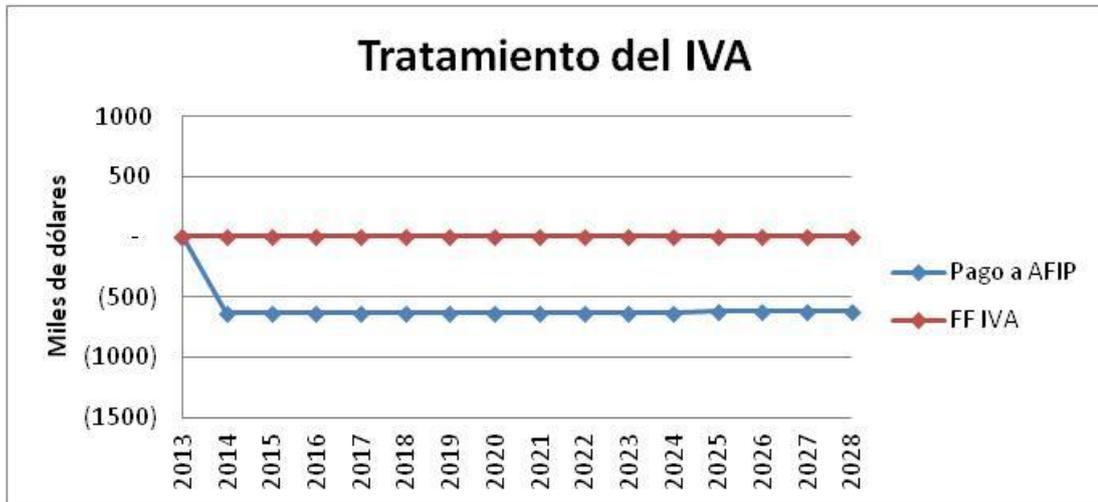


Gráfico 36. Pago AFIP y FF IVA - Escenario B: con diferimiento IVA. Fuente: elaboración propia.

Conclusión de Escenarios IVA

Como conclusión, el escenario B es **financieramente mejor** dado que permite mitigar los efectos de las inversiones iniciales, comenzando el pago del IVA junto con los ingresos por ventas, mejorando la situación financiera respecto al aspecto impositivo. Por otro lado al ser prorrateado el pago del IVA a lo largo de 15 años no se acumula saldo de crédito.

De todas formas, debe analizarse también el impacto de las amortizaciones aceleradas, ya que como expresa la ley, debe **optarse por un solo beneficio**.

Estructura de capital propuesta

Para la financiación del proyecto, se decidió por una estructura compuesta en un 70% por **deuda** para el comienzo del mismo. En el contexto actual, es muy difícil conseguir deuda a tasas razonables siendo el monto a invertir y la inestabilidad político-económica del país, las principales causas que explican este problema. A pesar de estas dificultades, se analizaron proyectos con inversión similar para estudiar la estructura de financiación de los mismos. Según el estudio, se constató que existe una posibilidad de financiarse con deuda, en general hasta un 70% ya que una vez superada esta barrera, el monto a invertir hace que la tasa de interés sea muy elevada o la inversión requerida es tal que no hay banco que la financie. En particular, el financiamiento para este proyecto será provisto por el Export-Import Bank of the United States (EXIM-US) a una tasa del 12% en USD y a pagar en 7 años (máximo plazo de crédito otorgado a compradores extranjeros), dado que tanto los paneles como los inversores son 100% fabricados en Estados Unidos, complementado con un 30% equity financed.

El crédito utiliza el sistema alemán de pagos. La estructura y división anterior encuentra una explicación en los valores que se manejan en la actualidad en el mercado crediticio. En particular para el rubro al cual pertenece el proyecto, el EXIM

está financiando inversiones de gran envergadura para darle sostenibilidad a la energía renovable y cumplir con su política ambiental en cuanto a emisiones de CO₂.

Otro factor importante a tener en cuenta es la moneda con la cual se realizará la inversión. A saber, los paneles y los inversores se financiarán en su totalidad en dólares estadounidenses. En consecuencia, se debería considerar el riesgo que representan las restricciones actuales para conseguir dicha moneda extranjera.

Sin embargo, se puede analizar la cantidad de dólares que dejará de salir al exterior por la sustitución parcial de la importación de energía debido a la implantación de la central solar contra la salida de dólares debido a la importación de los equipos necesarios. Con esto, se muestra que el proyecto a pesar de importar maquinaria, genera un ahorro de dólares por el cese de importación de energía, lo cual puede utilizarse como reclamo a la hora de buscar dólares para realizar la inversión. El costo promedio de la energía importada por Argentina es de **230 US\$/MWh** en 2008 (ver el capítulo correspondiente a mercado) y se estima una producción del parque de cerca de 5.327 MWh/año. Con lo cual, la importación se reduciría en **1.225.210 US\$/año**. Este cálculo puede ser de utilidad para el financiamiento en moneda extranjera teniendo en cuenta la coyuntura política de la actualidad.

En conclusión, se optará por una relación **D/V de 70%** lo que dará una relación **D/E de 2,33**. Este ratio se verá afectado a medida que se vaya amortizando la deuda, por lo que este es un valor inicial. Además, este cambio conllevará a variaciones en el **WACC (costo promedio ponderado del capital)** lo que a su vez afectará al **Value (V)** del proyecto.

FLUJO DE FONDOS

La construcción del flujo de fondos consiste en identificar y analizar los ingresos y egresos asociados al proyecto y como van ocurriendo a través del tiempo. Dada la importante información que el mismo brinda, es razonable poder analizar en forma separada el flujo de fondos del proyecto y el flujo de fondos del inversor.

Flujo de Fondos del Proyecto (FCFF)

Permite medir la rentabilidad del proyecto en sí mismo, es decir, sin considerar el financiamiento. Para ello, se supone que la totalidad de las inversiones es erogada por el inversor, realizándose como la diferencia entre los ingresos y egresos de caja.

Los **egresos** de dinero son todos aquellos que producen una disminución de la caja, y dentro de ellos se incluyen, **además de los costos (operativos y no operativos)**:

- **Inversión en activo fijo:** las Inversiones en bienes de uso necesarias para cada año. Teniendo en cuenta que en el año 0 se realiza la mayor erogación por la inversión en los paneles, inversores y el BoS, y dados las mínimas inversiones en años posteriores, se ha optado por depreciar estas últimas, representándolas en los costos operativos (OPEX).
- **IVA:** este ítem es necesario incluirlo ya que el mismo significa una alteración de la caja y su valor no está incluido en los otros rubros. Para realizar un análisis detallado del efecto de este impuesto, se construyó un Flujo de Fondos IVA, que puede verse en la pestaña IVA.
- **Impuesto a las Ganancias:** En este punto resulta conveniente realizar una breve aclaración. El valor de Impuesto a las Ganancias (IG) que aparece en el cuadro de resultados incluye el ahorro de IG por intereses (escudo impositivo), por lo que da un pago de impuestos menor. Dado que el FCFF no debe tener en cuenta el financiamiento, no se ha considerado ese ahorro en el rubro IG del FCFF, sino que luego se lo incluye en el Flujo de Deuda como "IG intereses".
- **Honorarios al Directorio:** Se ha adoptado como criterio no pagar Honorarios.

Los **ingresos** de dinero a caja que se consideran para el Flujo de Fondos del proyecto son:

- **Ingresos por venta de energía:** Dicho valor proviene del Cuadro de Resultados y dado que en los egresos se consideran todos aquellos generados por costos, tasas e impuestos (nacionales y provinciales), para evitar errores se toma el valor bruto de ingresos.

- **Recupero del Crédito Fiscal:** El Recupero del Crédito Fiscal representa un ingreso dado que produce un aumento de la caja; el valor del mismo se puede encontrar en la hoja de cálculo “IVA”. De todas formas, el mismo se encuentra considerado en el flujo de fondos del IVA.
- **Amortizaciones:** Las amortizaciones no provocan una salida de caja. Como no se encuentran restando en los ingresos considerados (ventas brutas), no es necesario agregarlas por separado.

Finalmente, se calculan los totales de Ingresos y Egresos para cada año con el fin de obtener el Flujo de Fondos del Proyecto, el cual se representa a continuación.

Aclaraciones

- 15 años de operación, según lo expuesto en la Res. 108/11 SE.
- Año 0: se realizan todas las inversiones de capital.
- En el año 1 la central solar se encuentra operando con normalidad.
- Al finalizar el año 15 se liquidan todos los bienes de uso a valor residual nulo (criterio conservador: los paneles tienen una vida útil técnica de 25 años)

El flujo de fondos del proyecto muestra flujo negativo solo durante el año 0 del proyecto, es decir, durante la construcción, que es el punto de máxima exposición.

Flujo de Fondos del Inversionista (FTE)

En el presente Flujo de Fondos, a diferencia del anterior, se considera que el inversor financia parte de sus inversiones. De esta forma, el capital propio que invierte en el proyecto es menor al considerado al armar el Flujo de Fondos del proyecto. A través de este flujo, se puede calcular la rentabilidad del capital propio.

En este caso, los **egresos** del Inversor están dados por los aportes de capital: El Inversor debe realizar un único Aporte de Capital. Dicho aporte se realiza únicamente en el Año 2013 y su valor surge del porcentaje determinado en la hoja VARIABLES, es decir, el porcentaje de la inversión inicial a cubrir por el inversor.

Con respecto a los **ingresos** que obtiene el Inversor, los mismos corresponden a la suma de los flujos de fondo del proyecto (considerando el flujo IVA) y el flujo de fondos de la deuda. Si bien este flujo podría ser teóricamente negativo (representando un egreso más del inversor), dadas las características del proyecto, el flujo es siempre positivo en los años 1 a 15.

Con estos valores se construye el Flujo de Fondos del inversor (Free Cash Flow to the Equity, FCFE). A continuación se representan algunos de los valores obtenidos (siempre para el caso base).

Cálculo de la tasa de descuento

Para calcular la tasa utilizada para descontar los flujos de fondos, se utilizó el método WACC con inputs del modelo CAPM. El cálculo de la misma es de suma importancia ya que al afectar directamente a los flujos de fondos, define la aprobación de las futuras inversiones.

En primer lugar, se calculó el costo del capital propio para una estructura financiada al 100% con capital propio (k_U) mediante el modelo CAPM. Los inputs se muestran en la Tabla 63.

β_U	0,488
r_F	2,82%
$r_M - r_F$	4,9%
$R_{país}$	9,76%

Tabla 63. Inputs para el cálculo del costo del capital propio. Fuente: sitio web Damodaran, diario *Ámbito Financiero*, Yahoo! Finance.

Los datos del β y el US market risk premium fueron tomados de la web del profesor Damodaran. Para el β , se hizo un promedio de la generación eléctrica (electrical utility) de EEUU mientras que para la elección de la tasa de los bonos, se eligió la tasa promedio de 2012 de bonos con maduración de 30 años para que sea comparable con la vida útil del proyecto. El riesgo país es fuente de JP Morgan a través de *ambito.com* y la tasa de los long-term bonds del gobierno de Estados Unidos fue tomada de Yahoo Finance. Cabe aclarar que se trabajó con datos de los EEUU y se los afectó por el riesgo país, debido a que los datos disponibles para Argentina no son muchos ni tan confiables como los estadounidenses.

Para el cálculo de las tasas de descuento, se utilizó el modelo SSB de modo de corregir el peso del riesgo país. Para el caso del presente proyecto, se asumieron factores bastante pesimistas, a saber:

- **g1 (acceso al mercado de capitales) = 5.** Si bien es difícil en el país la obtención de capital extranjero para financiar la inversión necesaria, se planea tomar deuda del EXIM-US (banco extranjero), dado que el 89% de la inversión inicial es “made in US” y por lo tanto califica para un préstamo de dicho banco.
- **g2 (susceptibilidad a la inversión por el riesgo político) = 8.** Un proyecto de generación de energía eléctrica en Argentina tiene muchísima incertidumbre por las decisiones políticas que se puedan llegar a tomar. Además por la duración del proyecto, el rumbo político del país puede variar mucho.
- **g3 (importancia relativa de la inversión para la compañía) = 10.** El proyecto es la compañía en sí misma.

Una vez recogidos los datos y usando este modelo, se calculó el k_U mediante el modelo CAPM, cuyo resultado fue de 12,69%. Con estas consideraciones, el WACC para la estructura de capital propuesta resultó de 10,35% en el primer año de operación, teniendo en cuenta el escudo impositivo de la deuda (1-IG).

La tasa de interés de la deuda conlleva un escudo impositivo por el ahorro de IG de los intereses, lo que arroja como resultado la tasa de interés multiplicada por 1-IG. Se calculó el costo neto de la deuda “ $i \times (1-IG)$ ”, siendo i la tasa de interés representativa de la deuda tomada con el EXIM-US, resultando tener un valor de 7,8% en USD.

Es interesante realizar un análisis de este valor teniendo en cuenta el WACC y los resultados arrojados para el V (value) y el E (equity) del proyecto. Siendo el WACC igual a 10,35% para una estructura inicial de 70/30 y el k_L de 16,31%, se puede ver que el costo neto de la deuda tiene un valor bajo en comparación con estas dos tasas. En consecuencia, es de esperar que al financiarse con deuda “barata” a un costo aproximado de $i = 7,8\%$ en USD (considerando el escudo impositivo), el flujo del inversor se vea beneficiado.

La Tabla 64 resume un análisis del WACC para distintas estructuras de capital:

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
k_U	13%								
D/V	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	0%	
D/E	2,33	1,50	1,00	0,67	0,43	0,25	0,11	0,00	
β_L	1,23	0,963	0,805	0,699	0,624	0,567	0,523	0,488	
k_L	16%	15%	14%	14%	13%	13%	13%	13%	
WACC	10%	11%	11%	11%	12%	12%	12%	13%	

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
k_U								
D/V	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
D/E	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
β_L	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488
k_L	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%
WACC	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%

Tabla 64. Cálculo del WACC para distintas estructuras de capital. Fuente: elaboración propia.

Tal como se puede observar en el Gráfico 37, el costo del capital va aumentando a medida que baja la relación Debt / Value. Esto se debe a que el costo de la deuda es inferior al costo del capital aportado por el inversor.

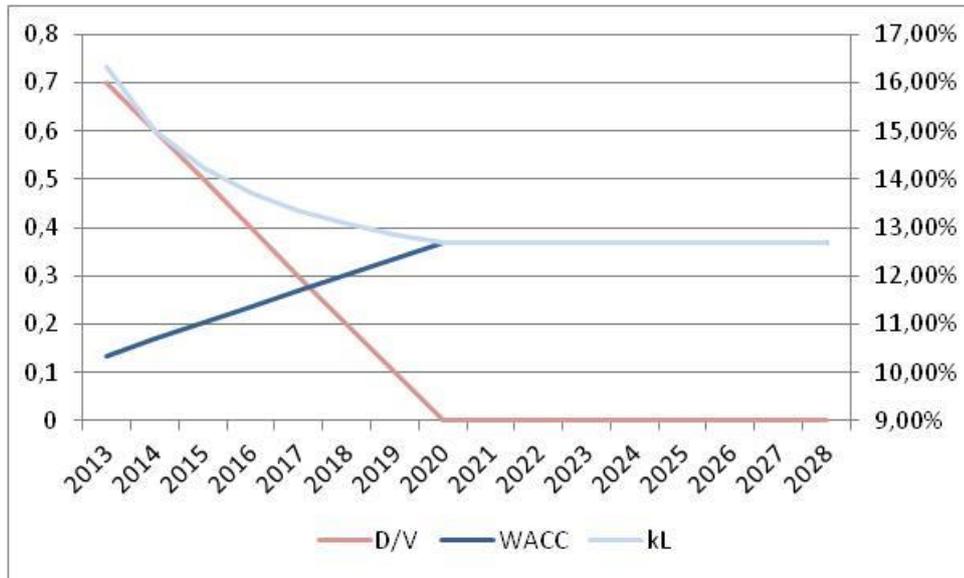


Gráfico 37. Evolución del WACC y el KL vs. Debt / Value. Fuente: Elaboración propia.

Criterios de evaluación de proyectos

A continuación se presentarán los criterios de selección, que tienen por finalidad ser útiles para la evaluación, en cuanto a la rentabilidad, de distintos proyectos de inversión. Los análisis realizados son en su totalidad cuantitativos, es decir, se generaron indicadores de riesgo y rentabilidad con información concreta sobre el desarrollo del proyecto.

Vale la pena recordar que el enfoque de este proyecto es determinar estructuras de costos y flujos de fondos para solicitar un PPA mediante la Res. SE 108/11. Siguiendo con los lineamientos planteados en el análisis de mercado, el valor de dicho PPA a solicitar será aquel que, dadas unas condiciones de borde determinadas, iguale a 0 el VAN del flujo de fondos del proyecto (VAN-WACC).

Valor Actual Neto (VAN)

Este criterio cuantitativo es uno de los más utilizados y confiables a la hora de tomar decisiones. El mismo consiste en descontar los flujos y obtener el Valor Presente de cada uno, para luego obtener el Valor Actual Neto como la suma algebraica de los valores presentes de los flujos. La tasa de descuento que se utiliza es el WACC, la cual fue calculada para todos los años.

$$VAN_{FF} = \sum_{i=0}^{i=n} \frac{FF_i}{(1+d)^i}$$

Ecuación 12. Cálculo del valor actual neto (VAN) de un flujo de fondos.

Donde: FF_i = Flujo de Fondos del período i , d = tasa de descuento, i = período a descontar.

Habiendo calculado los distintos flujos FCFE y FCFD comentados en la sección de Flujo de Fondos, se descontaron los mismos en base al WACC y el KI, para obtener por medio de estas tasas el valor actual del proyecto y para el inversor. El WACC se calculó en base a la siguiente fórmula:

$$WACC = \frac{D}{V} i (1-\alpha) + \frac{E}{V} K_L$$

Ecuación 13. Cálculo del costo promedio ponderado del capital (WACC).

El D/V se definió inicialmente como 0,7 (70% de deuda). Este cociente disminuye a medida que la deuda se va cancelando. La tasa de interés neto de la deuda se obtiene multiplicando la tasa nominal “i” acordada con el prestamista por “1-IG” (escudo impositivo). El costo del capital propio (k_L) se calcula en base a la siguiente ecuación, detallada en la parte “Cálculo de la tasa de descuento”:

$$k_L = r_f + \beta(r_m - r_f) + R_{país}$$

Ecuación 14. Cálculo del costo del capital propio (k_L) según método CAPM.

Obtenidos estos valores, se procedió al cálculo de VAN (wacc) y el VAN (FTE), descontando los fondos con las tasas mencionadas (valores mostrados siempre para el caso BASE). Los resultados pueden observarse al final de esta sección.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

El criterio de la TIR evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por periodo, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual. Otros la interpretan como la tasa de interés más alta que un inversionista podría pagar sin perder dinero, si todos los fondos para el financiamiento de la inversión se tomarán prestados y el préstamo se pagara con las entradas en efectivo de la inversión a medida que se fuesen produciendo. Esta apreciación no incluye los conceptos de riesgo ni de costo de oportunidad. También se conoce como la tasa que anula el VAN.

$$\sum_{i=0}^{i=n} \frac{FF_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

Ecuación 15. Cálculo de la tasa interna de retorno (TIR).

Si la tasa de descuento es cero, el VAN es la suma algebraica de los flujos de caja del proyecto, dado que el denominador sería siempre igual a 1. A medida que se actualiza a una tasa de descuento mayor, el VAN decrece. Al cruzar el origen (VAN = 0), la tasa de descuento se iguala a la TIR. Finalmente tiende asintóticamente al valor de la inversión inicial.

En el caso del proyecto evaluado en este trabajo final,

Es importante entender las diferencias entre el VAN y la TIR. Estos dos indicadores, son los más utilizados, pero en ocasiones pueden dar resultados distintos. La diferencia de los resultados que proporcionan ambos métodos se debe a los supuestos en que cada uno está basado. Mientras que el criterio de la TIR supone que los fondos generados por el proyecto serían reinvertidos a la TIR, el criterio del VAN supone reinversión a la tasa de descuento de la empresa.

Rentabilidad del Capital Propio (TOR) y Efecto Palanca

La Rentabilidad del Capital Propio es el rendimiento que obtiene el inversor por colocar sus fondos en el proyecto. Para poder calcularla, se despeja el valor de la tasa a la cuál deberían descontarse los Flujos de Fondo del Inversor de modo que la suma de los valores presentes de los mismos sea igual a cero. Una vez calculada y analizada el valor de la TOR, resulta imprescindible indagar sobre el **apalancamiento**.

La diferencia esencial entre la **TIR** y la **TOR** se encuentra en la financiación. El efecto palanca muestra que si se financia un proyecto con una tasa de interés neta menor que la TIR, el proyecto tendrá un apalancamiento positivo. Este efecto puede entenderse mejor si se considera que si la TIR es mayor a la tasa de interés neta, los fondos obtenidos a través del financiamiento cuestan " $i \times (1 - IG)$ ", pero al invertirlo obtengo un rendimiento TIR, superior a su costo, lo que resulta conveniente para el proyecto. En el caso contrario, el efecto es el opuesto.

El efecto de la financiación puede verse a través de la fórmula de apalancamiento.

$$I = \frac{TOR}{TIR}$$

Ecuación 16. Apalancamiento del proyecto (I) medido como TOR/TIR.

Si el efecto palanca del proyecto es positivo, significa que por cada peso que se obtiene por financiamiento, su costo es menor a la rentabilidad que se puede obtener con él en el proyecto. Este es el caso para la central solar el facto de apalancamiento es el mostrado en la Tabla 65.

TOR/TIR	1,364
----------------	--------------

Tabla 65. Apalancamiento del proyecto evaluado, caso base. Fuente: elaboración propia.

Periodo de repago

Es una medida de la cantidad de períodos necesarios para recuperar las Inversiones, es decir, alcanzar un Flujo de Fondos Acumulados positivo.

Periodo de repago simple (PRS): Mide la cantidad de periodos necesarios para que los beneficios netos, no descontados, recuperen la inversión. Se calcula determinando el número de años, por suma acumulada, que se requiere para recuperar la inversión.

Periodo de repago con actualización de fondos o compuesto (PRC): A diferencia del anterior considera el valor tiempo del dinero. Su cálculo se realiza sobre la base de la suma acumulada de los beneficios netos actualizados al momento cero.

Para el presente trabajo, se calcularon ambos periodos de repago (PRS y PRC) tanto para el flujo de fondos del proyecto (FCFF) como para el del inversor (FCFE). Los resultados obtenidos pueden consultarse en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** (siempre para el caso Base).

Resultados obtenidos: panel de control de variables

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA: EVALUACIÓN DE PROYECTO

VARIABLES DEL PROYECTO		VARIABLES MACRO	
Cantidad de paneles	12.159 x 300 Wp	ARS/USD 2012	4,8
Potencia nominal instalada:	3.647.700 Wp	Inflación (USD)	3%
Factor de capacidad neto a red:	16,67%	Distancia Valparaiso - MZA	412 km
Performance Ratio (PR)	78,92%	a LMT 33 kV	1 km
Specific Yield	1.460 (kWh/año)/kWp	Impuesto al Valor Agregado:	21%
Costo de inversión (CAPEX):	3.389.295 USD/MWp instalado	Impuesto al Valor Agregado (BK):	10,5%
Costo de los paneles:	2,20 USD/Wp	Derechos de importación (% CIF):	18% Paneles
Costo de O&M (OPEX):	27,38 USD/MWp promedio	Impuesto a las Ganancias:	35% Inversores
Costo asociado al uso del techo:	1,00% de ventas brutas	Impuesto sobre Créditos y Débitos:	0,60%
Contrato de Venta de Energía:	495,26 USD/MWh años	Ingresos Brutos Provincial:	3% EXENTO hasta 2022 (Ley provincial 7822)
Factor de emisión matriz argentina:	0,5 ton CO2/MWh	FINANCIAMIENTO	
Precio reducción CO2:	3 USD/ton CO2	Estructura de financiamiento:	70% D/N alemán
Aplicación Remuneración Ley Nº 26.190:	NO si/no	Tasa de interés:	12% 30% E/N años
Diferimiento IVA Ley Nº 26.190:	NO si/no	RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO	
Amortización Acelerada Ley Nº 26.190:	NO si/no	VAN (WACC)	\$ 10,35%
		TIR	11,72% WACC
		PRC (WACC)	15 β _u 0,488
		VAN (FTE)	\$ 908.835,27 k _L 16%
		TOR	16,05% r _f 2,82%
		PRC (FTE)	13 r _m 7,72%
			k _y 12,69%

Indicadores principales

Se realizaron cálculos de algunos indicadores económico-financieros para estudiar el comportamiento del proyecto desde un punto de vista técnico y crítico.

Profit Margin:

El profit margin (PM) indica el margen que se tiene sobre la utilidad neta.

$$PM = \frac{\text{Utilidad Neta (EAT)}}{\text{Ventas}}$$

Ecuación 17. Cálculo del Profit Margin (PM).

ROA: Return on Assets

Sirve para la determinación del retorno sobre los activos que se disponen.

$$ROA = \frac{\text{Utilidad Operativa (EBITDA)}}{\text{Activos (inversión inicial total)}}$$

Ecuación 18. Cálculo del Return on Assets (ROA).

ROE: Return on Equity

Sirve para la determinación del retorno sobre el patrimonio neto.

$$ROE = \frac{\text{Utilidad neta (EAT)}}{\text{Patrimonio Neto (Equity)}}$$

Ecuación 19. Cálculo del Return on Equity (ROE).

Debt Ratio

El índice de endeudamiento, muestra el pasivo en relación al activo. Dadas las características del proyecto, en el año 2013 no hay producción y por ende todo el pasivo es utilizado para financiar los Bienes de Capital. Se pre estableció que se utilizará un 70% de deuda y un 30% de capital contra la totalidad del activo compuesto casi únicamente de los Bienes de Uso.

$$\text{Debt Ratio} = \frac{\text{Pasivo (deuda total tomada)}}{\text{Activo (inversión inicial total)}}$$

Ecuación 20. Cálculo del Debt Ratio.

Debt-to-Equity Ratio

La relación de endeudamiento sobre el patrimonio neto muestra que la deuda es 2,33 veces más grande. Tal como se explicó, el porcentaje de deuda queda definido en base a la financiación de las inversiones iniciales. Es importante destacar el valor final de la deuda que se hace 0 al completar el pago de las cuotas.

$$\text{Debt to Equity Ratio} = \frac{\text{Pasivo (deuda total tomada)}}{\text{Patrimonio Neto (Equity)}}$$

Ecuación 21. Cálculo del Debt-to-Equity Ratio.

En la Tabla 66 se muestra a modo de resumen, una tabla con los valores de los indicadores antes descritos, para los primeros años y el promedio. En el Excel adjunto pueden consultarse el resto de los valores.

Periodo	0	1	2	PROMEDIO
Profit Margin		21,99%	25,79%	39,31%
ROA		18,47%	18,46%	18,34%
ROE		14,20%	16,66%	25,43%
Debt Ratio	70%	60%	50%	
Debt/Equity Ratio	2,33	1,50	1,00	

Tabla 66. Apalancamiento del proyecto evaluado, caso base. Fuente: elaboración propia.

Sensibilidad

Para el análisis de sensibilidad de las diversas variables utilizadas, se tuvieron en cuenta en una primera etapa aquellas que tienen el mayor impacto en el proyecto y a la vez son susceptibles de sufrir modificaciones: el precio de venta y el costo total del CAPEX. Los resultados son claros en el sentido esperado, el proyecto es muy sensible a la alteración de estos valores, que pueden incidir en la viabilidad o no del proyecto. En los Gráfico 38 y Gráfico 39 pueden observarse de mejor manera (siempre obtenidos para el caso base).

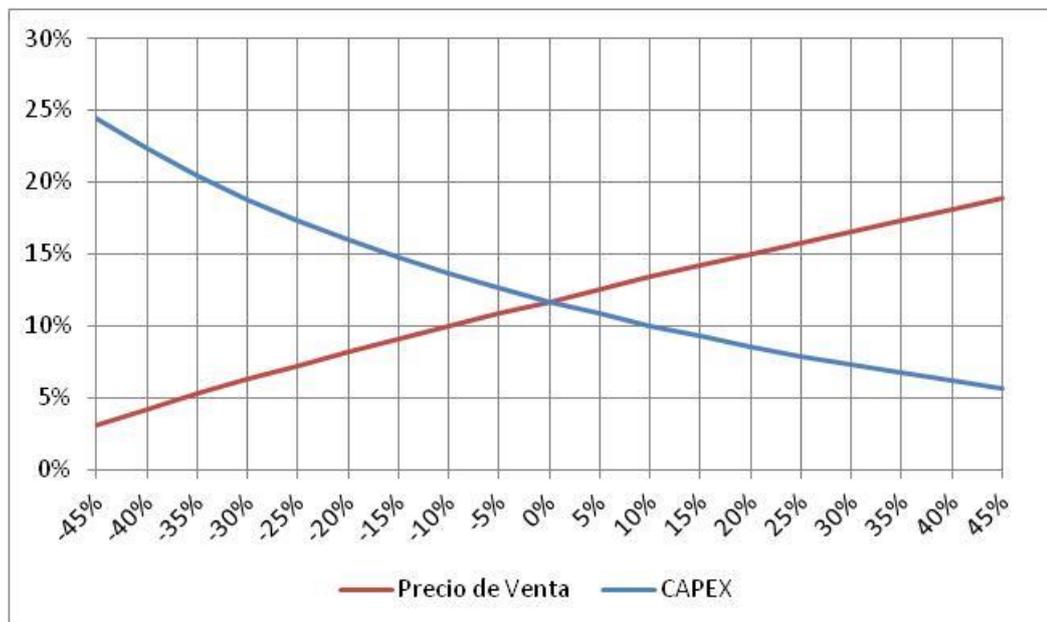


Gráfico 38. TIR según variaciones en CAPEX y precio. Fuente: elaboración propia.

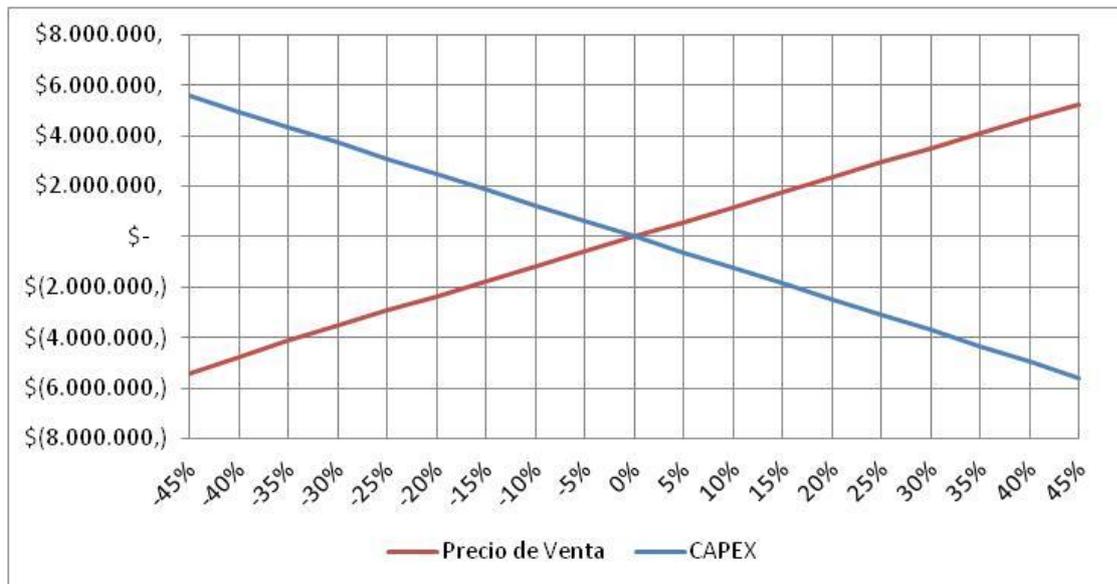


Gráfico 39. VAN (wacc) según variaciones en CAPEX y precio. Fuente: elaboración propia.

En una segunda etapa se intentó cuantificar el efecto de los incentivos fiscales, mediante una análisis “What if...?” variando las celdas que las controlan. En base a dichas variaciones se obtuvo el Gráfico 40, del cual pueden obtenerse importantes conclusiones.

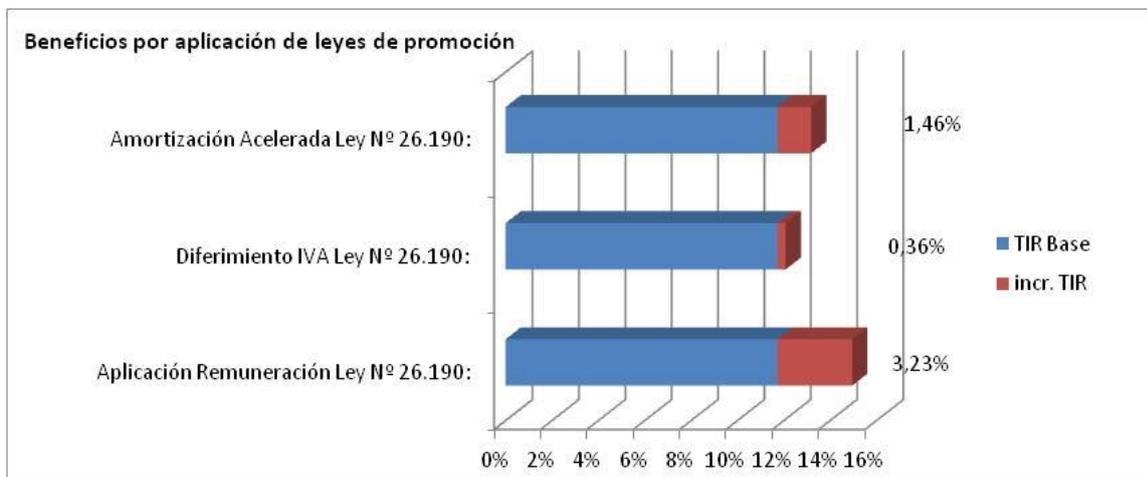


Gráfico 40. Incremento de la TIR por aplicación de leyes de promoción. Fuente: elaboración propia.

En primer lugar, se observa que conviene optar por la amortización acelerada de la inversión inicial frente al diferimiento del IVA, ya que el incremento de la TIR es mucho mayor en este caso. En segundo lugar, y tal como se esperaba, se observa que el beneficio obtenido por la ley nacional es de gran importancia (incremento de la TIR mayor a 3%), ya que son remuneraciones directas y por lo tanto impactan de lleno en los ingresos percibidos (y desde luego en el flujo de fondos).

En cuanto al análisis del flujo de fondos del inversor (ver

Gráfico 41 y Gráfico 42), se hizo especial hincapié en el efecto sobre el mismo del financiamiento elegido, variando tasa de interés obtenida y plazo de pago (entre 1 y 15 años). Los resultados fueron los esperados, con una aclaración en particular: para cualquier valor entero de plazo de pago menor a 7 años, se generan baches financieros que deben ser cubiertos mediante nuevos aportes de capital. Esto se traduce en flujos negativos para el inversor en los primeros años posteriores al año 0.

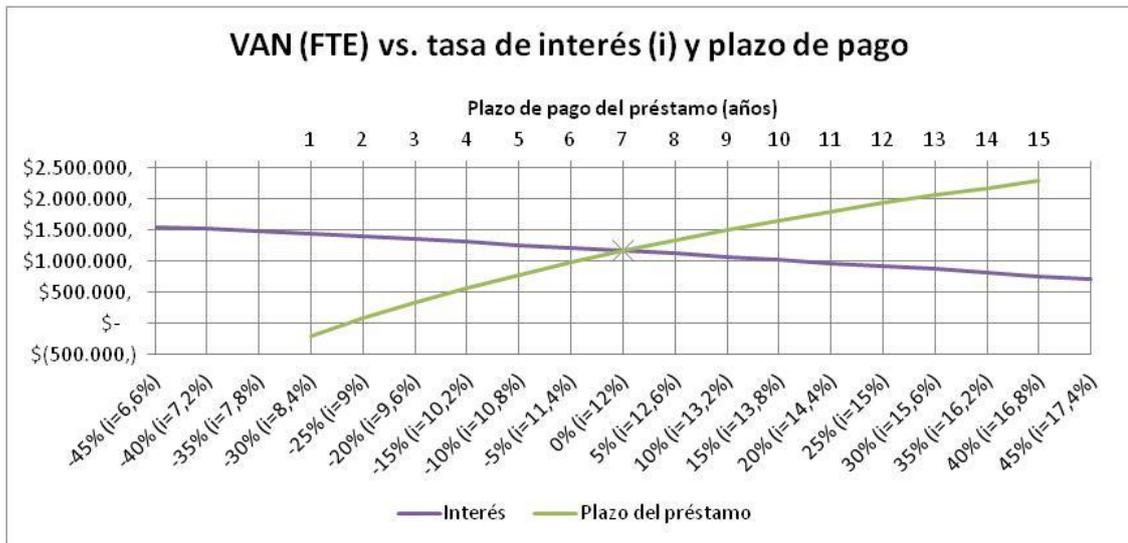


Gráfico 41. VAN (FTE) según variaciones en tasa de interés (i) y plazo de pago del préstamo. Fuente: elaboración propia.

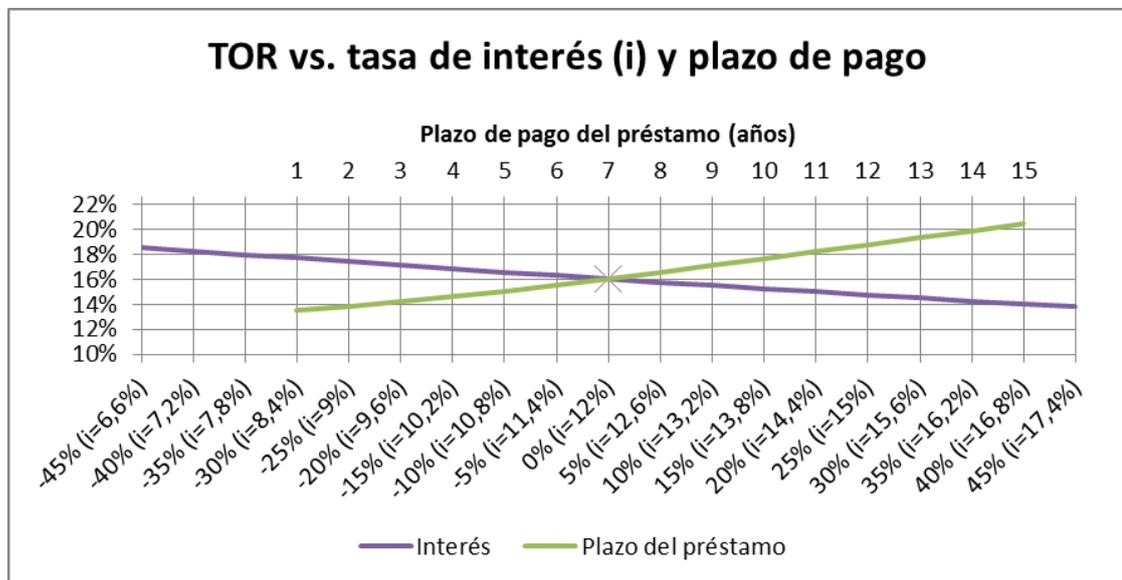


Gráfico 42. TOR según variaciones en tasa de interés (i) y plazo de pago del préstamo. Fuente: elaboración propia.

Conclusiones

Análisis de valores obtenidos para VAN (wacc) = 0

Precio de Venta de Energía

A raíz del análisis de sensibilidad realizado, podemos interpretar los siguientes precios mínimos de venta de energía requeridos para garantizar la viabilidad del proyecto (determinado por VAN-WACC = 0, resuelto por SOLVER) según los casos aplicados.

- Financiamiento: 0%
 - Sin ningún incentivo adicional: **522,5 USD/MWh**
 - + Remuneraciones y amortización acelerada: **384,9 USD/MWh**
- CASO BASE: financiamiento 70%
 - Sin ningún incentivo adicional: **495,3 USD/MWh**
 - + Aplicación de remuneraciones: **400,4 USD/MWh**
 - + Aplicación amortización acelerada: **358,2 USD/MWh**

Por lo tanto, **el mejor precio** que puede ofertarse por este proyecto en un contrato de venta de energía según Resolución 108 es **358,2 USD/MWh**, en el caso que se cuente con financiamiento tal cual el descrito y todos los beneficios fiscales y económicos previstos por las leyes nacionales para la actividad; **522,5 USD/MWh** si no se cuenta con financiamiento ni beneficios fiscales de ningún tipo. Los valores obtenidos no se encuentran muy por debajo de aquellos relevados en el análisis de mercado, correspondiente a los proyectos ganadores de la licitación GENREN. En dicha licitación, el promedio de precios adjudicados fue de **571,6 USD/MWh**, un 9% más caro que el valor máximo obtenido en este proyecto.

Puede observarse también que una de las principales barreras en el país para el desarrollo de la energía solar está ligada a la posibilidad de conseguir financiamiento a tasas competitivas.

Costo de Inversión (CAPEX) y factor de escala

Del análisis se obtiene que para una central solar de las características de este proyecto, es necesario un costo de instalación de aproximadamente **3,4 MUSD por cada MW instalado**, lo cual resulta un poco por encima de los valores de contemplados en el estudio de mercado. Gran parte de este valor corresponde a los paneles, que a un costo de 2,2 USD/Wp se encuentra muy por encima de los mejores precios del mercado (menores a 1 USD/Wp)

Costo de Operación (OPEX)

Del análisis realizado se obtiene un costo de operación de **27,4 USD por MWh generado** lo cual resulta dentro de los valores de contemplados en el estudio de mercado. Por otro lado, se observa que los costos anuales de operación, incluyendo el

costo del alquiler del techo, se encuentran por debajo del 1% del valor de la inversión inicial (0,97%), valor coherente con el benchmarking realizado.

Análisis de valores obtenidos para VAN (FTE) = 0

Se repitió el análisis realizado en el título anterior pero en este caso buscando igualar a 0 el valor actual neto del flujo de fondos del inversor. Este análisis se realiza para Cumpliendo la condición VAN-FTE= 0 (vía Solver), según los casos aplicados. Dado que en el caso sin financiamiento los flujos del proyecto son iguales a los flujos del inversor, se ha omitido este análisis, ya que arrojaría los mismos resultados que para VAN (WACC) = 0.

- CASO BASE: financiamiento 70%
 - Sin ningún incentivo adicional: **468,8 USD/MWh**
 - + Aplicación de remuneraciones: **373,5 USD/MWh**
 - + Aplicación amortización acelerada: **331 USD/MWh**

En este supuesto, el precio mínimo que puede aceptar un inversor dadas las condiciones de bordes correspondientes es de **331 USD/MWh** apenas un 8% inferior al valor mínimo obtenido para VAN-WACC = 0.

Viabilidad Económica

Podemos concluir que la viabilidad económica del proyecto está restringida principalmente por los siguientes puntos:

- Obtención de un contrato de venta de energía a 15 años por un mínimo de **331 USD/MWh** y la aplicación de todos los beneficios fiscales y remuneraciones previstas para la energía solar.
- La obtención del financiamiento del 70% del proyecto de alguna de las fuentes mencionadas u otro modelo de financiamiento disponible con tasas y plazos similares.

Estas barreras, si bien presentan un gran desafío hoy en día, podrán ser superadas si se continúa el desarrollo de la industria y la estabilidad económica que permita el ingreso de inversiones a largo plazo.

Por otro lado, por las diferencias entre los valores con y sin remuneraciones y beneficios fiscales, se concluye que son de gran impacto sobre el proyecto y que sin ellos la viabilidad del proyecto se vería gravemente afectada. La misma calificación reciben los derechos de importación que representan casi un 12,5% del total de la inversión.

A su vez, es necesario desarrollar marcos regulatorios que se adapten mejor a las energías renovables. En el caso particular de la energía solar, los paneles suelen tener

una vida útil de 25 años (incluso con potencia garantizada por el fabricante), frente al PPA de 15 años que plantea la Res. SE 108/11. No se ha planteado la venta a precio SPOT entre los años 15 y 25, debido al alcance limitado de este trabajo y al escaso valor técnico de cualquier proyección de precio de energía a más de 15 años.

Finalmente, podemos concluir que el uso de tecnología flexible CIGS en techos industriales metálicos de gran escala no ha presentado un ahorro significativo en costos de infraestructura que logre contrarrestar su alto costo en comparación con otras tecnologías fotovoltaicas

Bibliografía del Capítulo III

- **Alexandre Kossoy, Pierre Guigon.** The State and Trends of the Carbon Market 2012, Reporte del Banco Mundial, Steigman Communications.
- **Banco Central de la República Argentina.** Tasas de interés por préstamos al sector privado no financiero - personas jurídicas. Reporte de la Gerencia de Estadísticas Monetarias – Septiembre 2012.
- **CAMMESA. Informe Anual 2011. Mercado Eléctrico mayorista. Enero 2012.**
- **Cátedra. 2011.** Proyectos de Inversión. [En línea] 2011.
<http://www.centros.itba.edu.ar/proyectodeinversion/?m=201008>.
- **ENARSA, 2011:** *Adjudicación de contratos de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables*, Licitación GENREN.
- **EIA, 2009 (US Energy Information Administration):** *Assumptions to the Annual Energy Outlook 2009 DOE / EIA-0554*, Marzo 2009.
<http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/assumption>
- **Entrevista especializada:** Entrevista durante el segundo cuatrimestre del 2012 con gente especializada del rubro.
- **Ley 26.190: REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA**, 6 de Diciembre de 2006. Boletín Oficial, 2 de Enero de 2007
- **Ley provincial de Mendoza 7822.** <http://www.tribunet.com.ar/tribunet/ley/7822.htm>
- **Lecciones de Finanzas e Ingeniería Económica**, Lelic, Rifat, 2008. Editorial Nueva Librería.
- **Morgan Stanley Research.** Enel Green Power S.p.A., 19/01/2011.
- **Proyecciones cátedra Proyectos de Inversión del ITBA,**
<http://www.centros.itba.edu.ar/proyectodeinversion/?m=201008>.
- **Resolución de la Secretaría de Energía 208/11.**
- Sitio web de **SoloPower.** <http://solopower.com/>
- Sitio web de **Advanced Energy.** <http://solarenergy.advanced-energy.com/>
- Sitio web **CivicSolar** <http://www.civicsolar.com/>
- Sitio web de **Nova Miron.** <http://www.novamiron.com.ar/>
- Sitio web de **Hapag-Lloyd.** <http://www.hapag-lloyd.com/en/home.html>
- Sitio web de la **AFIP** (<http://www.afip.gov.ar/aduana/arancelIntegrado/>)
- Sitio web del Export-Import Bank of the United States (**EXIM-US**).
<http://www.exim.gov/>
- Sitio web del profesor **Damodaran.** (<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>), Stern School of Business, New York University.
- Sitio web de **Yahoo! Finance**
(http://finance.yahoo.com/bonds/composite_bond_rates)
- Sitio web del diario **Ámbito Financiero**
(<http://www.ambito.com/economia/mercados/riesgo-historico.asp?idpais=2>)

Índice de Tablas

<i>Tabla 1. Cuadro comparativo de las distintas tecnologías de láminas delgadas. (NREL, High efficiency Thin film CdTe and a-Si based solar cells)</i>	<i>10</i>
<i>Tabla 2. Costos de generación eléctrica a partir de energías alternativas (valores internacionales). Fuente: EIA, 2009 (US Energy Information Administration)</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 3. Descripción de variables y sus fuentes utilizadas en el análisis de regresión ...</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 4. Datos históricos para el modelo de regresión según variable y año</i>	<i>32</i>
<i>Tabla 5. Resultados del análisis de los modelos seleccionados de regresión.</i>	<i>33</i>
<i>Tabla 6. R2 y S2 de modelos validados en el análisis de regresión.....</i>	<i>34</i>
<i>Tabla 7. Datos históricos, proyección ex post y error. Análisis de regresión.</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 8. Valores proyectados vía regresión. Los datos a partir de 2018 corresponden a una proyección lineal de los años anteriores.....</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 9. Escenario alternativo para el modelo de regresión con tasas de crecimiento del PBI menores.</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 10. Tensiones de líneas disponibles. Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA.</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 11. Longitudes de línea (km) por nivel de tensión y región, año 2011. Fuente: CAMMESA.</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 12. Incrementos registrados durante 2011 en la capacidad de transporte en líneas, longitud y potencia instalada de transformación en redes de transporte (incluyen a los transportistas independientes de cada red de transporte). Fuente: CAMMESA.</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 13. FODA: Diagnóstico externo. Matriz FEI.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 14. FODA: Radiografía interna. Matriz FII</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 15. Cálculo del precio monómico mensual para 2011. Fuente: CAMMESA.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 16. Datos arrojados por la regla Random Walk.</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 17. Cálculo de la distribución de probabilidad de Et.....</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 18. Parámetros para el Mean Reversion.</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 19. Regresión entre Et y Yt-1.....</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 20. Muestra del pronóstico de los primeros dos meses según modelo de Mean Reversion.....</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 21. Comparativa del pronóstico de Mean Reversion con lo ocurrido. Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 22. Tabla utilizada para el cálculo de la estacionalidad en Series de Tiempo.</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 23. Parámetros del error. Series de Tiempo.....</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 24. Comparativa entre Mean Reversión y Series de Tiempo.</i>	<i>81</i>

Tabla 25. Drivers que indican la conveniencia o no de firmar un PPA.	85
Tabla 26. Comparativa entre los contratos firmados por Energía Plus, GENREN y Res. 108.	86
Tabla 27. Parámetros para obtener una proyección de ventas genérica. Fuente: elaboración propia en base a datos de mercado.	87
Tabla 28. Proyección de ventas genérica. Fuente: elaboración propia en base a análisis previo.	88
Tabla 29. Centrales solares conectadas a la red. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía, CAMMESA.	103
Tabla 30. Precios 2011 de líneas de Alta Tensión y Estación Transformadora por Provincia. Fuente: empresa consultora del rubro eléctrico.	106
Tabla 31. Matriz de macro localización.	111
Tabla 32. Ficha de MZA 01.	115
Tabla 33. Ficha de MZA 02.	116
Tabla 34. Ficha de MZA 03.	117
Tabla 35. Ficha de MZA 04.	118
Tabla 36. Comparación de micro localización.	119
Tabla 37. Comparación de tecnologías de láminas flexibles. Fuente: elaboración propia en base a datos de NREL y del software RETScreen 4. (RETScreen, 2012)	151
Tabla 38. Cálculo de la variable de decisión (VD) para distintos paneles. Fuente: elaboración propia.	152
Tabla 39. Ficha técnica del panel elegido. Fuente: (SoloPower, SP3L, 2012)	153
Tabla 40. Ficha técnica del inversor elegido. Fuente: (AE, 2012).....	160
Tabla 41. Presupuesto y cantidad de paneles e inversores. Fuente: elaboración propia.	172
Tabla 42. Presupuesto y cantidad de placas soporte de policarbonato. Fuente: elaboración propia.	172
Tabla 43. Presupuesto y cantidad de cables y obra civil. Fuente: elaboración propia.	172
Tabla 44. Presupuesto y cantidad de elementos para celdas y transformadores. Fuente: elaboración propia.	172
Tabla 45. Condiciones solares de Mendoza (El Plumerillo). Fuente: NASA (a través del software RETScreen).....	173
Tabla 46. Producción de energía bruta de la central solar. Fuente: elaboración propia.	175
Tabla 47. Pérdidas diferenciadas en la instalación. Fuente: elaboración propia en base a estándares de la industria.	177

<i>Tabla 48. Producción de energía neta de la central solar. Fuente: elaboración propia.</i>	179
<i>Tabla 49. Cálculo mensual del Performance Ratio (PR). Fuente: elaboración propia.</i>	180
<i>Tabla 50. Cálculo del Factor de Capacidad (FC). Fuente: elaboración propia.</i>	181
<i>Tabla 51. Cálculo del Rendimiento Específico. Fuente: elaboración propia.</i>	182
<i>Tabla 52. Etapas de Instalación. Elaboración propia en Gantt Project.</i>	183
<i>Tabla 53. Requerimientos de Mano de Obra para la instalación. Fuente: Elaboración propia.</i>	184
<i>Tabla 54. Variables que conforman el caso Base; valores en USD. Fuente: elaboración propia.</i>	196
<i>Tabla 55. Dimensiones de los paneles e inversores. Fuente: elaboración propia.</i>	199
<i>Tabla 56. Transporte marítimo de los paneles e inversores. Fuente: elaboración propia.</i>	201
<i>Tabla 57. Transporte marítimo de los paneles e inversores. Fuente: elaboración propia.</i>	203
<i>Tabla 58. Total CAPEX Paneles e Inversores. Fuente: elaboración propia.</i>	204
<i>Tabla 59. Detalle de la obra civil del CAPEX BoS. Fuente: elaboración propia.</i>	206
<i>Tabla 60. Total CAPEX BoS. Fuente: elaboración propia.</i>	209
<i>Tabla 61. Esquema del cuadro de resultados. Fuente: elaboración propia.</i>	218
<i>Tabla 62. Esquema del cuadro para tratamiento del IVA. Fuente: elaboración propia.</i>	219
<i>Tabla 63. Inputs para el cálculo del costo del capital propio. Fuente: sitio web Damodaran, diario Ámbito Financiero, Yahoo! Finance.</i>	225
<i>Tabla 64. Cálculo del WACC para distintas estructuras de capital. Fuente: elaboración propia.</i>	226
<i>Tabla 65. Apalancamiento del proyecto evaluado, caso base. Fuente: elaboración propia.</i>	229
<i>Tabla 66. Apalancamiento del proyecto evaluado, caso base. Fuente: elaboración propia.</i>	233

Índice de Gráficos

Gráfico 1. Evolución anual de la potencia instalada por tipo de generación. Fuente: CAMMESA, 2011.....	19
Gráfico 2. Evolución anual demanda comercializada vs PBI.....	21
Gráfico 3. Evolución anual demanda comercializada vs Población.	22
Gráfico 4. Matriz energética argentina, 2011. Fuente: CAMMESA.	23
Gráfico 5. Análisis ex-post del modelo seleccionado. Fuente: elaboración propia	35
Gráfico 6. Histograma del error del análisis ex-post.....	36
Gráfico 7. Demanda de electricidad pronosticada 2012-2020.	38
Gráfico 8. Demanda de electricidad real 1994-2011 y pronosticada 2012-2020.	38
Gráfico 9. Pronóstico de demanda original y alternativa.	40
Gráfico 10. Demanda real 1992-2011 y pronosticada original y alternativa 2012-2020.	40
Gráfico 11. Consumo por usuario, gráfico de columnas apiladas. Fuente: CAMMESA. .	41
Gráfico 12. Consumo por usuario, gráfico de líneas. Fuente: CAMMESA.	42
Gráfico 13. Potencia Instalada en el SADI, Julio 2012. Fuente: Boletín CNEA.....	43
Gráfico 14. Evolución de la generación de energía eléctrica en Argentina. Fuente: CAMMESA, 2011.....	44
Gráfico 15. Porcentaje de las importaciones sobre la energía eléctrica consumido. Fuente: CAMMESA, 2011.	44
Gráfico 16. Oferta Bruta de Energía. Fuente: CNEA, Julio 2012.....	45
Gráfico 17. Capacidad total instalada a nivel mundial de energía solar. Fuente: European Photovoltaic Industry Association (EPIA).....	46
Gráfico 18. Capacidad Instalada Solar Nacional. Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.....	47
Gráfico 19. Evolución del precio monómico mensual y sus componentes, año 2011. Fuente: CAMMESA	72
Gráfico 20. Correlación entre primeras diferencias E_t ; E_{t-1}	74
Gráfico 21. Correlación entre precio ajustado en US\$/MWh del año t con el del año t-1.	75
Gráfico 22. Cálculo de la distribución de probabilidad de E_t	76
Gráfico 23. Proyección del precio de la electricidad.....	78
Gráfico 24. Serie histórica del precio con estimación lineal. Fuente: CAMMESA.....	79
Gráfico 25. Histograma de la distribución del error para Series de Tiempo.	80

Gráfico 26. Serie de precio histórica + Serie de precio proyectada, modelo de Series de Tiempo.	81
Gráfico 27. Evolución del precio spot para 2010 y 2011. Fuente: CAMMESA	84
Gráfico 28. Producción de energía bruta de la central solar. Fuente: elaboración propia.	175
Gráfico 29. Pérdidas en la instalación. Fuente: elaboración propia en base a datos calculados.	178
Gráfico 30. Porcentaje de CAPEX – Paneles e Inversores, según rubro. Fuente: elaboración propia.	204
Gráfico 31. Porcentaje de CAPEX – Balance of System, según rubro. Fuente: elaboración propia.	210
Gráfico 32. Porcentaje de Inversión de capital total (CAPEX) según rubro. Fuente: elaboración propia.	210
Gráfico 33. Porcentaje de gastos operativos (OPEX) según rubro, para 2014 y precio tal que VAN=0. Fuente: elaboración propia.	212
Gráfico 34. Aplicación de los ingresos en el cuadro de resultados (caso base). Fuente: elaboración propia.	213
Gráfico 35. Pago AFIP y FF IVA - Escenario A: sin diferimiento IVA. Fuente: elaboración propia.	220
Gráfico 36. Pago AFIP y FF IVA - Escenario B: con diferimiento IVA. Fuente: elaboración propia.	221
Gráfico 37. Evolución del WACC y el KL vs. Debt / Value. Fuente: Elaboración propia.	227
Gráfico 38. TIR según variaciones en CAPEX y precio. Fuente: elaboración propia.	233
Gráfico 39. VAN (wacc) según variaciones en CAPEX y precio. Fuente: elaboración propia.	234
Gráfico 40. Incremento de la TIR por aplicación de leyes de promoción. Fuente: elaboración propia.	234
Gráfico 41. VAN (FTE) según variaciones en tasa de interés (i) y plazo de pago del préstamo. Fuente: elaboración propia.	235
Gráfico 42. TOR según variaciones en tasa de interés (i) y plazo de pago del préstamo. Fuente: elaboración propia.	235
Gráfico 43. Carga en invierno. Fuente: CAMMESA, 2011.	255
Gráfico 44. Carga en verano. Fuente: CAMMESA, 2011.	255
Gráfico 45. Demanda típica semanal en invierno. Fuente: CAMMESA, 2011.	256
Gráfico 46. Demanda típica semanal en verano. Fuente: CAMMESA, 2011.	256

Índice de Ilustraciones

<i>Ilustración 1. Resumen de las autorizaciones requeridas.</i>	<i>13</i>
<i>Ilustración 2. Distribución de las acciones de CAMMESA. Fuente: CAMMESA.</i>	<i>14</i>
<i>Ilustración 3. Demanda energética por región. CAMMESA, 2009</i>	<i>17</i>
<i>Ilustración 4. Adjudicaciones correspondientes al programa GENREN. Fuente: Ministerio de Planificación Federal, Inversión y Servicios, Junio 2010.....</i>	<i>49</i>
<i>Ilustración 5. Esquema de competidores.</i>	<i>50</i>
<i>Ilustración 6. Inversiones en red de transporte 1994 – 2010. Fuente: ENRE</i>	<i>56</i>
<i>Ilustración 7. Esquema de la red eléctrica geográfico del SADI (diciembre 2012). Fuente: CAMMESA.....</i>	<i>58</i>
<i>Ilustración 8. Esquema de las 5 fuerzas de Porter.</i>	<i>65</i>
<i>Ilustración 9. Esquema de la cadena de valor del sector eléctrico. Fuente: elaboración propia en base a la Secretaria de Energía.....</i>	<i>90</i>
<i>Ilustración 10. Efecto fotoeléctrico. Fuente: Google Images.</i>	<i>99</i>
<i>Ilustración 11. Centrales solares adjudicadas en la licitación GENREN. Fuente: Secretaría de Energía.</i>	<i>104</i>
<i>Ilustración 12. Mapa con las posibles ubicaciones según criterios adoptados. Fuente: “Atlas de energía solar de la República Argentina”, H. Grossi Gallegos y R. Righini. ...</i>	<i>105</i>
<i>Ilustración 13. Esquema de la red eléctrica geográfico del SADI. Fuente: (CAMMESA, 2012).....</i>	<i>107</i>
<i>Ilustración 14. Esquema de la red eléctrica geográfico del SADI, detalle Mendoza. Fuente: (CAMMESA, 2012).</i>	<i>113</i>
<i>Ilustración 15. Mapa con las posibles micro localizaciones en Mendoza. Fuente: elaboración propia en base a GoogleEarth.....</i>	<i>114</i>
<i>Ilustración 16. Posible localización MZA01, vista en planta. Fuente: elaboración propia en base a GoogleEarth.</i>	<i>115</i>
<i>Ilustración 17. Posible localización MZA02, vista en planta. Fuente: elaboración propia en base a GoogleEarth.</i>	<i>116</i>
<i>Ilustración 18. Posible localización MZA03, vista en planta. Fuente: elaboración propia en base a GoogleEarth.</i>	<i>117</i>
<i>Ilustración 19. Posible localización MZA04, vista en planta. Fuente: elaboración propia en base a GoogleEarth.</i>	<i>118</i>
<i>Ilustración 20. Localización MZA 01, Hipermercado Libertad de Godoy Cruz, vista NORTE. Fuente: Google Earth y Google Maps.</i>	<i>119</i>

<i>Ilustración 21. Localización MZA 01, Hipermercado Libertad de Godoy Cruz, vista OESTE. Fuente: Google Earth y Google Maps.</i>	120
<i>Ilustración 22. Localización MZA 01, Hipermercado Libertad de Godoy Cruz, vista ESTE. Fuente: Google Earth y Google Maps.</i>	120
<i>Ilustración 23. Localización MZA 01, Hipermercado Libertad de Godoy Cruz, vista NORESTE. Fuente: Google Earth y Google Maps.</i>	121
<i>Ilustración 24. Localización MZA 01, Hipermercado Libertad de Godoy Cruz, vista SUDESTE. Fuente: Google Earth y Google Maps.</i>	121
<i>Ilustración 25. Localización MZA 01, Hipermercado Libertad de Godoy Cruz, vista satelital. Fuente: (Google, 2012).</i>	122
<i>Ilustración 26. Paneles solares de silicio amorfo (a-Si). Fuente: Google Images.</i>	124
<i>Ilustración 27. Paneles solares de silicio mono cristalino. Fuente: Google Images.</i>	125
<i>Ilustración 28. Eficiencia cuántica. Fuente: Google Images.</i>	127
<i>Ilustración 29. Paneles solares de láminas delgadas: silicio amorfo (a-Si). Fuente: Google Images.</i>	129
<i>Ilustración 30. Capas de una célula de Silicio Amorfo. Fuente: Google Images.</i>	130
<i>Ilustración 31. Paneles solares de láminas delgadas: Cadmio-Telurio (CdTe). Fuente: Google Images.</i>	130
<i>Ilustración 32. Paneles solares de láminas delgadas: Cobre-Indio-Galio-Selenio (CIGS). Fuente: Google Images.</i>	131
<i>Ilustración 33. Esquema de fabricación por electrodeposición seguida de selenización. Fuente: Wikipedia.</i>	135
<i>Ilustración 34. Esquema de fabricación de combinación por presión y calor (FASST). Fuente: elaboración propia.</i>	136
<i>Ilustración 35. Curva característica de un panel solar. Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona.</i>	137
<i>Ilustración 36. Determinación de I_{cc} y V_{oc}. Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona. (Cortés & Batet, 2011).</i>	139
<i>Ilustración 37. Curvas característica de un panel solar, en STC y para distintas irradiancias. Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona.</i>	139
<i>Ilustración 38. Conexión en serie de un panel solar. Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona.</i>	140
<i>Ilustración 39. Problemas de la conexión en serie de un panel solar. Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona.</i>	141
<i>Ilustración 40. Conexión en serie de un panel solar con diodo de Bypass. Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona.</i>	141

<i>Ilustración 41. Problemas de la conexión en paralelo de un panel solar. Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona.</i>	142
<i>Ilustración 42. Conexión en paralelo de un panel solar con diodo de Bypass. Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona.</i>	142
<i>Ilustración 43. Conexión de paneles solares con diodos de Bloqueo y Bypass. Fuente: Cortés y Batet, Energy Technology, UPC Barcelona.</i>	143
<i>Ilustración 44. Inversor trifásico DC-AC para Utility (500 kW), marca Solectria. Fuente: CivicSolar.com.</i>	143
<i>Ilustración 45. Conector Multi-Contact (MC4) para paneles solares. Fuente: (CivicSolar, 2012).</i>	145
<i>Ilustración 46. Caja de conexiones con desconector marca SolarBOS, 32 circuitos y 400 A. Fuente: CivicSolar.com.</i>	146
<i>Ilustración 47. Conexión de paneles solares con diodos de Bloqueo y Bypass. Fuente: (IFC, 2011).</i>	147
<i>Ilustración 48. Esquema de conexión a red de una central solar. Fuente: (IFC, 2011).</i>	149
<i>Ilustración 49. Panel solar elegido: Solo Panel® Model SP3L - 300 W</i> <i>Ficha del panel solar elegido: SoloPanel SP3L - 300 W</i>	152
<i>Ilustración 50. Esquema mecánico del panel elegido. Fuente: (SoloPower, Solo Power Inc., 2012).</i>	153
<i>Ilustración 51. Imagen representativa de una placa y un perfil C de policarbonato, en distintos espesores. Fuente: Google Images.</i>	155
<i>Ilustración 52. Esquema de una placa de policarbonato de 11,6 x 4,2 m con 15 paneles montados. Fuente: elaboración propia en SketchUp.</i>	156
<i>Ilustración 53. Eficiencia del inversor en función del voltaje DC y el factor de utilización de la capacidad de potencia en AC. Fuente: (IFC, 2011)</i>	158
<i>Ilustración 54. Inversor DC/AC elegido: AE 500NX-1kV (50Hz). (AE, 2012)</i>	158
<i>Ilustración 55. Esquema y vistas de las dimensiones del inversor AE 500NX-1kV (50Hz).</i>	159
<i>Ilustración 56. Efecto de los filtros y suavizadores presentes en inversores. Fuente: Worden and Zuercher-Martinson, How Inverters Work.</i>	161
<i>Ilustración 57. Esquema eléctrico de la central solar conectada a red. Fuente: elaboración propia en base a Utility Scale Solar Power Plants, IFC, 2012.</i>	162
<i>Ilustración 58. Esquema del transformador Nova Miron (1200 kVA y 600 kVA). Fuente: (Nova, 2012).</i>	163
<i>Ilustración 59. Esquema físico-eléctrico (sup.) y vista real (inf.) del panel. Fuente: elaboración propia en Google SketchUp</i>	165

<i>Ilustración 60. Barras de cobre, ejemplos. Fuente: sitio web de empresa proveedora (TeknoMega).....</i>	<i>166</i>
<i>Ilustración 61. Esquema 2D del techo donde se instalará la central solar. Fuente: elaboración propia en Google SketchUp</i>	<i>167</i>
<i>Ilustración 62. Esquema de la distribución de grupos de la central solar. Fuente: elaboración propia en Google SketchUp.</i>	<i>167</i>
<i>Ilustración 63. Diversas configuraciones de la rama en serie. Fuente: elaboración propia en base a Google SketchUp</i>	<i>168</i>
<i>Ilustración 64. Ubicación de las barras de cobre y edificio de inversores/transformadores. Fuente: elaboración propia en Google SketchUp.</i>	<i>169</i>
<i>Ilustración 65. Cableado (CC) entre las barras y los inversores. Fuente: elaboración propia en Google SketchUp</i>	<i>170</i>
<i>Ilustración 66. Edificio de inversores y transformadores. Fuente: elaboración propia en base a Google SketchUp</i>	<i>170</i>
<i>Ilustración 67. Conexión al SADI, línea en 33 kV (1 km). Fuente: elaboración propia en GoogleEarth.</i>	<i>171</i>
<i>Ilustración 68. Horizonte y camino solar en Mendoza. Fuente: Software PV-SYST.....</i>	<i>174</i>
<i>Ilustración 69. Estructura de la Organización. Fuente: elaboración propia.</i>	<i>185</i>
<i>Ilustración 70. Cronograma Gantt. Fuente: elaboración propia en Gantt Project.</i>	<i>185</i>
<i>Ilustración 71. Resumen del transporte marítimo-terrestre de paneles e inversores. Fuente: elaboración propia.....</i>	<i>199</i>
<i>Ilustración 72. Recorrido terrestre Valparaíso - Mendoza. Fuente: Google Maps.</i>	<i>202</i>

Índice de Ecuaciones

<i>Ecuación 1. Eficiencia de conversión de un panel solar.</i>	<i>138</i>
<i>Ecuación 2. Factor de llenado de un panel solar.</i>	<i>138</i>
<i>Ecuación 3. Variable de decisión para el panel solar.</i>	<i>152</i>
<i>Ecuación 4. Número máximo de paneles por rama o cadena (conexión en serie).</i>	<i>156</i>
<i>Ecuación 5. Determinación de la temperatura de operación para situaciones distintas a 20°C y 800 W/m².</i>	<i>157</i>
<i>Ecuación 6. Número mínimo de paneles por rama o cadena (conexión en serie).</i>	<i>157</i>
<i>Ecuación 7. Número máximo de ramas o cadenas de paneles (conexión en paralelo).</i>	<i>157</i>
<i>Ecuación 8. Cálculo de la producción energética bruta de la central solar.....</i>	<i>174</i>
<i>Ecuación 9. Determinación del Performance Ratio (PR).</i>	<i>180</i>
<i>Ecuación 10. Determinación del Performance Ratio (PR).</i>	<i>181</i>
<i>Ecuación 11. Determinación del Performance Ratio (PR).</i>	<i>182</i>
<i>Ecuación 12. Cálculo del valor actual neto (VAN) de un flujo de fondos.</i>	<i>227</i>
<i>Ecuación 13. Cálculo del costo promedio ponderado del capital (WACC).</i>	<i>228</i>
<i>Ecuación 14. Cálculo del costo del capital propio (k_L) según método CAPM.</i>	<i>228</i>
<i>Ecuación 15. Cálculo de la tasa interna de retorno (TIR).</i>	<i>228</i>
<i>Ecuación 16. Apalancamiento del proyecto (I) medido como TOR/TIR.</i>	<i>229</i>
<i>Ecuación 17. Cálculo del Profit Margin (PM).....</i>	<i>232</i>
<i>Ecuación 18. Cálculo del Return on Assets (ROA).....</i>	<i>232</i>
<i>Ecuación 19. Cálculo del Return on Equity (ROE).</i>	<i>232</i>
<i>Ecuación 20. Cálculo del Debt Ratio.....</i>	<i>232</i>
<i>Ecuación 21. Cálculo del Debt-to-Equity Ratio.</i>	<i>232</i>

ANEXOS

Anexo 1: Estudio de carga diaria y semanal INVIERNO/VERANO

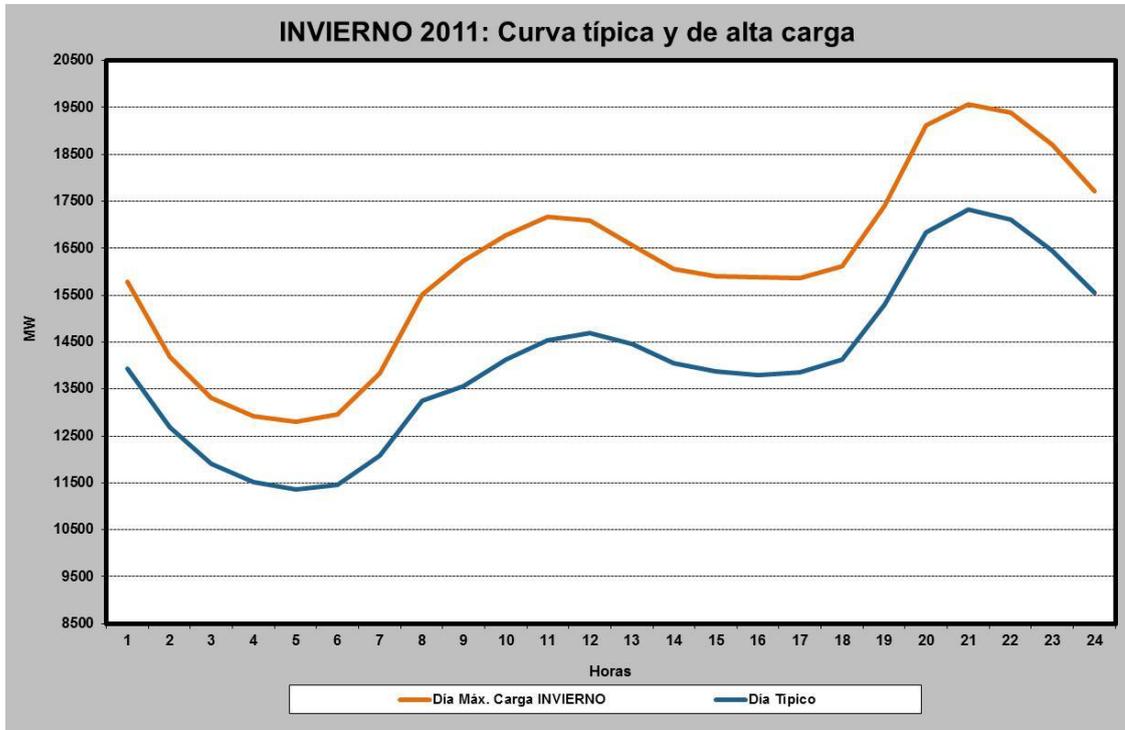


Gráfico 43. Carga en invierno. Fuente: CAMMESA, 2011.

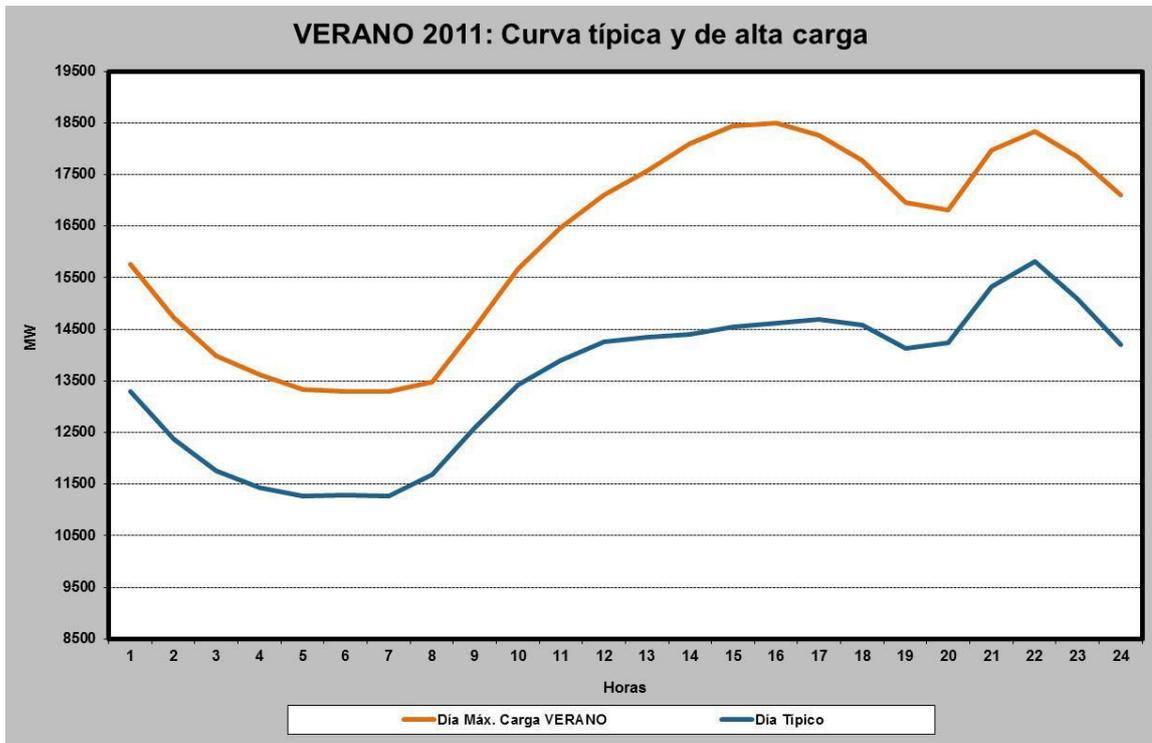


Gráfico 44. Carga en verano. Fuente: CAMMESA, 2011.

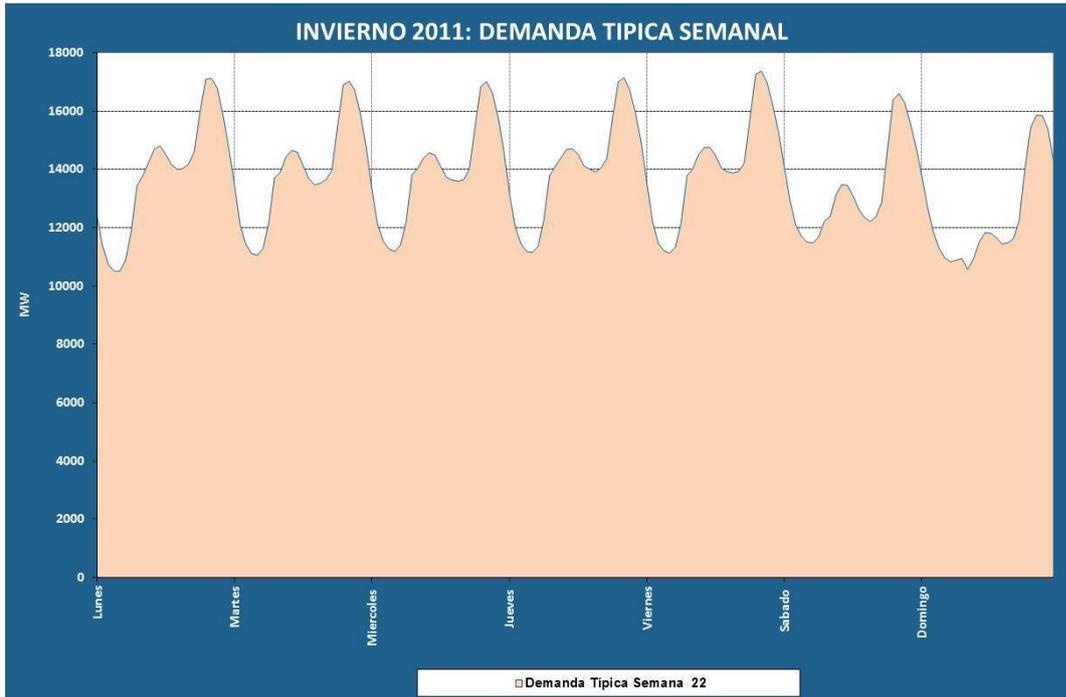


Gráfico 45. Demanda típica semanal en invierno. Fuente: CAMMESA, 2011.

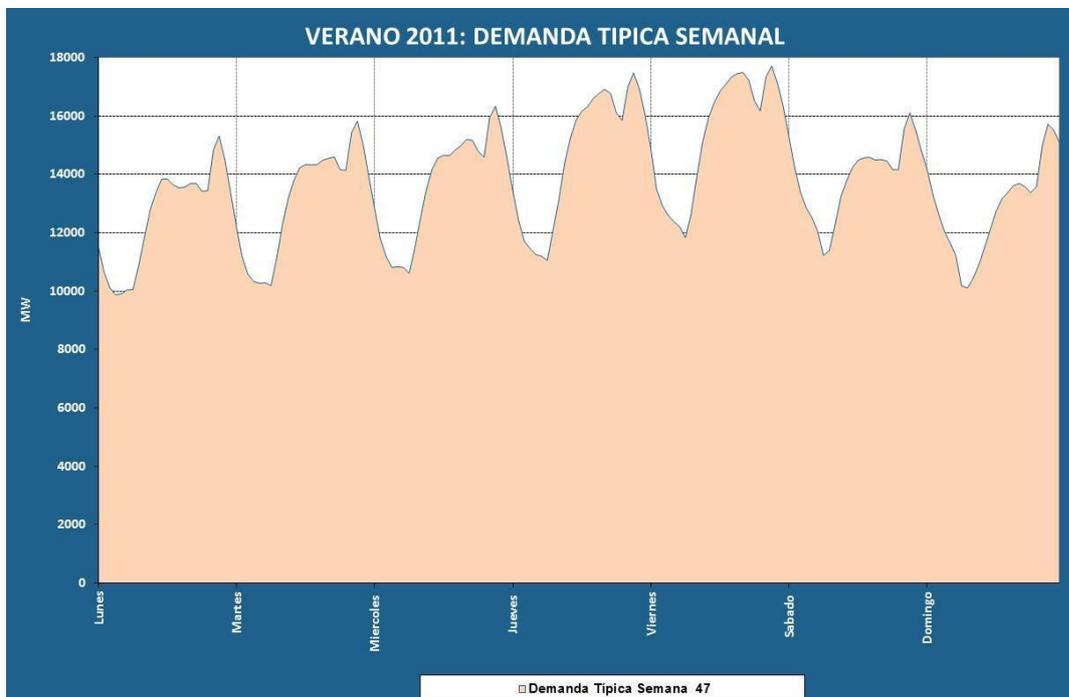


Gráfico 46. Demanda típica semanal en verano. Fuente: CAMMESA, 2011.

Anexo 2: resultado del software de simulación PV-SYST

